



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“MODELACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
CORRIENTE EN PROGRAMA ALTERNO DE
TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS (EMTP/ATP)
PARA ANALIZAR UNA CONDICIÓN DE OPERACIÓN”**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

ING. ABRAHAM MANUEL LEÓN PÉREZ

Asesor de tesis:

M.C. Carlos Morán Ramírez

Co-asesor de tesis:

Dr. José Isrrael Rodríguez Mora

Puebla, Pue.

Junio 2020



AGRADECIMIENTOS:

Quiero agradecer primeramente a mi Dios, el permitirme la vida para poder terminar este trabajo, por la salud y la oportunidad de dar este paso.

A mis hijos:

Asahel Alejandro, Gael Arturo, Briseyda Janaf por ser el motor que impulsa mis acciones, y por la inmensa alegría que han traído a mi vida.

A mi esposa:

Norma Angélica por estar a mi lado y ser el apoyo incondicional en todos los ámbitos de mi vida.

A mis padres:

Cecilia y Juan Manuel por darme la vida, y por la guía idónea para tener el privilegio de lograr ser un profesionalista y por todos los sacrificios hechos para mi vida.

A mi asesor:

El Maestro Carlos Morán por la ayuda y paciencia prestada para terminar este trabajo.

A los revisores de este trabajo:

El Maestro Genaro Campos, a la Dra. Bernardina Pinto y al Dr. Isrrael Rodriguez por sus valiosos aportes y ayuda para esta tesis

Y a todas aquellas personas que durante el recorrido de mi carrera han compartido sus conocimientos y se han interesado en mi progreso.





ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	4
RESUMEN	9
ABSTRACT	10
CAPÍTULO I PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN	11
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	11
1.2 JUSTIFICACIÓN	13
1.2.1 SOCIAL.....	13
1.2.2 TEÓRICA.....	13
1.2.3 METODOLÓGICA.....	13
1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	14
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	14
1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES.....	14
1.4 HIPÓTESIS	14
1.5 VARIABLES.....	14
1.6 ESTADO DEL ARTE	15
CAPÍTULO II. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	17
2.1 TEORÍA Y FUNCIONAMIENTO	17
2.1.1 INTRODUCCIÓN.....	17
2.1.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	18
2.1.3 NORMAS APLICABLES.....	21
2.1.4 SIMBOLOGÍA UTILIZADA PARA LOS TC'S EN ALGUNOS PAÍSES	21
2.1.5 MARCAS DE POLARIDAD.....	22
2.1.6 CONEXIONES DE TC'S MÁS COMÚNMENTE UTILIZADAS	22
2.2 PARÁMETROS	23
2.2.1 PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:.....	23
2.2.2 LETRA DE DESIGNACIÓN SEGÚN NORMA ANSI	25
2.2.3 TENSIÓN EN LOS TERMINALES (BORNES) SEGÚN NORMA ANSI TC'S CLASE C.....	26
2.3 SATURACIÓN	27
2.3.1 EFECTO DE LA SATURACIÓN DEL NÚCLEO EN EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	27
2.3.2 COMPORTAMIENTO NO LINEAL SIN HISTÉRESIS.....	29
2.3.3 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO MEDIANTE EL ANÁLISIS CLÁSICO	29
2.3.4 CURVA DE EXCITACIÓN PARA UN TC MULTI-RELACIÓN TIPO C400.....	30
2.3.5 CÁLCULO APROXIMADO DE LA TENSIÓN EN LAS TERMINALES (BORNES).....	30
2.3.6 TENSIÓN SECUNDARIA INDUCIDA.....	31
2.3.7 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	31
2.3.8 CURVA DE EXCITACIÓN UTILIZANDO VS GRÁFICA LOG-LOG	32
2.3.9 EL PUNTO "KNEE POINT" SEGÚN ANSI COMPARADO CON IEC	34
2.3.10 RESPUESTA DE UN TC A LA CORRIENTE SINUSOIDAL IP	34
2.3.11 CLASES DE PRECISIÓN SEGÚN NORMA IEC	36
2.3.12 COMPORTAMIENTO DE UN TC ANTE UNA COMPONENTE DE CC	37
2.3.13 VOLTAJE SECUNDARIO (VS) REQUERIDO.....	38
CAPÍTULO III. CONDICIONES DE OPERACIÓN	40
3.1 PRUEBAS Y MANTENIMIENTO	40
3.1.1 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	40
3.1.2 PRUEBAS.....	41
3.1.3 RESUMEN PROCEDIMIENTO PUESTA A PUNTO DE TC'S	43
3.1.4 RAZONES POR LAS QUE SE DEBE REEMPLAZAR UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	44
3.1.5 MÉTODOS PARA EVITAR LA SATURACIÓN DEL NÚCLEO EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	45



3.2 AISLAMIENTO	46
3.2.1 REQUISITOS DE AISLAMIENTO	46
3.2.2 OTROS REQUISITOS PARA EL AISLAMIENTO DEL DEVANADO PRIMARIO	48
3.2.3 REQUISITOS DE AISLAMIENTO ENTRE SECCIONES.....	50
3.2.4 REQUISITOS DE AISLAMIENTO PARA DEVANADOS SECUNDARIOS.....	50
3.2.5 REQUISITOS DE AISLAMIENTO ENTRE VUELTAS.....	50
3.2.6 REQUISITOS PARA EL AISLAMIENTO EXTERNO.....	51
3.2.7 REQUISITOS PARA VOLTAJE DE INTERFERENCIA DE RADIO (RIV).....	52
3.2.8 SOBRETENSIONES TRANSMITIDAS.....	52
3.3 ZB BAJA, ZB ALTA	53
3.3.1 FUNCIONAMIENTO EN ESTADO ESTABLE.....	53
3.3.2 CRITERIO PARA EVITAR LA SATURACIÓN DEL TC.....	55
3.4 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE TC'S	57
3.4.1 GENERALIDADES	57
3.4.2 TRANSITORIOS EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	62
3.4.3 MAGNETISMO RESIDUAL (FLUJO DE REMANENCIA)	63
3.5 CASO GENÉRICO EN LA INDUSTRIA DE LA MALA SELECCIÓN TC'S	64
CAPÍTULO IV. MODELADO DE SUBESTACIÓN 115 KV GEP EN SOFTWARE	
ATPDRAW	66
4.1 MODELADO	66
4.1.1 INTRODUCCIÓN.....	66
4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMTP/ATP.....	67
4.1.3 RECOPIACIÓN INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN A MODELAR	68
4.1.5 MODELO DE SISTEMA PARA ANÁLISIS DE ESTUDIO	74
4.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	77
4.2.1 INTRODUCCIÓN.....	77
4.2.2 PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	77
4.2.3 DATOS NECESARIOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO OBTENIDO DE CAMPO.....	79
4.3 ANÁLISIS DE FALLA CASO GENÉRICO EN LA INDUSTRIA	80
4.3.1 REPORTE DE CFE ANTE FALLA.....	80
4.3.2 DAÑOS OCACIONADOS EN LA SUBESTACIÓN.....	82
4.3.3 APLICACIÓN DEL MODELO	83
CAPÍTULO V. RESULTADOS	97
5.1 RESULTADOS	97
5.2 CONCLUSIONES DEL CASO DE ESTUDIO.....	97
5.3 CONCLUSIONES GENERALES.....	98
5.4.RECOMENDACIONES CASO GP2	98
REFERENCIAS	99
ANEXOS	100
ANEXO I. UNIFILAR SUBESTACIÓN 115 KV GP2	100
ANEXO II. TRIFILAR SUBESTACIÓN 115 KV GP2	101
ANEXO III. MODELADO DE GESTAMP EN ATP DRAW.....	102



ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1	Diagrama Esquemático Unifilar SE GP2
Fig. 1.2	TC'S fallados por falla del aislamiento.
Fig. 1.3	Condición operativa de la empresa Gestamp hasta el 30 de diciembre de 2017.
Fig. 1.4	Condición operativa a partir del 1 de enero de 2018.
Fig. 1.5	Oscilografía Falla Gestamp 1 de enero 2018
Fig. 2.1	Esquema TC'S de intensidad y dos transformadores de tensión.
Fig. 2.2	Conexión de los transformadores de Instrumento
Fig. 2.3	Transformador Básico
Fig. 2.4	Fórmula de un TC ideal
Fig. 2.5	Transformador de Corriente Ideal
Fig. 2.6	Modelo de un Transformador de Corriente Real
Fig. 2.7	Marcas de Polaridad de los TC'S
Fig. 2.8	Convenciones de marcas polaridad
Fig. 2.9	Marcas en un TC
Fig. 2.10	Conexiones comunes de un TC en un sistema trifásico.
Fig. 2.11	Carga secundaria de un TC.
Fig. 2.12	Curva de saturación del núcleo de un TC.
Fig. 2.13	Gráfica para transformadores de corriente Clase C
Fig. 2.14	Circuito Equivalente de un TC.
Fig. 2.15	Tensión de Saturación (V_{sat})
Fig. 2.16	Identificaciones del knee point
Fig. 2.17	Gráfica Log-Log en Décadas Cuadradas
Fig. 2.18	Respuesta de un TC a la corriente sinusoidal
Fig. 2.19	Saturación aproximada con una corriente sinusoidal
Fig. 2.20	Respuesta de un TC saturado
Fig. 2.21	Especificación IEC para TC'S
Fig. 2.22	Corriente Secundaria sin saturación
Fig. 2.23	Corriente Secundaria
Fig. 2.24	Corriente secundaria con saturación y sin saturación, y el error del ángulo
Fig. 2.25	Histéresis del núcleo del hierro.
Fig. 3.1	Circuito equivalente simplificado
Fig. 3.2	Curvas de Saturación para un TC tipo Cushing de relación múltiple.
Fig. 3.3	Circuito para pruebas de relación
Fig. 3.4	Circuito para pruebas de saturación
Fig. 3.5	Circuito para pruebas de polaridad
Fig. 3.6	Aislamiento deteriorado de transformador de corriente para media tensión
Fig. 3.7	Transformador de corriente dañado por falla eléctrica



Fig. 3.8	Transformador de corriente en operación con daños en el aislamiento
Fig. 3.9	Circuito equivalente de un TC y su simplificación
Fig. 3.10	Diagrama fasorial de un transformador de corriente
Fig. 3.11	Simulación Caso 1
Fig. 3.12	Simulación Caso 2
Fig. 3.13	Simulación Caso 3
Fig. 3.14	Transformadores de Corriente de alta tensión
Fig. 3.15	Proceso de desmagnetización
Fig. 3.16 (a)	Transformadores de Corriente SE GEP, en primer plano fase C, en media fase B y al fondo fase A.
Fig. 3.16 (b)	Transformadores de Corriente fallados por falla del aislamiento
Fig. 4.1	Ubicación Planta GP2
Fig. 4.2	Condición actual de la línea PDM-73330-SOR
Fig. 4.3	Acometida alta tensión 115 KV, Planta GEP
Fig. 4.4	Cuchillas Desconectoras GEP 73S09
Fig. 4.5	Transformadores de Corriente Subestación GEP
Fig. 4.6	Interruptor Alta tensión SF6 Subestación GEP
Fig. 4.7	Transformador 115 KV/13.2 KV subestación GEP
Fig. 4.8	Transformador Stand By
Fig. 4.9	Cuchillas Desconectoras GEP 73S09
Fig. 4.10	Placas de equipos subestación GEP
Fig. 4.11	Diagrama Unifilar Subestación 115 KV GEP
Fig. 4.12	Modelo Gral. en ATP "Proyecto Final"
Fig. 4.13	Representación de Línea de Transmisión
Fig. 4.14	Modelo del TC'S en vacío y con carga
Fig. 4.15	Torres de transmisión en 115 KV de línea PDM-73S00-GEP
Fig. 4.16	Condición Actual de la línea PDM-73S00-GEP
Fig. 4.17	Diagrama de Protecciones para la línea PDM-73S00-GEP
Fig. 4.18	Placa de Datos TC'S subestación GEP
Fig. 4.19	Diagrama de Flujo para la determinación del Aislamiento nominal
Fig. 4.20	Simulación de la falla por CFE
Fig. 4.21	Daños en Tercia de subestación GEP 115 KV
Fig. 4.22	Daños en TC'S de subestación GEP 115 KV
Fig. 4.23	Daño en Conectores de tercia Subestación GEP
Fig. 4.24	Generador de Corriente Alterna
Fig. 4.25	Datos del Generador de Corriente Alterna.
Fig. 4.26	Conexión del Generador al Sistema.
Fig. 4.27	Conexión al Sistema.
Fig. 4.28	Splitter.
Fig. 4.29	Información del Nodo.



Fig. 4.30	Descarga Atmosférica Normalizada.
Fig. 4.31	Datos de Descarga Atmosférica.
Fig. 4.32	Voltímetro Ubicado en el Sistema Eléctrico.
Fig. 4.33	Apartarrayos Ubicados en circuito PDM-73S00-GEP.
Fig. 4.34.	Interruptor en el Sistema Eléctrico de Potencia Modelado.
Fig. 4.35.	Características del Interruptor Por Modelar.
Fig. 4.36	Modelo de la Línea de Transmisión.
Fig. 4.37.	Características Eléctricas de la Línea de Transmisión.
Fig. 4.38	Datos de la disposición geométrica y características eléctricas de los conductores.
Fig. 4.39	Modelo GEP.
Fig. 4.40	Caso 1 Modelo GEP.
Fig. 4.41	Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.
Fig. 4.42	Caso 2. Modelo GEP.
Fig. 4.43	Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.
Fig. 4.44	Caso 3. Modelo GEP.
Fig. 4.45	Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.
Fig. 4.46	Caso 4. Modelo GEP.
Fig. 4.47	Sobre Corriente en PDM-73S00-GEP.



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1	Consumo en VA de los TC'S
Tabla 2-2	Designación según la Norma ANSI
Tabla 2-3	Tensiones nominales según ANSI
Tabla 2-4	Derivaciones y relación de transformación
Tabla 3-1	Cargas normales para TC'S según norma ANSI c.57.13
Tabla 3-2	Valores Normalizados Corriente TC'S
Tabla 3-3	Niveles de aislamiento nominales para los devanados primarios del transformador
Tabla 3-4	Tensiones soportadas de frecuencia de potencia para transformador primario
Tabla 3-5	Distancias de fuga
Tabla 3-6	Límites de sobretensión transmitida
Tabla 3-7	Valores Normalizados Corriente TC'S
Tabla 3-8	Clases de Precisión según utilización
Tabla 4-1	Clases y Formas de esfuerzos de tensiones y sobretensiones
Tabla 4-2	Condiciones de diseño para la zona de 115 KV
Tabla 4-3	Características técnicas de los equipos 115 KV
Tabla 4-4	Parámetros de PDM-73S00-GEP Ingresados.



TABLA DE ACRÓNIMOS

TC'S. -	Transformadores de Corriente
Ω .-	Ohm
Amp-	Amperes
CFE.-	Comisión Federal de Electricidad
SCADA.-	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos)
ISO.-	International Organization for Standardization.
HVAC.-	H(heating, calefacción), V (Ventilating, ventilación) AC (air conditioned, aire acondicionado).
IEEE.-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ANSI.-	American National Standards Institute
IEC.-	International Electrotechnical Commission
NERC.-	North American Electric Reliability
VTS.-	Voltage Separating Transformer
LST	Linea de Subtransmisión
PDM 73S00	Nueva Linea de Alta tensión para GEP (Nomenclatura de CFE)
GEP	Gestamp Puebla



RESUMEN

El presente proyecto de tesis está enfocado a analizar las condiciones de operación de los transformadores de corriente TC'S estudiando tanto su funcionamiento como la teoría, así como el análisis de la falla ocurrida en una subestación genérica de 115 KV, por medio del modelado de las condiciones de operación.

Los Transformadores de Corriente son equipos destinados a alimentar instrumentos de medición, contadores, relés y otros aparatos análogos.

Con los transformadores de corriente se reducen a valores no peligrosos y normalizados las características de tensión e intensidad de una red eléctrica, de esta manera, se evitan conexiones directas entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que pueden ser de alto riesgo para los operarios, requiriendo cuadros de instrumentos con aislamientos especiales y costosos, cuando se desee medir corrientes intensas.

Se presenta el análisis de un caso específico de las condiciones de operación de los transformadores para obtener un modelado general adecuado y de esta forma realizar la selección de un TC, así como su coordinación de aislamiento; para que a partir del modelado se determinen las causas de la falla, teniendo así una herramienta para futuros proyectos o revisión de casos similares en la industria.

El modelado analiza las condiciones de operación de manera confiable para la selección y coordinación del aislamiento de un transformador de corriente, con el propósito de evitar fallas como la ocurrida el día 01 de enero de 2018 en la subestación 115 KV de una planta automotriz.

Las condiciones de operación se modelan utilizando el software EMTP/ATP, el cual es un programa para el modelado y simulación digital, ampliamente utilizado y reconocido en el ambiente universitario.



ABSTRACT

The present thesis project is focused on analyzing the operating conditions of the TC'S instrument transformers, studying both their operation and theory, as well as the analysis of the fault occurred in a generic 115 KV substation, by means of the modeling of operating conditions.

Current Transformers are equipment intended to supply measuring instruments, counters, relays and other similar devices.

With current transformers, the voltage and current characteristics of an electrical network are reduced to non-dangerous and standardized values, thus avoiding direct connections between instruments and high-voltage circuits, which can be of high risk for operators, requiring instrument panels with special and expensive insulations, when it is desired to measure intense currents.

The analysis of a specific case of the operating conditions of the transformers is presented in order to obtain an adequate general modeling and in this way make the selection of a CT, as well as its insulation coordination; so that from the modeling the causes of the failure are determined, thus having a tool for future projects or review of similar cases in the industry.

The modeling analyzes the operating conditions reliably for the selection and coordination of the insulation of a current transformer, in order to avoid failures such as the one that occurred on January 1, 2018 in the 115 KV substation of a automotive plant.

The operating conditions are modeled using EMTP / ATP software, which is a program for digital modeling and simulation, widely used and recognized in the university environment.



CAPÍTULO I PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente están en servicio diversos TC'S destinados a la medición del consumo eléctrico de las diferentes plantas en las que están instaladas, sin embargo la mayoría de los usuarios desconoce las condiciones de operación, mantenimiento y pruebas de estos equipos, que dan origen a fallas que producen daños en los equipos o paros en las líneas productivas.

En este proyecto se analiza la falla de la subestación ocurrida el 01 de enero de 2018 en una industria automotriz de la Ciudad de Puebla, Pue.

La falla inicia en el instante de energizar una reconfiguración en la línea de 115 KV que alimenta a esta empresa de autopartes, CFE concluye que las fallas de los Transformadores de Corriente (TC'S) se produjeron al energizar la nueva LST PDM 73S00 GEP, manifestándose inicialmente la explosión de los TC'S de las fases B y C, posteriormente el TC de la fase A.

En el momento de cerrar el interruptor PDM 73S00 se presentó la explosión de los Transformadores de corriente de las fases C y B; a continuación, aproximadamente un ciclo después el TC de la fase A también exploto, produciendo falla trifásica a tierra con valores de corriente del orden de 21693, 22102 y 21440 amperes en las fases A, B y C respectivamente, tal como se aprecia en la figura 1.1.

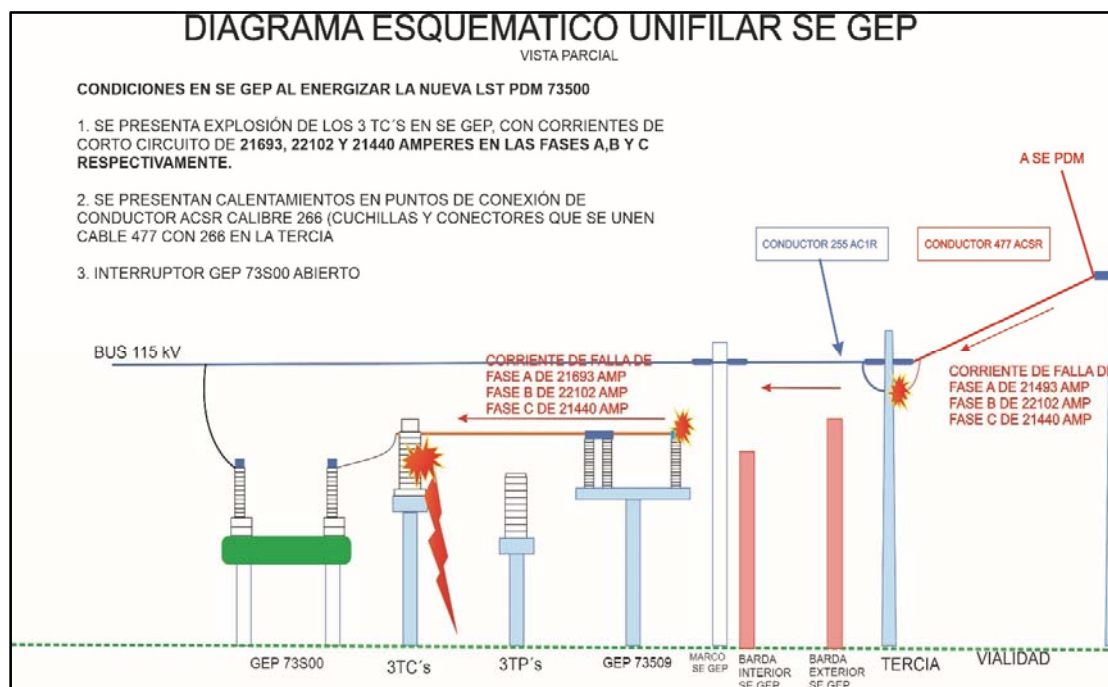


Fig. 1.1 Diagrama Esquemático Unifilar SE GP2



Como consecuencia de las altas corrientes de falla que circularon hasta el punto donde se encuentran ubicados los Transformadores de Corriente fallados dentro de la empresa automotriz, se presentaron calentamientos en puntos de conexión del conductor calibre ACSR 266 en cuchillas y conectores en la tercia que unen los dos calibres 266 y 477 ACSR, como se observa en la figura 1.2.

Se requiere un modelado que analice las condiciones de operación, de selección y coordinación de aislamiento de los TC'S, que evite fallas como la ocurrida en la línea 115 KV.



Fig. 1.2 TC'S fallados por falla del aislamiento.



1.2 JUSTIFICACIÓN

En este proyecto se analizan específicamente las condiciones de operación que lleven a un modelado general para realizar apropiadamente y de forma confiable la selección de un TC'S, así como su coordinación de aislamiento, además servirá para determinar las causas y evitar las fallas como la ocurrida el 01 de enero de 2018 en la subestación 115 KV de la industria automotriz de la Ciudad de Puebla, utilizándose así el modelo como una herramienta para futuros proyectos o ser utilizada en la revisión de casos similares en la industria.

Se investiga y aplican los conocimientos adquiridos durante el estudio de los fenómenos eléctricos en la Maestría de Sistema Eléctricos de Potencia, obteniendo con dicho conocimiento el logro de un plan de prevención para futuras fallas similares a la de la empresa donde ocurrió la falla o de servicios eléctricos similares.

1.2.1 SOCIAL

La empresa automotriz genérica y sus similares tendrán como beneficio de este proyecto una instalación eléctrica más confiable, con menos interrupciones y mejores márgenes en calidad de energía, además contara con un estudio confiable de los fenómenos que dieron lugar a la falla o posibles condiciones de falla.

Se tendrá un modelado accesible al gremio eléctrico y el estudio de un problema real para ayudar en la selección de TC'S, en su correcta instalación y operación aportando conocimiento al campo de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.2.2 TEÓRICA

Para dar un sustento teórico a este proyecto se utilizan libros y publicaciones donde se describe la base teórica y el funcionamiento de los TC'S, así como manuales de los proveedores con las especificaciones de los equipos de instrumentos TC'S, además se apoya en modelos ya realizados de simulación en el software EMTP/ATP así como información en materia de Ingeniería Eléctrica para el estudio del buen funcionamiento, además se buscan las herramientas necesarias para poder realizar este proyecto de forma óptima.

1.2.3 METODOLÓGICA

Con la información técnica de los fabricantes de los tipos de instrumentos TC'S, y las pruebas avaladas para los equipos eléctricos, así como las técnicas de mantenimiento en manuales de fabricantes que proporcionan las bases, se realiza el análisis y la simulación en el software EMTP/ATP.



1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la teoría y funcionamiento de los TC'S, para realizar un modelado general de las condiciones de operación para la adecuada selección de TC'S y su coordinación de aislamiento, a partir de técnicas de computación digitales como EMTP/ATP.

1.3.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- Determinar la causa que origino la falla ocurrida en la empresa genérica automotriz el día 01 de enero de 2018, simulando la falla a partir del modelado general.
- Modelar y seleccionar el TC'S adecuado para la empresa y asi evitar fallas similares a la ocurrida, en un futuro.
- Proponer un procedimiento de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo para los TC'S de la empresa genérica automotriz y empresas similares

1.4 HIPÓTESIS

Al realizar un modelado que permite determinar las condiciones de operación de cualquier TC'S se comprueba que la falla presentada en la empresa genérica se debió a una mala selección y operación de sus TC'S

1.5 VARIABLES

Las principales variables que intervienen en los problemas de estabilidad son:

- Dependientes. - Modelados existentes, condiciones probadas de fabricantes
- Independientes. - Pruebas recomendadas por normas y fabricantes a equipos, procedimientos en otros servicios similares



1.6 ESTADO DEL ARTE

De la literatura publicada relacionada con el problema de falla se tienen:

Análisis del disparo ocurrido en la LST PDM 73S00 GEP por explosión de TC'S en la S.E. GP2

En el periodo del 30 de diciembre de 2017 al 01 de enero de 2018 se llevaron a cabo los trabajos de puesta en servicio de la nueva Línea 73S00 en los que se eliminó el TAP con el que se alimentaba a la empresa Gestamp, como muestra la figura 1.3, derivado del incremento de carga solicitado por la propia empresa, amparados con el convenio de aportación en obra específica "CONV. Z-PUE. - OTE No. 004/2014 GESTAMP PUEBLA II".



Fig. 1.3 Condición operativa de la empresa Gestamp hasta el 30 de diciembre de 2017.

El día 1 de enero de 2018 a las 17:44:07 horas se registró disparo permanente sobre la línea de alta tensión PDM 73S00 GEP al poner en operación la nueva línea, figura 1.4, siendo la causa **APARENTE** del disparo la explosión y falla de los tres TC'S de 115 kV de la empresa Gestamp.

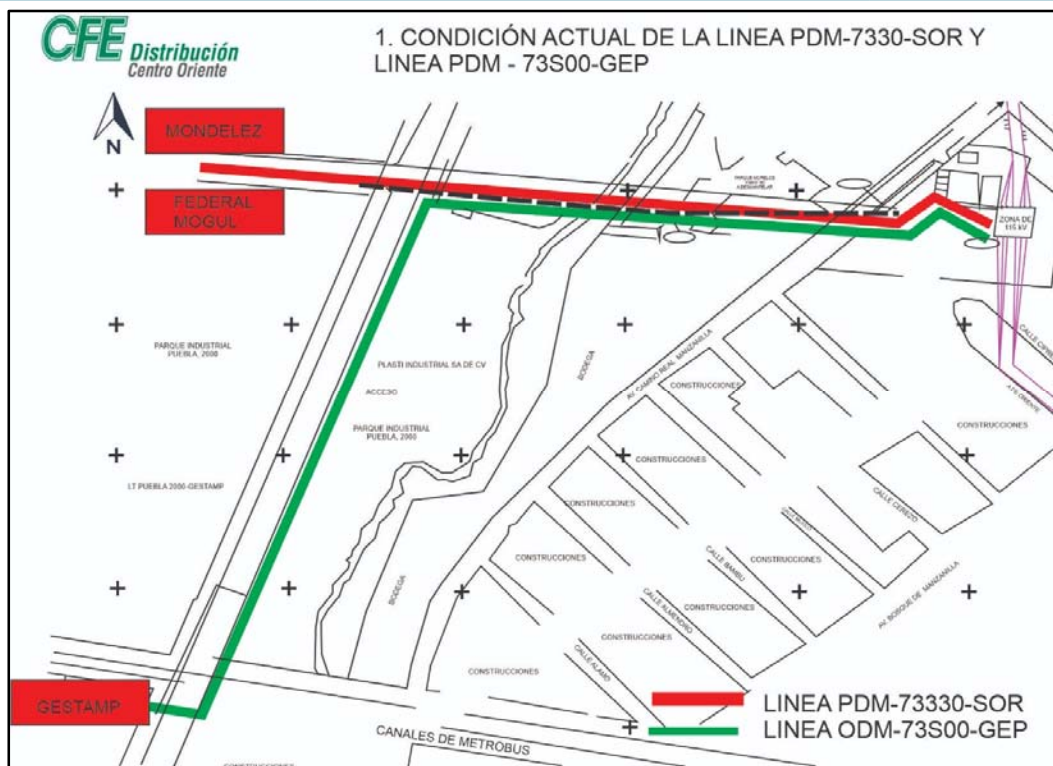


Fig. 1.4 Condición operativa a partir del 1 de enero de 2018.

En la figura 1.5 también se observan los valores de corriente de falla trifásica a tierra producidas por las explosiones de los tres TC'S en la SE GEP, con valores de 21693, 22102 y 21440 amperes en las fases A, B y C respectivamente.

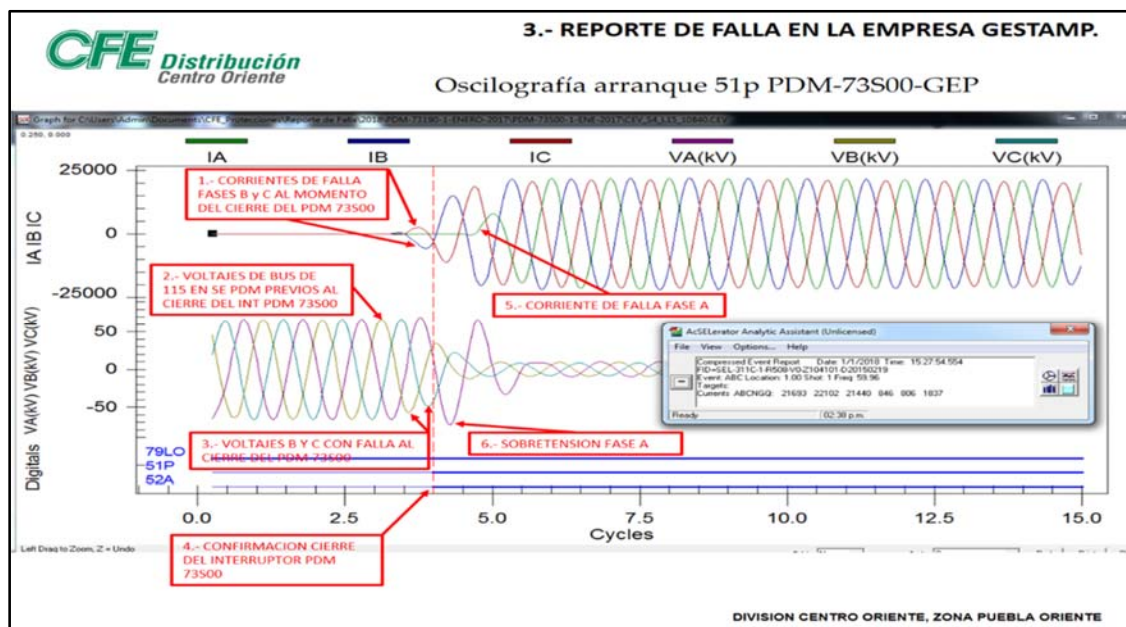


Fig. 1.5 Oscilografía Falla Gestamp 1 de enero 2018

Estos son algunos reportes relevantes que se tienen sobre las condiciones de operación de los transformadores de instrumento TC'S y de la falla ocurrida en una subestación genérica de 115 KV.



CAPÍTULO II. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

2.1 TEORÍA Y FUNCIONAMIENTO

2.1.1 INTRODUCCIÓN

Los transformadores de instrumento son parte esencial en un sistema eléctrico por grande o pequeño que este sea, son estos equipos los que han servido en gran parte al desarrollo de la Industria Eléctrica, debido a que se hace posible la medición de los parámetros de voltaje y corriente, tanto para la medición como para el control y protección del sistema eléctrico. [8]

La figura 2.1 muestra un esquema sencillo, donde aparece un transformador de intensidad TI y dos transformadores de tensión TT, uno de los cuales está conectado entre fases, y el otro entre fase y tierra.

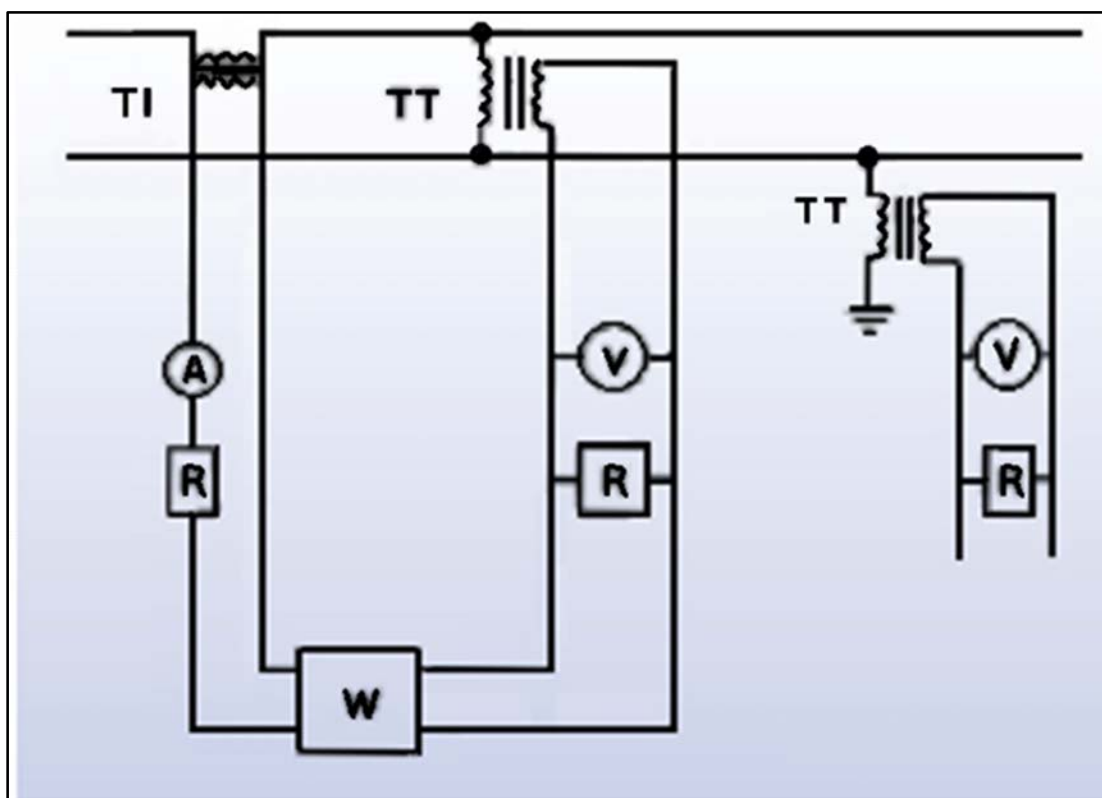


Fig. 2.1 Esquema TC'S de intensidad y dos transformadores de tensión

Para mediciones eléctricas en alta tensión, generalmente no es posible la conexión directa de los aparatos de medición en los circuitos de alta tensión, ya que su potencial respecto a tierra es elevado, lo que representa un peligro para quienes se acercan al tablero o instrumentos. Además, los aparatos de medición pierden precisión cuando se conectan directamente en alta tensión debido a las fuerzas electrostáticas que actúan sobre el elemento indicador.

En la Figura 2.2 podemos ver conexiones típicas de los transformadores tipo instrumento.

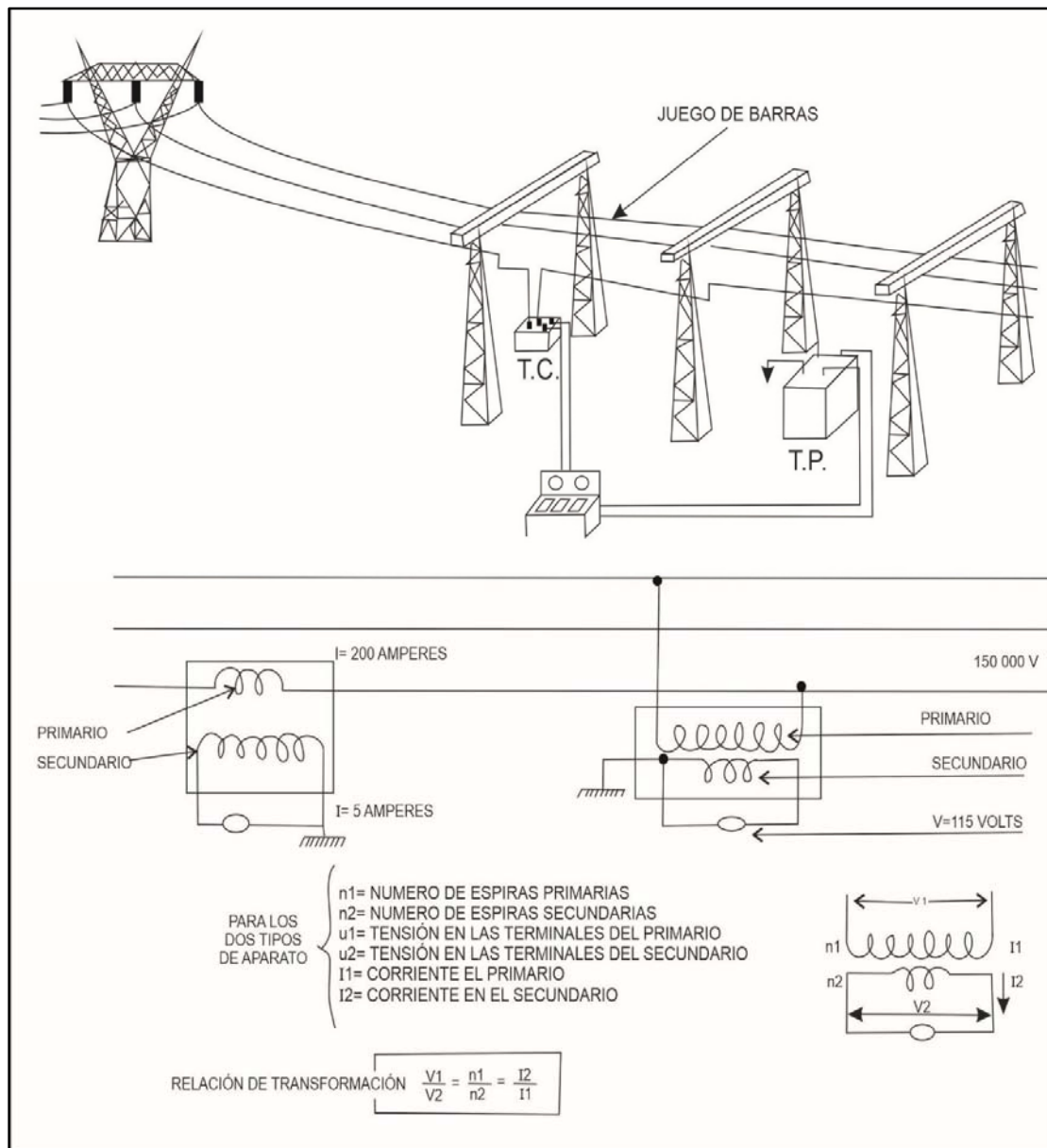


Fig. 2. 2. Conexión de los transformadores de Instrumento [8]

2.1.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Los transformadores de instrumento son muy importantes en los relevadores de protección llamados así porque su aplicación es exclusiva para propósitos de protección, medición y/o registro de los sistemas de potencia mediante instrumentos. En la Figura 2.3 se muestra el esquema de un transformador básico.

La Norma Internacional IEC 60044-1 lo define como “Un transformador destinado a alimentar instrumentos de medición, medidores, relés y otros aparatos similares”.

Existen dos tipos básicos:

- Transformadores de Corriente (**TC'S**)
- Transformadores de Potencial (**TP'S**)

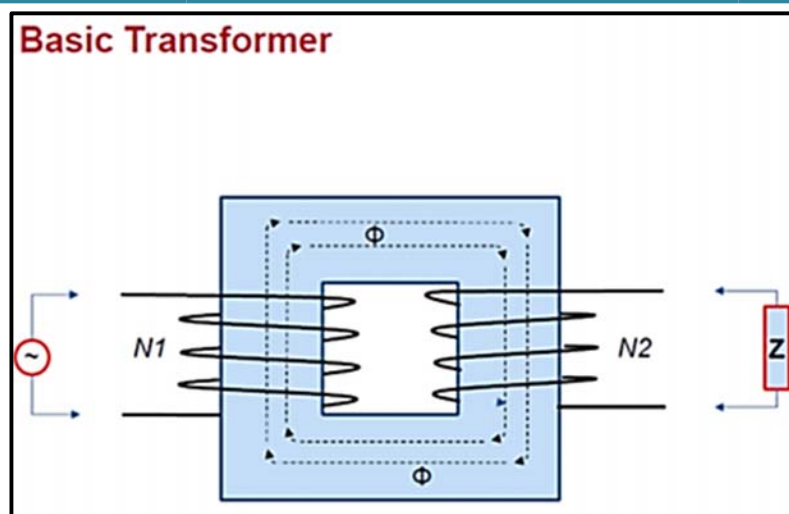


Fig. 2.3 Transformador Básico

De esta manera un Transformador de Corriente se define como "un instrumento transformador en el que la corriente secundaria es substancialmente proporcional a la corriente primaria (bajo condiciones normales de operación) y difiere en fase de ésta por un ángulo que está en cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones". [5]

Esto destaca principalmente dos funciones:

- Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importa el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un bajo voltaje que no represente peligro para el personal, ni para los equipos.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

Derivado de lo anterior también se puede enunciar que los Transformadores de Corriente cumplen la función de convertir señales de alimentación primarias a valores manejables para [5]:

- Medidores de indicación
- Medición de ingresos
- Sistemas de relé de protección
- Generación de energía
- Sistemas de Monitoreo de Plantas
- Registradores de fallas
- SCADA
- Monitoreo general de la red eléctrica (Despacho local y nivel ISO)
- Sistemas de Gestión de Edificios (Energía) (HVAC, refrigeración)
- Control de carga
- Aislamiento de altas tensiones y corrientes.
- Aislamiento de otros sistemas.
- Seguridad
- Estandarización



- Precisión (Radio y Fase)
- Clasificación de potencia típicamente baja
- Consideraciones térmicas
- Consideraciones de carga
- Aislamiento consistente con el uso de voltaje
- Amplio rango de corriente a replicar (a diferencia de las VTS)
- Clasificaciones de clase de medición o de protección
- Típicamente desprotegido
- Cuando es peligroso abrir un circuito

El Transformador de Corriente trabaja con principio de flujo variable (Figura 2.4). En el Transformador de Corriente "ideal", la corriente secundaria deberá ser exactamente igual (cuando es multiplicada por la relación de vueltas) y opuesta a la corriente primaria, es decir ignorando las pérdidas magnéticas y resistivas (Figura 2.5).

$$\Phi_1 = \Phi_2$$

$$\Rightarrow i_1 = \frac{n_2}{n_1} = \frac{I_2}{I_1}$$

“La corriente en el secundario es directamente proporcional a la Corriente primaria por el factor de la relación de vueltas” [5]

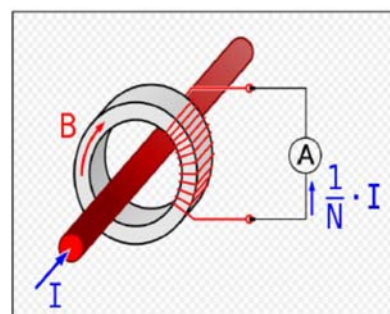


Fig. 2.4 Fórmula de un TC ideal

Fig. 2.5 Transformador de Corriente Ideal

Pero, como en el transformador, algo de la corriente o los amperes-vuelta primarios se utilizan para magnetizar el núcleo, se tienen menos amperes-vuelta primarios que los "transformados" en amperes-vuelta secundarios. Esto naturalmente introduce un error en la transformación, el error es clasificado en: error de corriente o relación y el error de fase (Figura 2.6).

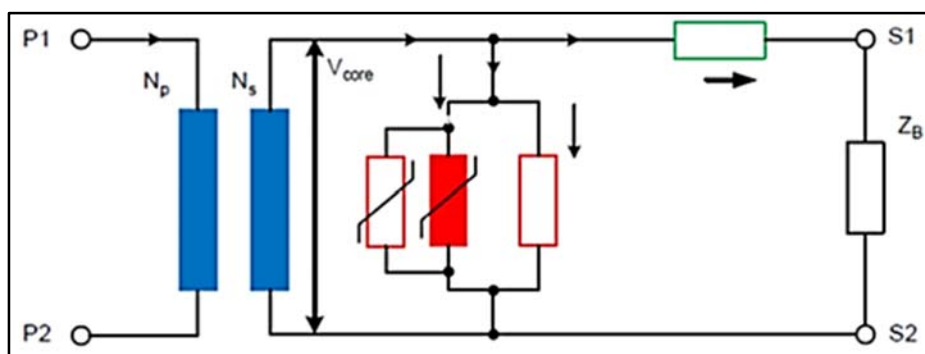


Fig. 2.6 Modelo de un Transformador de Corriente Real

En un modelo de un TC real hay 3 elementos que deben considerarse:

- Relación de devanado (puramente la relación de vueltas)
- Pérdidas magnéticas y de núcleo por histéresis, brechas, inductancia, corrientes de Eddy
- Pérdidas de resistencia de la bobina



2.1.3 NORMAS APLICABLES

Los transformadores de Instrumento deben de cumplir la siguiente normatividad:

- IEEE
- ANSI
- IEC en Europa y Asia
- Estándares de fiabilidad NERC en los Estados Unidos

El diseño de estos equipos debe estar soportado en los siguientes estándares:

- IEEE C57.13 Requisitos estándar para transformadores de instrumentos.
- IEEE C57.13.6 Estándar para transformadores de instrumentos de alta precisión.
- IEC 60044-1 Transformadores de corriente
- IEC 60044-6 Requisitos para transformadores de corriente de protección para rendimiento transitorio.
- IEC 61869-2 Requisitos adicionales para transformadores de corriente.

2.1.4 SIMBOLOGÍA UTILIZADA PARA LOS TC'S EN ALGUNOS PAÍSES

En la simbología que más se utiliza para representar los transformadores de corriente, puede haber algunas variantes, pero en esencia, el aspecto general de la simbología es como se muestran en la figura 2.7. Nótese que en todos los casos se indican las marcas de la polaridad. [8]

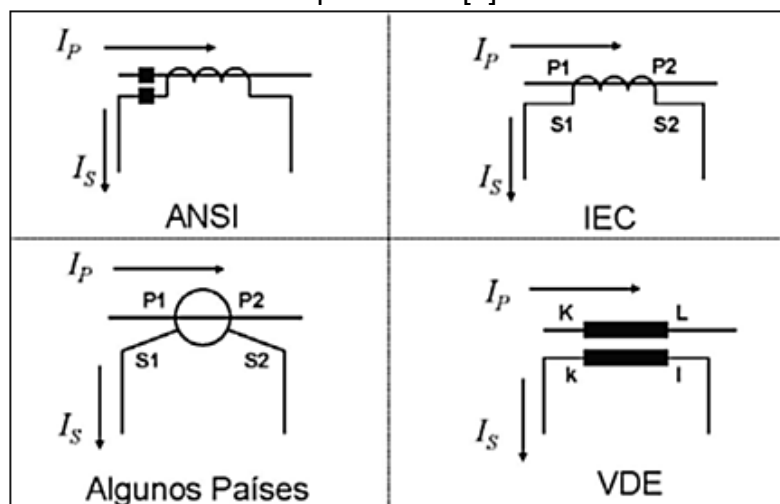


Fig. 2.7 Marcas de Polaridad de los TC'S

Las normas internacionales más utilizadas dan las referencias siguientes:

- ANSI: Marcas de polaridad
- IEC: P1, P2, S1, S2
- VDE: K, L, k, l

Las marcas de polaridad según ANSI consisten en un punto, un pequeño círculo, una "x" o un pequeño cuadrado, grabado en cada terminal primario y secundario. Por convención, se establece que la corriente entra por marca de polaridad de un devanado, resulta en una corriente saliendo por marca de polaridad del otro devanado.

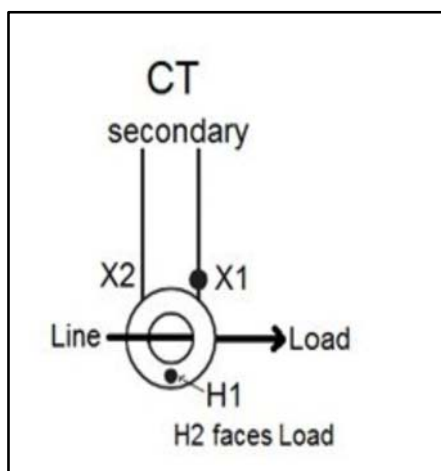


2.1.5 MARCAS DE POLARIDAD

Las marcas de polaridad en los devanados del transformador son los medios para describir las direcciones relativas en las cuales las dos bobinas se enrollan sobre el núcleo del transformador.

Las terminales identificadas por las marcas sólidas indican las puntas de inicio de los dos devanados, lo que significa que, si estos se consideran el punto de partida, y rastreamos los dos devanados a lo largo del núcleo del transformador, ambos devanados serán enrollados en el núcleo en el mismo sentido (es decir a la izquierda, o a la derecha). En un transformador, si una de las corrientes del devanado se considera que desemboca en la terminal marcada, la corriente en el otro devanado se debe considerar saliendo de su terminal marcada.

Las dos conexiones entonces estarán (aproximadamente) en fase una con otra. Similarmente, los voltajes de los dos devanados cuando se miden desde la terminal no marcada a la terminal marcada deberán estar (aproximadamente) en fase una con otra. Esta convención de marcas de polaridad es también usada para transformadores de corriente. Una forma alternativa es también rotular las terminales del devanado primario como H1 y H2 y las terminales del devanado secundario con X1 y X2, H1 y X1 entonces se puede suponer que tienen la marca de polaridad en ellas. Ambas convenciones se muestran en la figura 2.8 y un ejemplo de marcas en la figura 2.9.



- H1 en el lado primario (High Volt)
- X1 en el lado secundario (Low Volt)



Fig. 2.8 Convenciones marcas polaridad

Fig. 2.9 Marcas en un TC

2.1.6 CONEXIONES DE TC'S MÁS COMÚNMENTE UTILIZADAS

Las conexiones de transformadores de corriente más utilizadas en sistemas trifásicos son: la conexión "Y" (estrella), suministra las corrientes de línea al secundario, la conexión "Δ" (delta), suministra la diferencia de las corrientes (corrientes de la delta) a la carga conectada al secundario, estas conexiones se detallan en la figura 2.10

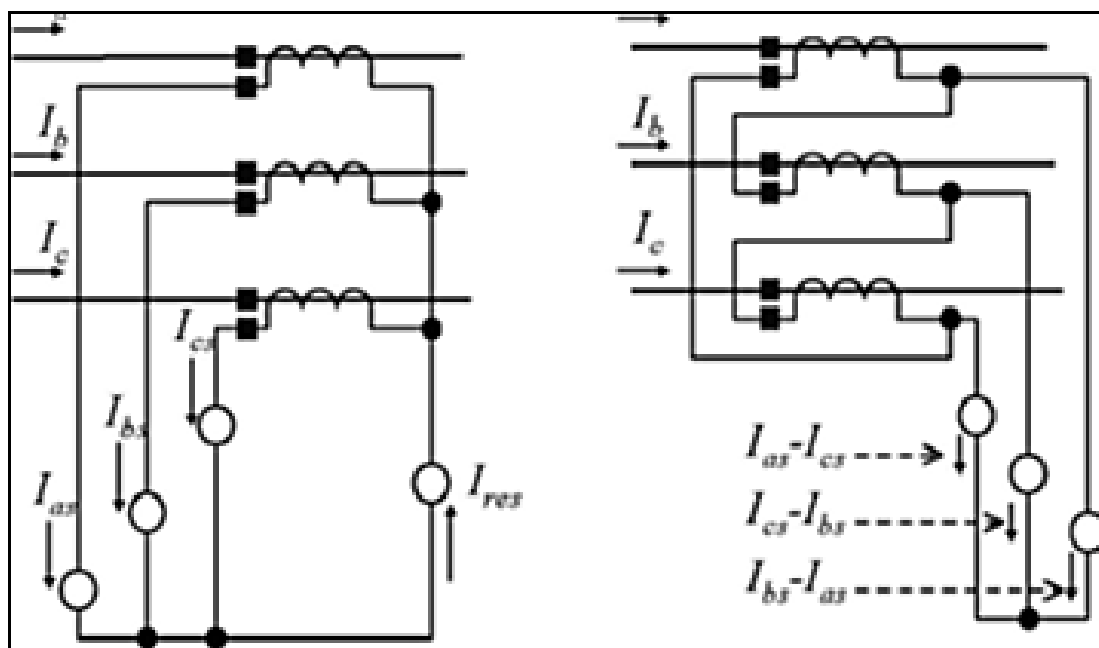


Fig. 2.10 conexiones comunes de un TC en un sistema trifásico.

2.2 PARÁMETROS

2.2.1 PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE:

Corrientes. Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso (IEC, ANSI)

Corriente primaria. Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación. Para subestaciones de potencia, los valores normalizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1.200, 1.500, 2.000 y 4.000 amperes.

Carga secundaria. Es el valor de la impedancia en Ω , reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relés, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria. Es decir, una potencia de precisión de 30 VA para una corriente nominal secundaria de 5 amperes, representa una impedancia de carga de:

$$Z_L = 30 \text{ VA} / 5^2 = 1.2 \Omega \quad [2.1]$$

La carga. Se puede expresar también, por los volt - amperes totales y su factor de potencia, obtenidos a un valor especificado de corriente y frecuencia. El valor del factor de potencia normalizado es de 0,9 para los circuitos de medición y de 0,5 para los de protección. Todos los aparatos, ya sean de medición o de protección, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión.



Límite térmico. Un transformador debe soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A/mm^2 , en forma continua.

Límite de cortocircuito. Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A/mm^2 durante un segundo de duración del cortocircuito.

Tensión secundaria nominal. Es la tensión que se levanta en los terminales secundarios del transformador al alimentar una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal. Por ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de 1.20Ω , la tensión secundaria generada será de:

$$1.20 \Omega \times 5 \text{ A} \times 20 \text{ veces} = 120 \text{ V.}$$

Relación de transformación real. Es el cociente entre la corriente primaria real y la corriente secundaria real.

Relación del Transformador de Corriente. La RTC puede ser expresada como una fracción de la relación entre la corriente primaria y la secundaria en condiciones de trabajo ideales del transformador de corriente.

Ejemplos: $RTC = 200/5 = 40$ $RTC = 1200/5 = 240$ $RTC = 400/1 = 400$

El denominador es la corriente secundaria nominal, normalmente: 1 A ó 5 A. El numerador no siempre es la corriente primaria nominal

Error de corriente. Error que el transformador introduce en la medida de una corriente y que proviene del hecho de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal. Dicho error viene expresado por la fórmula:

$$\% \text{ error} = \left(\frac{(K_n * I_s - I_p)}{I_p} \right) * 100 \quad [2.2]$$

Donde: K_n es la relación de transformación nominal. I_p es la corriente primaria real. I_s es la corriente secundaria real correspondiente a la corriente I_p en las condiciones de la medida.

Corriente secundaria. Valores normalizados de 5 A ó 1 A, dependiendo su elección de las características del proyecto. El consumo de potencia de TC'S para relevadores con secundario de 5 A, según las normas ANSI, se muestran en la tabla 2-1.

Tabla 2-1 Consumo en VA de los TC'S

Designación de la Carga	Impedancia (Ω)	Volt-Amperes (a 5 A)	Factor de potencia (F. p)
B - 1	1	25	0.5
B - 2	2	50	0.5
B - 4	4	100	0.5
B - 8	8	200	0.5



La potencia que consume un TC se especifica como las impedancias expresadas en ohm con un ángulo de 60 grados ($f.p = 0.5$), según la norma ANSI, por ejemplo:

$$Z_{ej60} = Z (0,5 + 0,8666j) \Omega$$

La norma ANSI establece que un TC de una clase dada tendrá menos del 10% de error, para una corriente igual a 20 veces su corriente nominal, dentro de la potencia estándar. Por ejemplo, un TC clasificado por ANSI como C400, tendrá un error igual o menor al 10% con una corriente secundaria de 100 Amperes, que fluye a través de una carga de 4 Ω . Por lo tanto, el lado secundario del TC debe ser capaz de resistir una tensión de al menos 400 Volts. La carga (burden) alimentada por secundario del TC consta de la impedancia de los cables más la impedancia del relevador, en la figura 2.11 se muestra la carga conectada al secundario de un TC.

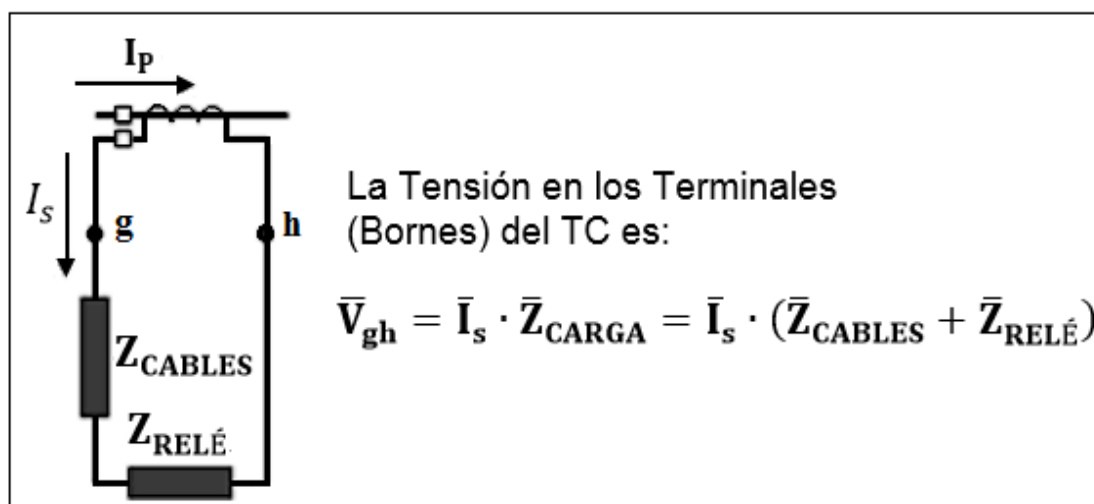


Fig. 2.11 carga secundaria de un TC.

La tensión en las terminales g-h del TC es:

$$\bar{V}_{gh} = \bar{I}_s \cdot \bar{Z}_{carga} = \bar{I}_s \cdot (\bar{Z}_{cables} + \bar{Z}_{relevador}) \quad [2.3]$$

2.2.2 LETRA DE DESIGNACIÓN SEGÚN NORMA ANSI

Las letras que caracterizan la clasificación según ANSI son T y C, siendo esta última la más utilizada. El flujo disperso para la clase C es despreciable y por lo tanto su rendimiento puede determinarse directamente a partir de sus características de excitación. Los TC clase T tienen un valor apreciable de flujo disperso, por lo que el error de relación debe determinarse a partir de un ensayo, y son los menos utilizados en los Estados Unidos de Norteamérica.



Tabla 2-2 Designación según la Norma ANSI

Clase: C	<ul style="list-style-type: none"> • Flujo Disperso Despreciable • De la Característica de Excitación obtenemos directamente su desempeño
Clase: K	<ul style="list-style-type: none"> • Igual al de clase C, excepto el Knee-Point que es $\geq 70\%$ de la tensión del terminal
Clase: T	<ul style="list-style-type: none"> • El error de relación se determina mediante ensayo

Un TC clasificado como K es igual a uno de clase C, excepto que la tensión del “knee point” especificada es al menos el 70% de la tensión nominal del terminal secundario.

2.2.3 TENSIÓN EN LOS TERMINALES (BORNES) SEGÚN NORMA ANSI TC'S CLASE C

Aparece una mínima tensión en las terminales del TC (g y h) para las condiciones siguientes:

- 1) 20 veces la corriente nominal
- 2) Consumo de potencia (carga) estándar
- 3) Error de relación $\leq 10\%$

Se aplica a la máxima relación (devanado completo)

La tensión nominal de la terminal secundaria es la mínima tensión secundaria que el TC entregará cuando esté conectado a su carga nominal y por él circule una corriente igual a 20 veces su corriente nominal, siendo su error de relación no mayor al límite especificado del 10%.

La tensión nominal mencionada se refiere solamente a la entregada por el devanado completo. Para el caso de las derivaciones (taps), la tensión será directamente proporcional a los parámetros del tap que se está utilizando, referido a los del devanado completo (relación mayor). Por ejemplo, si un TC tipo C400 1200/5 tiene conectada la derivación 600/5, la tensión de la misma será de 200 volts (C400/2), solamente si los devanados están totalmente repartidos alrededor del núcleo.

Las tensiones nominales normales según ANSI (indicadas por los números de clasificación) son: 100, 200, 400 y 800. Para TC'S de 5 Amp esto dará como resultado cargas estándar de 1, 2, 4 y 8 Ω , ver tabla 2.3. Los valores estándar de potencia (expresados en Ω) se consideran resistivos a los fines del cálculo. La potencia real de norma tiene un factor de potencia de 0,5 (que corresponde a un ángulo de 60°).

Es posible establecer la ecuación 2.3 con los valores estándar definidos en ANSI C57.13.

$$V_{STD} = 20 \cdot I_N \cdot Z_{STD}, \text{ para } I_N = \text{Secundario } 5A \quad [2.4]$$



Tabla 2-3 Tensiones nominales según ANSI

Clase C	$Z_{STD} (\Omega)$	$V_{STD} (V)$
C100	1	100
C200	2	200
C400	4	400
C800	8	800

Las derivaciones o TAP'S definen la relación de transformación como se muestra en la tabla 2-4.

Tabla 2-4 Derivaciones y relación de transformación

	<u>Valores de Corriente</u>	<u>Derivaciones (Taps) Secundarias</u>
X1	100:5	X2 – X3
X2	200:5	X1 – X2
X3	300:5	X1 – X3
X4	400:5	X4 – X5
X5	500:5	X3 – X4
	600:5	X2 – X4
	800:5	X1 – X4
	900:5	X3 – X5
	1000:5	X2 – X5
	1200:5	X1 – X5

2.3 SATURACIÓN

2.3.1 EFECTO DE LA SATURACIÓN DEL NÚCLEO EN EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Uno de los elementos que determinan la exactitud del transformador de corriente es el núcleo, dado que este es el medio utilizado para facilitar el flujo magnético que entrelaza el devanado primario y el secundario. Los materiales utilizados para la fabricación de núcleos inciden directamente en la exactitud del transformador de corriente.

Normalmente los transformadores de corriente, tanto los de medida como los de protección, se construyen con núcleos cuyas chapas magnéticas son de gran permeabilidad. El núcleo de un transformador de medida es diferente al núcleo de un transformador de protección, ya que son utilizados para fines distintos. Un transformador de corriente destinado para protección posee un núcleo de saturación lenta, mientras que un transformador de corriente destinado para medida será de saturación rápida.[14]



2.3.1.1 SATURACIÓN DEL NÚCLEO DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE POR SOBRECARGA

Un transformador de corriente en donde la corriente primaria es la corriente nominal no necesariamente es un indicador de que el transformador se encuentre saturado y que corrientes superiores ya no serán medidas o que el transformador tiene riesgo de daño. Esto se debe a que los transformadores de corriente, tanto para baja tensión como para media tensión, son fabricados para soportar corrientes mayores a la nominal.[14]

2.3.1.2 FACTOR DE CARGA

Para poder instalar un transformador de corriente con una demanda máxima mayor a la nominal que este puede soportar es importante tomar en cuenta el factor de carga. El factor de carga indica el grado en el que la demanda máxima se sostiene por un período determinado de tiempo.

Existen cargas que son variables en el tiempo, en el caso de una industria que trabaja de 7:00 a 17:00 horas, por ejemplo, posee una disminución considerable de carga de 17:00 horas hasta las 7:00 horas del día siguiente, debido a que no se encuentran todos los procesos de producción en curso. En estos casos no aplican bombas de agua que mantienen cargas constantes por largos períodos de tiempo.

Es importante conocer el factor de carga donde se encuentran instalados los transformadores de corriente, con el fin de conocer cuánto tiempo se encuentra el transformador en condición de sobrecarga. El factor de carga se calcula según la ecuación 2.5:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía de un periodo determinado de tiempo}}{\text{Demanda máxima} \cdot \text{horas de un periodo de tiempo}} \quad [2.5]$$

2.3.1.3 SATURACIÓN PROVOCADA POR AGENTES EXTERNOS A LA INSTALACIÓN

La saturación del núcleo del transformador de corriente puede llevarse a cabo no solamente por el exceso de carga a medir en el lado del devanado primario del transformador de corriente. Existe otro tipo de saturación del núcleo del transformador, la cual puede ser perjudicial para el aparato, dañándolo totalmente. Esta saturación puede llevarse a cabo cuando una descarga atmosférica (rayo) incide en la línea de media tensión provocando altos niveles de corriente y altos niveles de voltaje, los cuales pueden llevar al transformador de corriente a un estrés térmico y físico suficientes como para dañar al equipo.

Una descarga atmosférica (rayo) normalmente posee corrientes eléctricas entre 110 y 5000 amperios, sin embargo, dependiendo del lugar donde se encuentre en el globo terráqueo, existen rayos que pueden llegar hasta los 20000 amperios. La duración con la cual un rayo está en contacto con la red eléctrica donde se encuentre instalado el transformador de corriente es determinante para el equipo, ya que, de no poseer protecciones para sobrecorrientes, el transformador de corriente puede llegar a dañarse parcial o totalmente.



Para evitar que los transformadores de corriente para media tensión se dañen es importante la instalación de cortacircuitos cuyos fusibles serán los que se dañen antes que las corrientes altas lleguen a ser perjudiciales para dichos equipos. Por otro lado, en el caso de los transformadores de corriente para baja tensión, es importante la instalación de interruptores termomagnéticos para la protección de estos durante fallas.[14]

2.3.2 COMPORTAMIENTO NO LINEAL SIN HISTÉRESIS.

La saturación de un TC puede explicarse como la no-linealidad del núcleo de hierro, si se aplica cierta tensión de CA al secundario de un TC, el núcleo se magnetiza y la **densidad de flujo B** no guarda una relación lineal con la **intensidad del campo magnético H**, de acuerdo a la propiedad del material magnético conocida como “lazo de histéresis”, como se muestra en la figura 2.12. El campo magnético H es aproximadamente proporcional a la corriente de excitación y el flujo magnético es proporcional a la densidad de flujo. Estas relaciones no solo dependen de las propiedades del material, sino también de las dimensiones del núcleo (sección transversal A y longitud efectiva L).

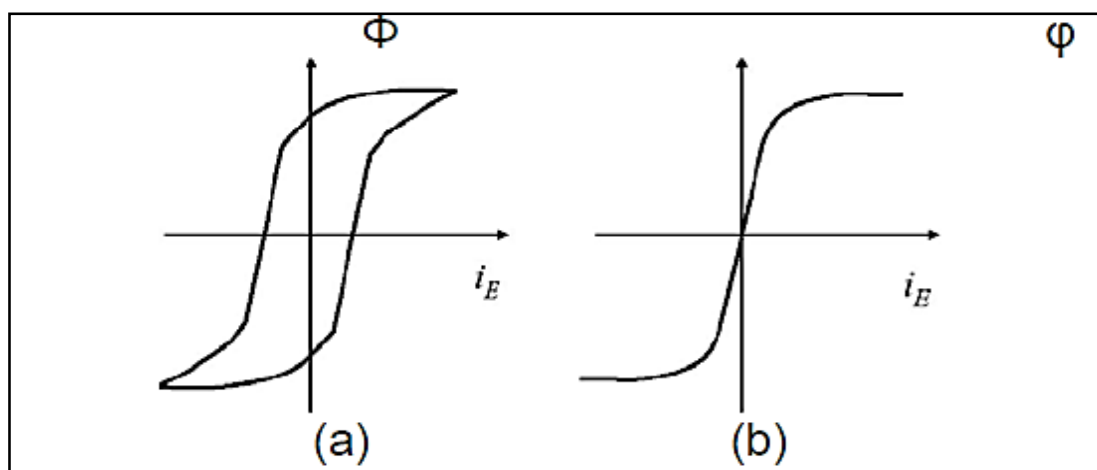


Figura 2.12 Curva de saturación del núcleo de un TC.

Se muestra la curva del flujo/corriente de excitación, la cual es similar a la curva B/H. En ocasiones la histéresis se desprecia. Tal aproximación es válida para algunos materiales y en general se emplea para simplificar el análisis.

2.3.3 EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO MEDIANTE EL ANÁLISIS CLÁSICO

El método más utilizado por los diseñadores de TC'S:

$$V_s = 4.44f \cdot N \cdot A \cdot B_{max} \cdot 10^8 V \quad [2.6]$$

El método utilizado por los usuarios finales cuando está disponible la curva de excitación:

$$V_s = I_s \cdot (R_s + Z_{CABLES} + Z_{RELEVADOR}) Volts \quad [2.7]$$

El primer método es empleado fundamentalmente por los diseñadores



$$V_{gh} = 496 - 70 = 426 \text{ V}$$

Para calcular la tensión disponible se debe restar la caída de tensión interna de la tensión de excitación secundaria obtenida de la gráfica. La tensión de excitación se lee en el punto donde el error es el 10%; esto significa que la corriente de excitación es de 10 Amp.

La clasificación C es el valor de la tensión justo por debajo de la tensión BURDEN (tensión en la carga) calculada. Este TC tendrá una clasificación C400.

2.3.6 TENSIÓN SECUNDARIA INDUCIDA

Suponiendo que el TC no está saturado y que la densidad del flujo magnético (B) es sinusoidal:

$$B = B_{max} \text{ sen } (\omega t) \Rightarrow \varphi = BA = AB_{max} \text{ sen } (\omega t) \quad [2.9]$$

La tensión secundaria inducida es aproximadamente;

$$V_s = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} N_s AB_{max} = 4.44 f N_s AB_{max} \quad [2.10]$$

La fórmula se obtiene mediante el procedimiento siguiente:

$$B = B_{max} \text{ sen } (\omega t) \quad [2.11]$$

$$\varphi = BA = AB_{max} \text{ sen } (\omega t) \quad [2.12]$$

Fórmula original (Faraday):

$$\begin{aligned} V_s &= -N_s \frac{d\varphi}{dt} = -\omega N_s AB_{max} \cos(\omega t) = -2\pi f N_s AB_{max} \cos(\omega t) \\ V_s &= \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} N_s AB_{max} = 4.44 f N_s AB_{max} \end{aligned} \quad [2.13]$$

2.3.7 CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Tal como se muestra en la figura 2.14, el circuito general equivalente de un transformador se adapta al transformador de corriente. Nótese que la reactancia no-lineal se utiliza para representar el comportamiento no-lineal, del núcleo de hierro. Además, la reactancia de magnetización viene de la relación entre la tensión inducida V_s y la corriente de excitación I_E . A medida que se alcanzan los límites de flujo del TC, la corriente de excitación aumenta. Con el incremento de la corriente de excitación, la salida de corriente secundaria disminuye, dando como resultado un incremento en el error. La corriente en el secundario puede ser reducida a cero en casos de saturación extrema.



$$\bar{I}_s = \frac{\bar{I}_p}{N_s} - \bar{I}_E; \quad \bar{V}_s = \bar{I}_s(R_s + jX_s) + \bar{I}_s \bar{Z}_{carga} \quad [2.14]$$

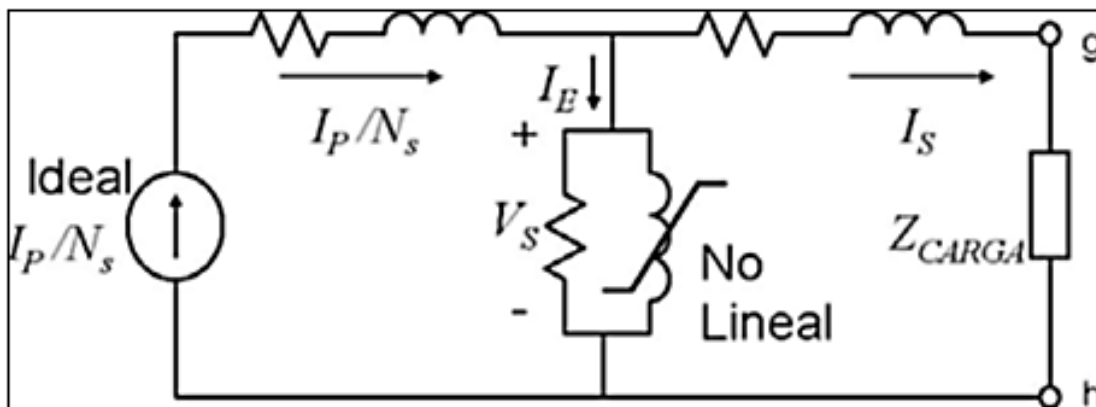


Fig. 2.14 Circuito Equivalente de un TC.

2.3.8 CURVA DE EXCITACIÓN UTILIZANDO VS GRÁFICA LOG-LOG

La curva de excitación que normalmente se utiliza en la práctica, se muestra en la figura 2.15, esta curva presenta la magnitud de la tensión inducida V_s en función de la corriente de excitación.

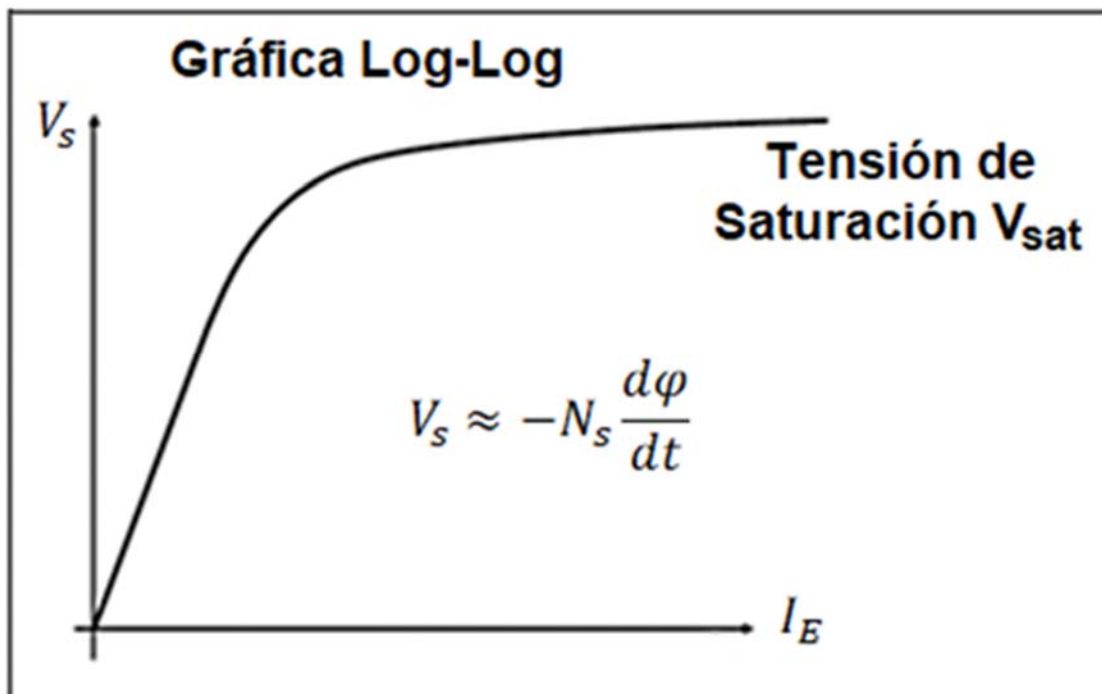


Fig. 2.15 Tensión de Saturación (V_{sat})

La definición del punto rodilla en una curva de excitación "Knee Point" según ANSI es la que se muestran en la figura 2.16

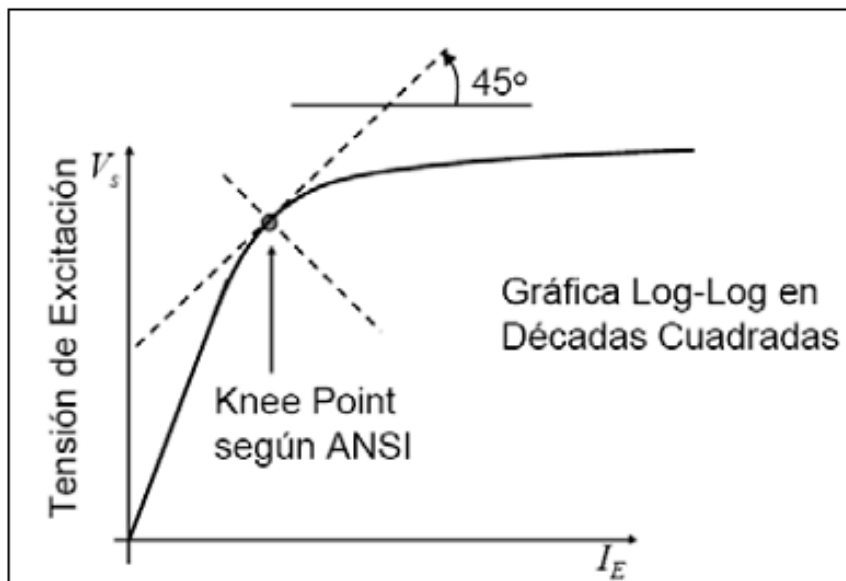


Fig. 2.16 Identificación del knee point

La tensión para el punto "knee point" según ANSI, se define geoméricamente a partir de la curva de excitación graficada sobre un par de ejes doble logarítmicos de espacios iguales. En esas condiciones gráficas y para TC'S sin espacios de aire, el punto se ubica en la intersección entre una recta tangente a 45° respecto a la abscisa y la curva de excitación. Para la norma ANSI, la tensión en dicho punto define el inicio de la saturación.

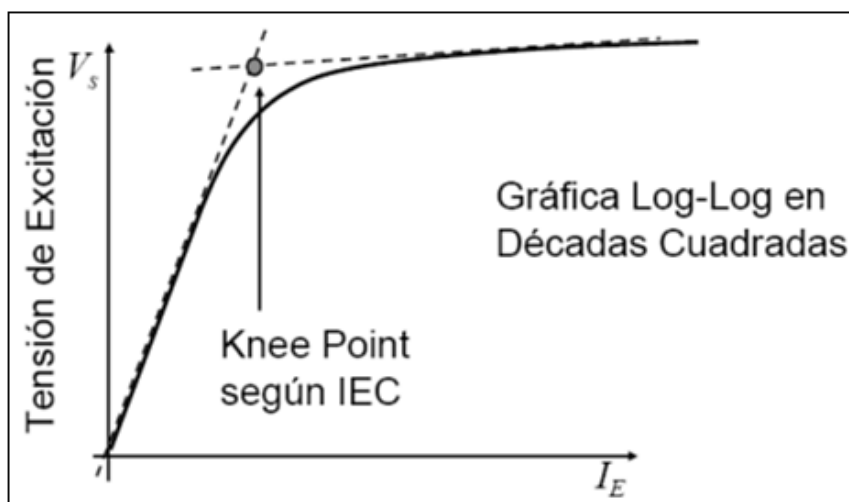


Fig. 2.17 Gráfica Log-Log en Décadas Cuadradas

Para la norma IEC, la tensión en el punto "knee point" se define como el punto de intersección de dos rectas en un gráfico doble logarítmico, tal como se muestra en la figura 2.17 Una de ellas es la prolongación de la parte lineal (proporcional) de la curva del TC y la otra se corresponde con la tensión de saturación. La tensión del "knee point" según IEC está muy próxima a la tensión del comienzo de la saturación y se toma como tal. La tensión para el "knee point" según IEC se relaciona estrechamente con la Tensión para la Clasificación C de ANSI.



2.3.9 EL PUNTO "KNEE POINT" SEGÚN ANSI COMPARADO CON IEC

ANSI. -El punto en la curva de excitación donde la línea a 45° es tangente, cercano a la clasificación ½ C de ansi

IEC. -El 10% de cambio en la tensión de excitación produce el 50% de cambio en la corriente de excitación, cercano a la clasificación C de ansi

Los fabricantes de transformadores de corriente tipo multi-relación suministran todas las curvas en la misma gráfica. En el ejemplo, se muestra que para la relación 2000/5 el "knee point" según ANSI es aproximadamente 200 Volts y la tensión de saturación total es cercana a los 500 Volts.

2.3.10 RESPUESTA DE UN TC A LA CORRIENTE SINUSOIDAL

Cuando el TC trabaja en la zona no saturada, la corriente sinusoidal primaria genera un flujo aproximadamente sinusoidal, la tensión inducida y la corriente de excitación. Esta corriente de excitación es muy pequeña y la corriente secundaria es muy similar a la dada por la relación de corrientes ideal, con lo cual el error que se produce es mínimo.

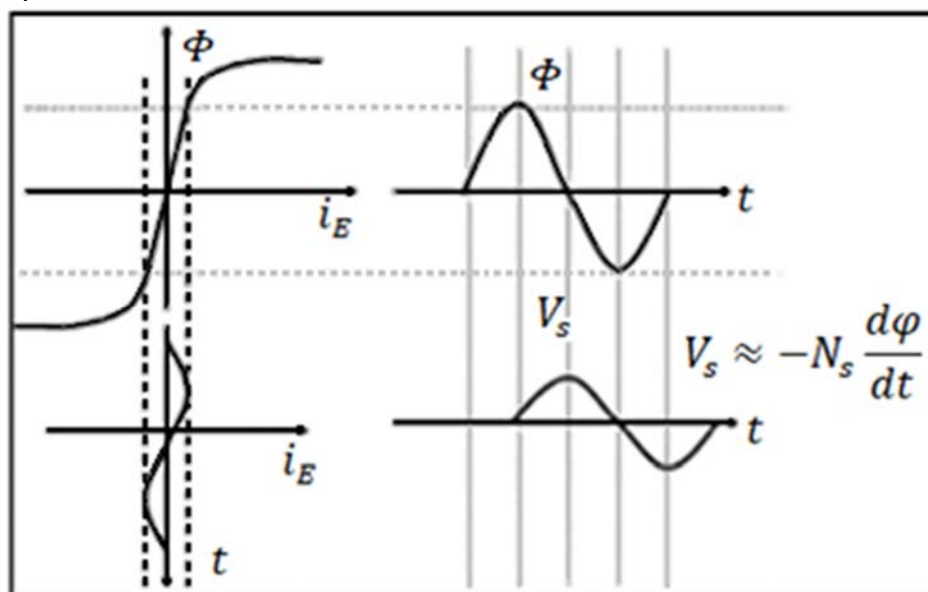


Fig. 2.18 Respuesta de un TC a la corriente sinusoidal

Si la carga y el valor de la corriente primaria son suficientemente grandes como para saturar el TC, ni el flujo, ni la tensión inducida serán sinusoidales. En esta condición, la gran magnitud de la corriente de excitación dará por resultado un error importante.

Tal como se indica en la figura 2.18, la forma de la onda del flujo demuestra que al saturarse el transformador, dicho flujo se mantiene prácticamente constante. Sin embargo, en la región lineal o proporcional, el flujo presenta una gran velocidad de variación con lo cual la tensión inducida es muy alta produciendo picos de tensión como los que se muestran en la figura 2.19

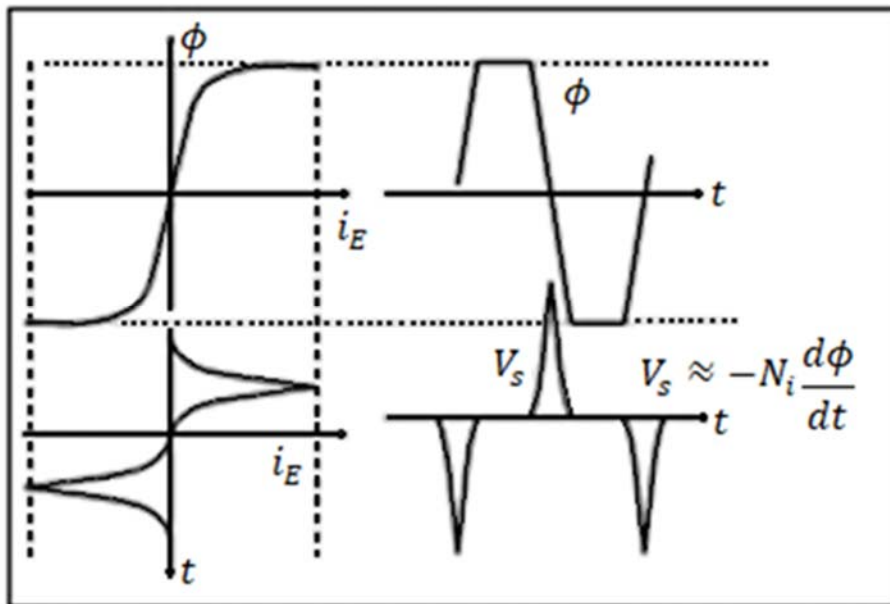


Fig. 2.19 Saturación aproximada con una corriente sinusoidal

Es importante hacer notar que en la condición de extrema saturación (impedancia de carga infinita), los picos de tensión inducida que aparecen pueden ser muy grandes, aún para corrientes primarias relativamente bajas. Estos picos implican sobretensiones peligrosas que pueden dañar el aislamiento del devanado secundario, lo cual demuestra que jamás debe dejarse abierto el secundario de los TC'S con el primario conectado.

Cuando un TC está saturado, la forma de la onda de la corriente secundaria depende mucho del tipo de carga conectada. En la figura 2.20 se ven dos ejemplos, una carga puramente resistiva y otra tomando en cuenta también carga reactiva.

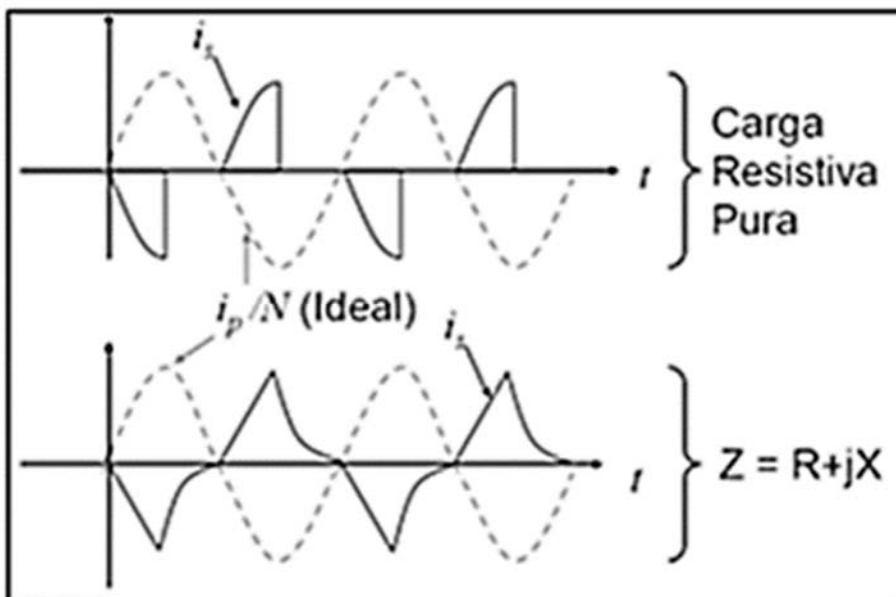


Fig. 2.20 Respuesta de un TC saturado



Como puede verse en el primer diagrama de la figura 2.20, para el caso de una carga resistiva, la forma de onda de la corriente secundaria se asemeja a la aleta de un tiburón. El segundo diagrama de la figura 2.20, muestra la forma de onda distorsionada de la corriente secundaria para una impedancia de carga resistiva más una componente reactancia de magnitudes similares. En ambos casos, el valor eficaz de la corriente secundaria se aparta considerablemente del valor ideal y tanto su magnitud como los errores de ángulo pueden ser inaceptables para su aplicación en un sistema de relevadores de protección.

Hay varios métodos para determinar las características que debe tener un TC para prevenir la saturación durante las condiciones de falla.

Las organizaciones de estandarización han establecido un conjunto de reglas que brindan al usuario información suficiente acerca de los TC's, a fin de poder especificar los equipos con claridad para así obtener de ellos un funcionamiento apropiado.

Clasificación de los TC'S según las Normas ANSI

- Para utilizar en instrumentos de medición
- Para utilizar en relevadores de protección.
- Letras de designación
- Clasificación de la tensión en los terminales (bornes)

2.3.11 CLASES DE PRECISIÓN SEGÚN NORMA IEC

La IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) especifica los transformadores de corriente como se observa en la figura 2.21:

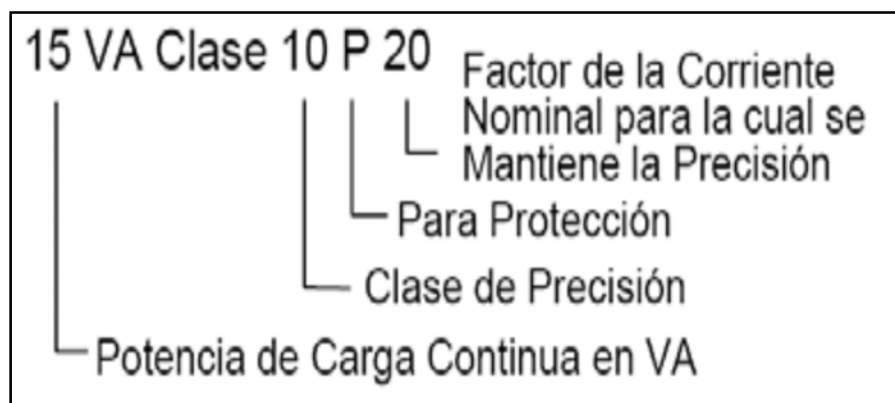


Fig. 2.21 Especificación IEC para TC'S

Los parámetros nominales ANSI comparado con IEC

- TC'S de 5 Amp:

C800 = 200VA 10P20

C400 = 100VA 10P20

C200 = 50VA 10P20

C100 = 25VA 10P20



2.3.12 COMPORTAMIENTO DE UN TC ANTE UNA COMPONENTE DE CC

En ausencia de saturación, la corriente secundaria será una perfecta réplica de la primaria. Tal como la Fig. 2.22

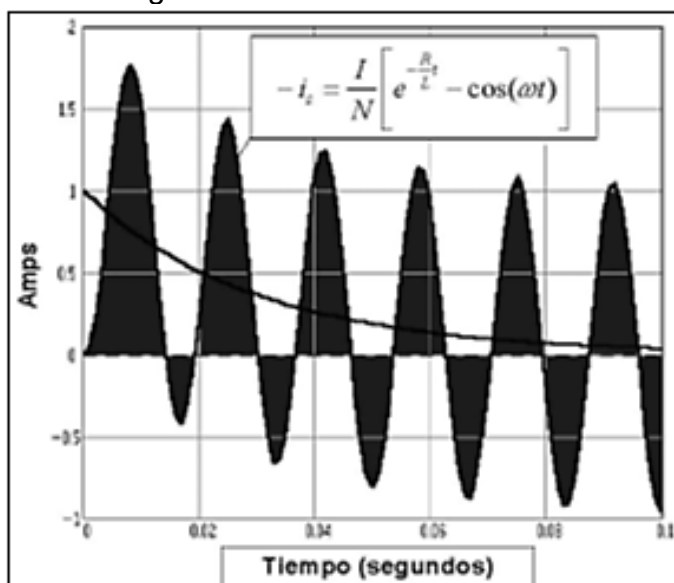


Fig. 2.22 Corriente Secundaria sin saturación

La gráfica de la figura 2.23 muestra el gran error causado al saturarse el TC. Como puede verse, el TC alcanza la saturación luego de aproximadamente ¼ de ciclo. En el semiciclo negativo, el TC sale del estado de saturación y la corriente secundaria adopta el valor (y la forma) según la relación de transformación. Nuevamente se satura al pasar al semiciclo positivo.

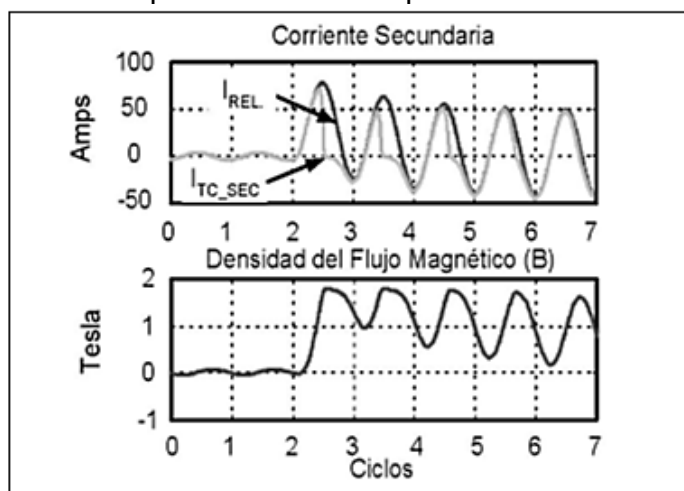


Fig. 2.23 Corriente Secundaria

El error se propaga más allá de los filtros del relevador, llegando a las rutinas de estimación del fasor. La mayoría de los relevadores modernos operan con la componente fundamental de la corriente medida. La gráfica de la figura 2.24 muestra las diferencias entre la magnitud ideal de la corriente para un TC no saturado y la corriente para un TC saturado.

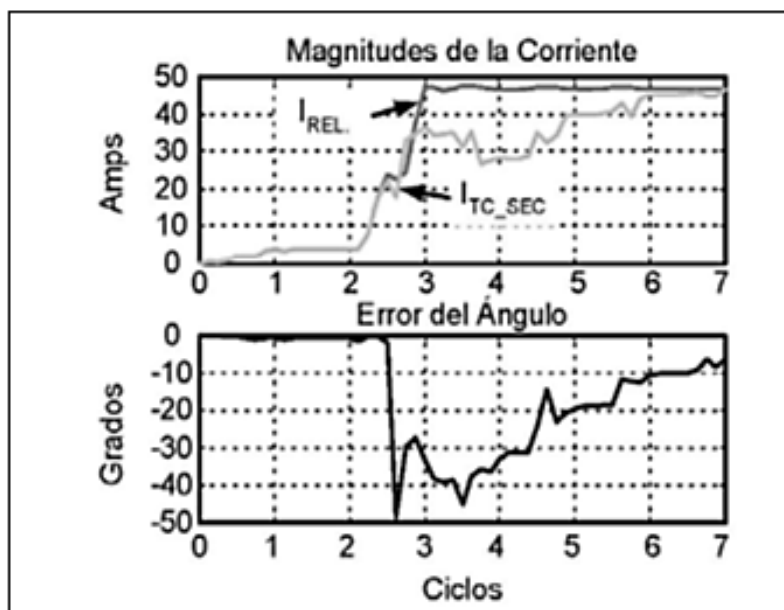


Fig. 2.24 Corriente secundaria con saturación y sin saturación, y el error del ángulo

2.3.13 VOLTAJE SECUNDARIO (VS) REQUERIDO

La máxima tensión teórica inducida puede ser calculada aproximadamente mediante la ecuación siguiente:

$$V_s = I_F \cdot Z_B \left(1 + \frac{X}{R} \right) \quad [2.15]$$

Para obtener la ecuación presentada en la diapositiva se comienza con la integral tensión/tiempo para el caso de carga resistiva y corriente de falla asimétrica:

$$\begin{aligned} \phi \cdot N &= -BAN = \int_0^t v dt = \int_0^t I_F \cdot Z_B (\cos \omega t + e^{-\frac{R}{L}t}) dt \\ &= I_F \cdot Z_B \left(\frac{1}{\omega} \text{sen} \omega t + \frac{L}{R} e^{-\frac{R}{L}t} - \frac{L}{R} \right) = \frac{I_F \cdot Z_B}{\omega} \left(\text{sen} \omega t + \frac{\omega L}{R} e^{-\frac{R}{\omega L} \omega t} - \frac{\omega L}{R} \right) \\ &= \frac{I_F \cdot Z_B}{\omega} \left(\text{sen} \omega t + \frac{X}{R} e^{-\frac{R}{X} \omega t} - \frac{X}{R} \right) \end{aligned} \quad [2.16]$$

Puede verse que la máxima magnitud de la función dada es:

$$(BAN \omega)_{max} = I_F \cdot Z_B \left(1 + \frac{X}{R} \right) \quad [2.17]$$

Pero

$$(BAN \omega)_{max} = V_s \text{ max} \quad [2.18]$$



$$V_{s\ max} = I_F \cdot Z_B \left(1 + \frac{X}{R}\right) \quad [2.19]$$

Para evitar la saturación del TC se debe cumplir que:

$$20 \geq \left(1 + \frac{X}{R}\right) \cdot \frac{I_F}{I_N} \cdot \frac{Z_B}{Z_{STD}} \quad [2.20]$$

Además, se puede establecer la ecuación en términos del valor de los parámetros estándar definidos en la norma ANSI C57.13.

Corriente nominal del TC: I_N es igual a la corriente nominal primaria del TC si I_F está dada en Amp. primarios o igual a la corriente nominal secundaria del TC si I_F está dada en Amp secundarios.

Carga estándar: $Z_{STD} = 1, 2, 4, \text{ ó } 8 \ \Omega$ (a 60°)

Tensión estándar del TC: $V_{STD} = 20 I_N Z_{STD}$

La siguiente ecuación también expresa el criterio para evitar la saturación:

$$20 \geq \left(1 + \frac{X}{R}\right) \cdot I_f Z_b \quad [2.21]$$

I_f = Falla máxima por unidad de la nominal del TC

Z_b = Carga por unidad de la carga estándar

El efecto del flujo residual de los TC en las evaluaciones anteriores se ha despreciado, este fenómeno de la histéresis del núcleo de hierro se muestra en la figura 2.25.

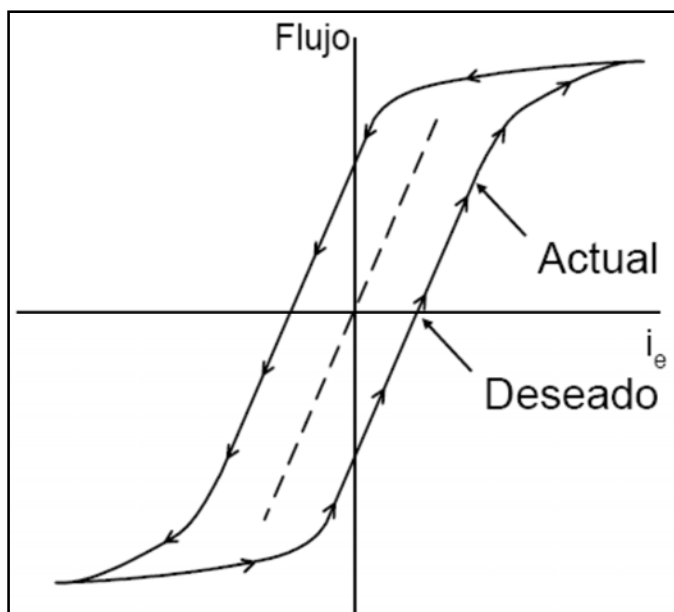


Fig. 2.25 Histéresis del núcleo del hierro.

Una razón para considerar una onda totalmente desplazada al preparar la especificación de un TC es que cualquier flujo remanente en el núcleo, originado por fallas previas, puede saturar precozmente al TC ante una nueva condición de falla.



CAPÍTULO III. CONDICIONES DE OPERACIÓN

3.1 PRUEBAS Y MANTENIMIENTO

3.1.1 EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para poder evaluar los Transformadores de Corriente el análisis es de acuerdo con la Figura 3.1, con la que determinamos el voltaje en terminales secundarios del mismo en casos de falla.

$$VCD = VS$$

$$VCD = IL (ZL + ZC + ZT)$$

IL = Corriente máxima secundaria de falla

ZT = Impedancia de los conductores secundarios

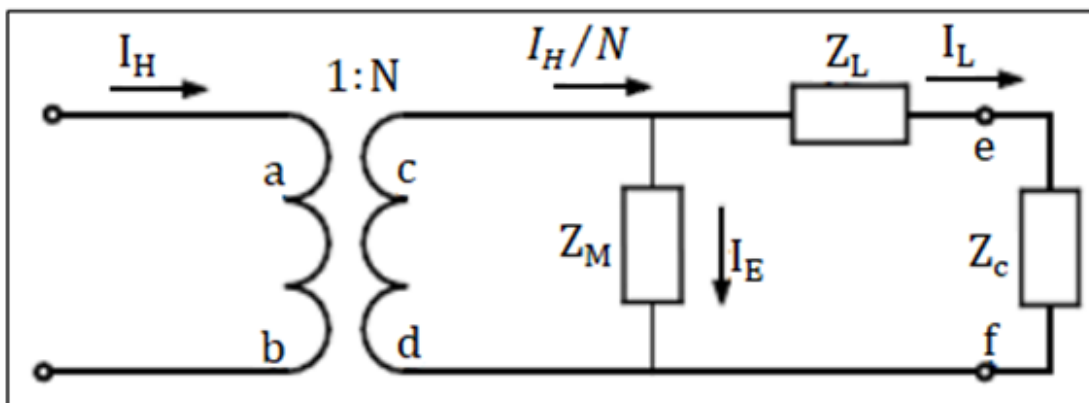


Fig. 3.1 Circuito equivalente simplificado

Para esto se requiere contar con el estudio de cortocircuito que nos indique la corriente máxima que soportará el Transformador de Corriente en casos de fallas muy cercanas al mismo, además de las impedancias de los relevadores y los conductores secundarios.

Dependiendo del tipo de Transformador de Corriente, que puede ser de relación fija o de relación múltiple, en cualquiera de los casos se recurre a las curvas de saturación para determinar las condiciones de uso de este.

El voltaje calculado nos permitirá conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente.

Las curvas de saturación son suministradas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo. La Figura 3.2 muestra las curvas de saturación para un Transformador de Corriente tipo “bushing” de relación múltiple.

Los Transformadores de Corriente como ya mencionamos son fabricados de acuerdo con las normas ANSI la cual establece la capacidad del Transformador de Corriente mediante dos símbolos una letra “C” o “T” y un número que indica la capacidad de voltaje secundario en bornes. [2]

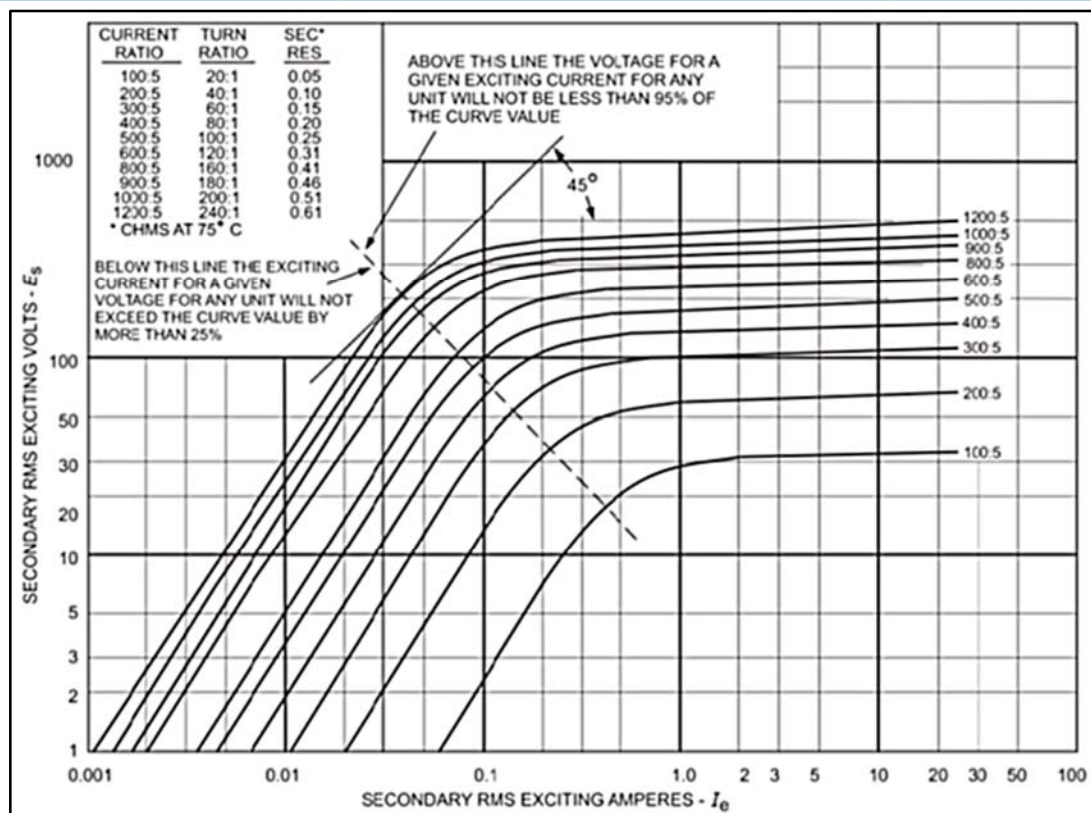


Fig. 3.2 Curvas de Saturación para un TC tipo Bushing de relación múltiple. [2]

3.1.2 PRUEBAS

Independientemente de las pruebas primarias que se deben hacer para cualquier equipo de Potencia, es necesario realizar pruebas de campo para determinar las condiciones del Transformador de Corriente antes de utilizarlos para propósitos de protección.

Se debe tener especial precaución debido a que el voltaje en los bornes del Transformador de Corriente depende del valor de la impedancia conectada a los mismos, en condiciones de circuito abierto el voltaje en bornes puede alcanzar valores peligrosos para los equipos y el personal. Por lo que, nunca deberá abrirse el circuito secundario de un Transformador de Corriente energizado.

Es muy importante determinar la polaridad de los Transformadores de Corriente ya que de ésta depende la correcta operación de los relevadores de protección, una conexión con polaridad invertida puede ocasionar fallas en la operación.

Elegir la potencia y precisión necesaria a las características de los aparatos alimentados.

Nunca se usan fusibles en los circuitos secundarios de Transformadores de Corriente como protección.

3.1.2.1 PRUEBAS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE CORRIENTE

Las pruebas de relación se efectúan inyectando y midiendo una corriente en el lado primario y comparándola con la corriente secundaria proporcionada por el Transformador de Corriente, según el diagrama de la Figura 3.3, esto nos permite



corroborar los datos de placa y conocer la precisión del Transformador de Corriente.

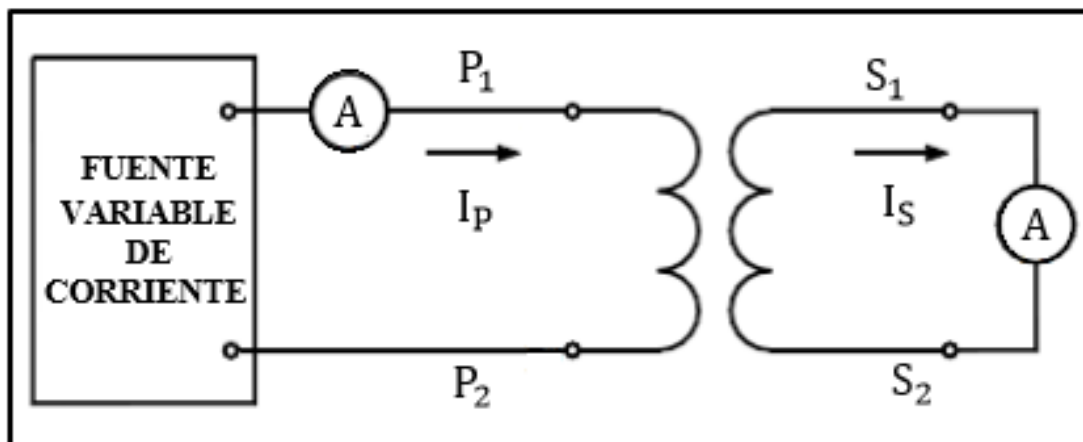


Fig. 3.3 Circuito para pruebas de relación

3.1.2.2 PRUEBAS DE SATURACIÓN

Mediante estas pruebas se determinan las curvas de saturación, como ya hemos mencionado, éstas nos ayudan a conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente para casos de fallas. La prueba se efectúa siguiendo el diagrama de la Figura 3.4, con el lado primario abierto se inyecta una corriente, por el lado secundario hasta alcanzar una corriente secundaria superior a un amper midiendo simultáneamente el voltaje en los bornes del TC. Con los datos obtenidos se trazan las curvas de saturación.

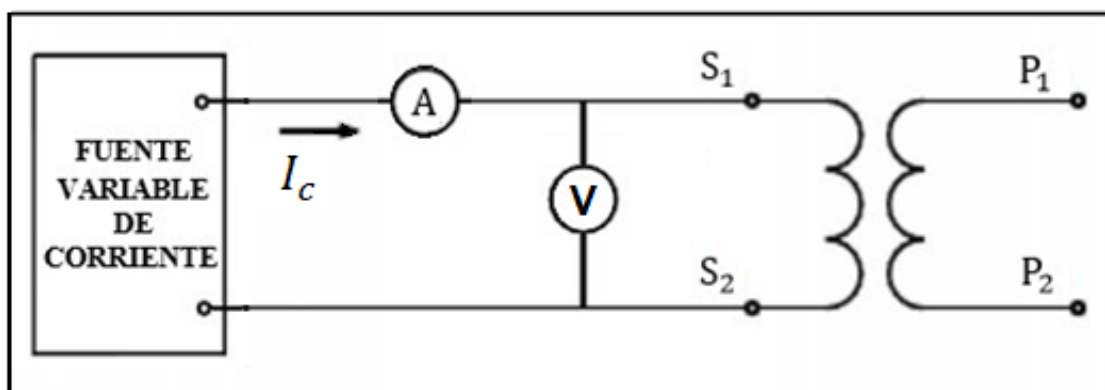


Fig. 3.4 Circuito para pruebas de saturación

3.1.2.3 PRUEBA DE POLARIDAD

Mediante esta prueba se determina la relativa dirección instantánea de la corriente primaria y secundaria y posteriormente se asegura la correcta conexión de los Transformadores de Corriente, tanto para el lado primario como para el lado secundario.

Se efectúa según el diagrama de la Figura 3.5, inyectando momentáneamente pulsos de corriente directa en el lado primario del Transformador de Corriente y observando el desplazamiento de la aguja de un miliamperímetro de corriente directa en el lado secundario.

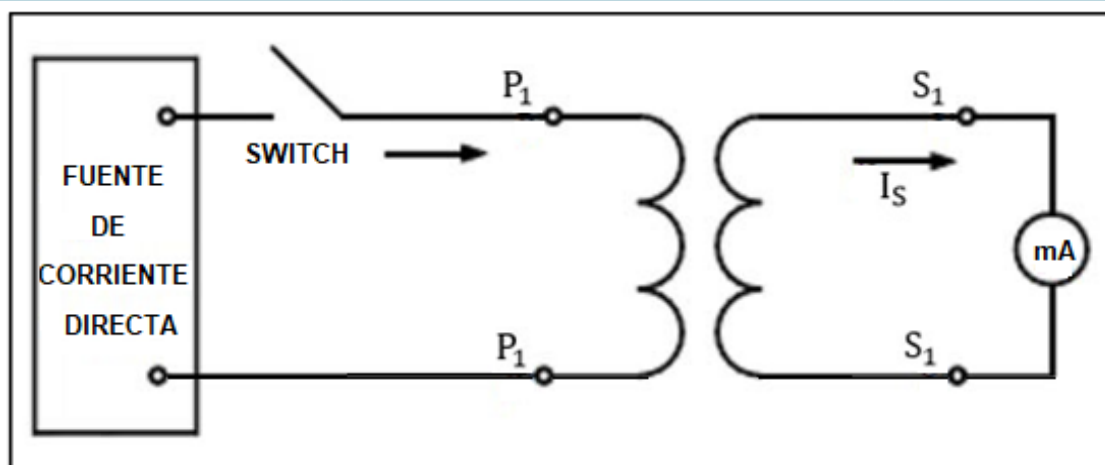


Fig. 3.5 Circuito para pruebas de polaridad

3.1.3 RESUMEN PROCEDIMIENTO PUESTA A PUNTO DE TC'S

Al conjunto de verificaciones y pruebas selectivas que se realizan a los equipos en forma individual y en conjunto, para poner en operación las subestaciones, se le conoce como puesta en Servicio.

Las verificaciones, ajustes y pruebas necesarias que requieren los equipos en forma para asegurar: su correcto estado físico, su montaje, ajuste y disponibilidad para su puesta en servicio.

Según el Procedimiento CFE DCPSSSED el procedimiento para las pruebas de puesta a punto de un TC'S es el siguiente:

- Verificar Limpieza General
- Verificar Datos de Placa
- Inspección visual del estado general del equipo, incluyendo diafragma (cuando aplique)
- Montaje Adecuado
- Nivel de Aceite
- Conexiones primarias y a tierra
- Verificación general de conexiones (apriete de tornillería)
- Sellado de Gabinete
- Pruebas de aislamiento al cableado
- Verificación de valores nominales y clase de precisión y su aplicación (de placa)
- Verificación de su conexión a la red de tierras (continuidad)

Las pruebas eléctricas por realizar a estos equipos son:

- Resistencia de Aislamiento
- Factor de Potencia
- Prueba de Relación de transformación
- Prueba de Saturación y carga de "Burden"
- Prueba de polaridad
- Prueba de resistencia óhmica



3.1.4 RAZONES POR LAS QUE SE DEBE REEMPLAZAR UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

3.1.4.1 DETERIORO DE AISLAMIENTO POR CONDICIONES AMBIENTALES

En el mercado eléctrico se encuentran transformadores de corriente para baja y media tensión diseñados para instalación exterior, interior y para ambas aplicaciones. Los transformadores que se instalan en interiores sufren menos, ya que normalmente se encuentran encapsulados en cajas diseñadas para protegerles, sin embargo, también pueden sufrir daños en el aislamiento debido a condiciones ambientales.

Por otra parte, los transformadores que mayormente se deterioran por condiciones ambientales son los transformadores que se instalan en el exterior, ya que están expuestos a lluvia, calor, radiación UV, vibraciones, polvo, así como a contaminación por emisiones de gases como monóxido de carbono, dióxido de carbono, hidrocarburos, etc.

En la figura 3.6 se observa el deterioro que sufre el aislamiento de un transformador de corriente para media tensión por excesiva contaminación de polvo.



Fig. 3.6 Aislamiento deteriorado de transformador de corriente para media tensión

3.1.4.2 DETERIORO DEL AISLAMIENTO POR FALLAS ELÉCTRICAS

Cualquier transformador de corriente, sea para baja tensión o para media tensión, estará expuesto a sufrir daños severos originados por una descarga electro atmosférica directa o indirecta, o ya sea por una falla eléctrica en la cual la corriente de falla supere la rigidez dieléctrica del aislamiento. En ambos casos será notorio el daño ocasionado al aislamiento del transformador de corriente. En la Figura 3.7 se observa que el daño es evidente, ya que se logra observar material del núcleo fundido, aislamiento dañado y el área donde el arco eléctrico se neutralizo a tierra.

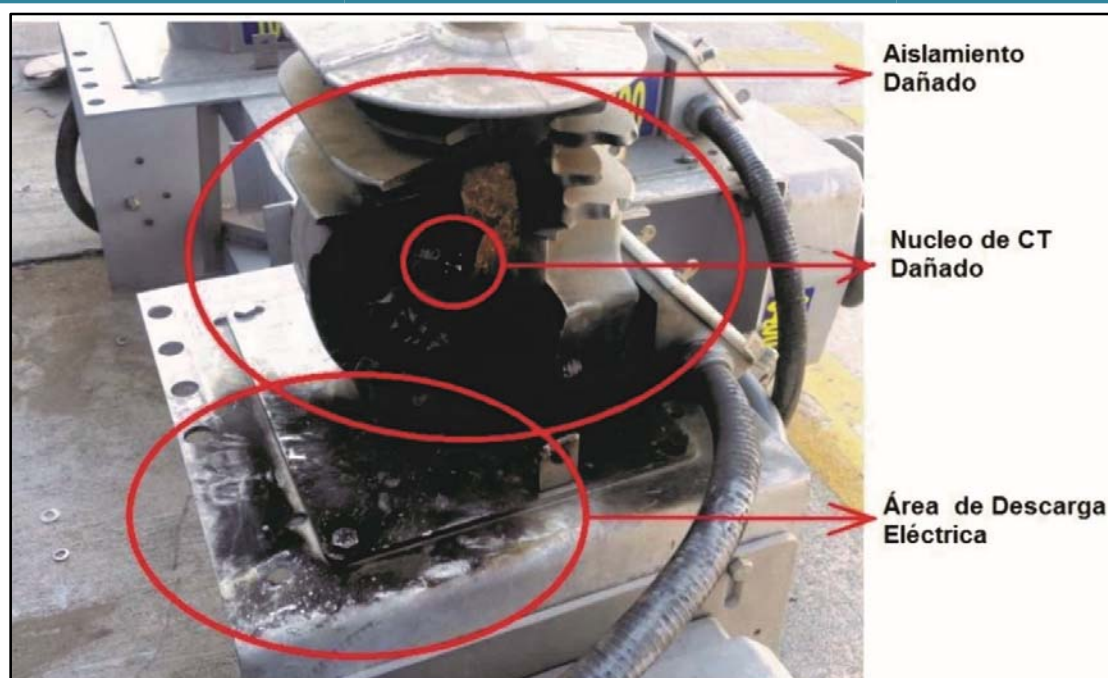


Fig. 3.7 Transformador de corriente dañado por falla eléctrica

3.1.4.3 EQUIPO SOBRECARGADO

Aunque los transformadores de corriente para media y baja tensión poseen un factor de corriente térmico, existen límites impuestos por los materiales con los que se fabrican los transformadores de corriente, los cuales no se pueden sobrepasar para evitar cortes de energía eléctrica abruptos sin previo aviso. Los transformadores de corriente pueden usarse para medir corrientes superiores a las nominales siempre y cuando la corriente a medir no supere el factor de corriente térmico y la temperatura ambiente que el fabricante establezca.

3.1.5 MÉTODOS PARA EVITAR LA SATURACIÓN DEL NÚCLEO EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es de vital importancia evitar la saturación del núcleo en los transformadores de corriente, ya que la finalidad de estos equipos es medir diferentes niveles de corriente con exactitud, lo que se traduce en costos económicos cuando se trata de medición para venta o compra de energía eléctrica. Existen formas de determinar el estado en el cual se encuentran operando los transformadores de corriente para evitar la saturación del núcleo de dichos equipos. [14]

3.1.5.1 VERIFICACIONES PERIÓDICAS

Realizar verificaciones periódicas a los equipos ayuda a determinar las condiciones físicas en las cuales se encuentran operando, ya que los transformadores pudiesen estar operando en condiciones extremas que pueden poner en riesgo la correcta medición de corriente eléctrica. Las verificaciones periódicas pueden ayudar a:



- Establecer la condición física del alambrado secundario del equipo.
- Establecer la condición física del aislamiento de los transformadores de corriente.
- Tomar medidas primarias para establecer que los transformadores de corriente no se encuentren sobrecargados.
- Establecer períodos óptimos de mantenimiento.

En ocasiones una simple inspección visual puede ayudar a establecer la condición de operación de los transformadores de corriente y anticiparse a fallas en el sistema eléctrico. En la figura 3.8 se observa un transformador de corriente con daño en el aislamiento, sin embargo, esto no afecta la exactitud de la medida en lo absoluto, sin embargo, a futuro puede significar fallas en las instalaciones eléctricas.[14]



Fig. 3.8 Transformador de corriente en operación con daños en el aislamiento

3.1.5.2 INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA CON PERFILES DE CARGA

La instalación de equipos de medida con perfiles de carga es de mucha utilidad, ya que esto brinda un panorama amplio de lo que está midiendo el transformador de corriente. Puede ser posible que las medidas que se puedan tomar en una verificación periódica no reflejen sobrecarga de los transformadores de corriente, sin embargo, con la instalación de un equipo con perfiles de carga se podrá observar si los transformadores de corriente se encuentran sobrecargados y en qué período de tiempo se mantienen sobrecargados.

3.2 AISLAMIENTO

3.2.1 REQUISITOS DE AISLAMIENTO.

Estos requisitos se aplican a todos los tipos de aislamiento de transformadores de corriente. Para gas aislado en Transformadores de corriente, requisitos adicionales pueden ser necesarios (bajo consideración). [3]



3.2.1.1 NIVELES DE AISLAMIENTO NOMINALES PARA DEVANADOS PRIMARIOS

El nivel de aislamiento nominal de un devanado primario de un transformador de corriente se basará en su **Tensión máxima para equipos U_m** .

- Para un transformador de corriente sin bobinado primario y sin aislamiento primario propio, se asume el valor $U_m \wedge 0,72$ kV.
- Para los devanados que tienen $U_m \wedge 0,72$ kV o 1,2 kV, se determina el nivel de aislamiento nominal por la tensión de resistencia nominal de frecuencia nominal, según la tabla 3.2.1.1
- Para devanados con $U_m \wedge 3,6$ kV y mayores pero menores a 300 kV, el valor nominal del nivel de aislamiento está determinado por el impulso de rayo nominal y la resistencia a la frecuencia de energía voltajes, y serán elegidos de acuerdo con la tabla 3-1
- Para elegir entre los niveles alternativos para el mismo valor de U_m , consulte IEC 60071n1.
- Para devanados con U_m mayor o igual a 300 kV, el nivel de aislamiento nominal es determinado por los voltajes soportados nominales de conmutación y rayo, y debe ser elegido de acuerdo con la tabla 3.2

Para elegir entre los niveles alternativos para el mismo valor de U_m , consulte IEC 60071n1. [3]

Tabla 3-1 Niveles de aislamiento nominales para los devanados primarios del transformador

Highest voltage for equipment U_m (r.m.s)	Rated power- frequency withstand voltage (r.m.s) kV	Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV
0.72	3	-
1.2	6	-
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
100	185	450
123	185	450
	230	550
145	230	550
	275	650
170	275	650
	325	750
245	395	950
	450	1050

NOTE: For exposed installations, it is recommended to choose the highest insulation levels.



Tabla 3-2- Niveles de aislamiento nominales para devanados primarios de transformadores

Highest voltage for equipment U_m (r.m.s) kV	Rated switching impulse withstand voltage (peak) kV	Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV
300	750	950
	850	1050
362	850	1050
	950	1175
420	1050	1300
	1050	1425
525	1050	1425
	1175	1550
765	1425	1950
	1550	2100

Para instalaciones expuestas, se recomienda elegir los niveles de aislamiento más altos.

Como los niveles de voltaje de prueba para $U_m \leq 765$ kV aún no se han resuelto finalmente, algunos intercambios entre los niveles de prueba de conmutación y de impulso de rayos pueden llegar a ser necesarios. [3]

3.2.2 OTROS REQUISITOS PARA EL AISLAMIENTO DEL DEVANADO PRIMARIO

3.2.2.1 TENSIÓN SOPORTADA DE FRECUENCIA INDUSTRIAL

Devanados con mayor voltaje para equipos $U_m \leq 300$ kV soportará la Tensión de resistencia de frecuencia correspondiente a la tensión de resistencia de impulso de rayo seleccionada.

3.2.2.2 DESCARGAS PARCIALES.

Los requisitos de descarga parcial son aplicables a los transformadores de corriente que tienen U_m no menos de 7,2 kV. [3]

El nivel de descarga parcial no debe exceder los límites especificados en la tabla 3.3, en el nivel de voltaje de prueba de descarga especificado en la misma tabla, después de un pretensado realizado de acuerdo con los procedimientos de 8.2.2 IEC 60044-1.



Tabla 3-3 Tensiones soportadas de frecuencia de potencia para transformador primario

Rated lightning impulse withstand voltage (peak) kV	Rated power frequency withstand voltage (r.m.s.) kV
950	395
1050	460
1175	510
1300	570
1425	630
1550	680
1950	880
2100	975

Tabla 3-4 - Voltajes de prueba de descarga parcial y niveles permisibles

Type of earthing of the system	PD test voltage (r.m.s.) kV	Permissible PD level pC	
		Type of insulation	
		immersed in liquid	solid
Earthed neutral system (earth fault factor $\leq 1,5$)	U_m $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
Isolated or non effectively earthed neutral system (earth fault factor $> 1,5$)	$1,2 U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20

Si el sistema neutro no está definido, los valores dados para sistemas aislados o no conectados a tierra son válidos de manera efectiva.

El nivel de PD permisible también es válido para frecuencias diferentes de la frecuencia nominal. [3]



3.2.2.3 IMPULSO DE RAYO PICADO

Si se especifica adicionalmente, el devanado primario también deberá ser capaz de soportar una Tensión de impulso de rayo que tiene un valor máximo del 115% de la tensión de impulso de rayo total.

Los valores más bajos de voltaje de prueba pueden acordarse entre el fabricante y el comprador. [3]

3.2.2.4 CAPACITANCIA Y FACTOR DE DISIPACIÓN DIELECTRICA

Estos requisitos se aplican solo a transformadores con aislamiento de bobinado primario sumergido en líquido teniendo U_m 72,5 kV.

Los valores de capacitancia y factor de disipación dieléctrica se deben referir a la calificación Frecuencia y hasta un nivel de tensión en el rango de 10 kV a $U_m/3$. El propósito es verificar la uniformidad de la producción. Los límites para las variaciones permisibles pueden ser los objetos de un acuerdo entre el fabricante y el comprador.

El factor de disipación dieléctrica depende del diseño del aislamiento, y del voltaje y temperatura. Su valor en $U_m/3$ y la temperatura ambiente normalmente no excede de 0,005. [3]

3.2.2.5 MÚLTIPLES IMPULSOS PICADOS

Si además se acuerda, el devanado primario de TC sumergidos en aceite que tienen U_m 300 kV será capaz de soportar múltiples impulsos cortados para verificar el comportamiento a alta tensiones de frecuencia esperadas en la operación.

Como no hay suficiente experiencia para proponer un programa de prueba definitivo y aceptación de criterios, solo se proporciona información sobre una posible prueba procedimiento. La prueba de que el diseño es adecuado se deja al fabricante.

El diseño debe ser particularmente examinado con respecto a los blindajes internos y las conexiones que llevan corrientes transitorias. [3]

3.2.3 REQUISITOS DE AISLAMIENTO ENTRE SECCIONES

Para los devanados primarios y secundarios divididos en dos o más secciones, la frecuencia de potencia nominal que soporta el voltaje del aislamiento entre secciones debe ser 3 kV (RMS). [3]

3.2.4 REQUISITOS DE AISLAMIENTO PARA DEVANADOS SECUNDARIOS.

La tensión nominal soportada de frecuencia de energía para el aislamiento de los devanados secundarios será de 3 Kv. [3]

3.2.5 REQUISITOS DE AISLAMIENTO ENTRE VUELTAS

La tensión de resistencia nominal para el aislamiento interno debe ser de 4,5 kV pico. Para algunos tipos de transformadores, se pueden aceptar valores más bajos de acuerdo con la prueba de sobretensión interna, la cual se realizará de



acuerdo con uno de los siguientes procedimientos:

Procedimiento A: con los devanados secundarios abiertos (sin conexión) a una alta impedancia dispositivo que lee la tensión máxima), una corriente sustancialmente sinusoidal a una frecuencia entre 40 Hz y 60 Hz (de acuerdo con IEC 60060-1) y de valor RMS igual al primario nominal. La corriente se aplicará durante 60 segundos al devanado primario.

La corriente aplicada debe limitarse si la tensión de prueba de 4,5 kV pico se obtiene antes de alcanzar la corriente nominal (o corriente nominal extendida).

Procedimiento B: con el devanado primario abierto, la tensión de prueba prescrita (en algún momento frecuencia adecuada) se aplicará durante 60 s a los terminales de cada devanado secundario, siempre que el valor RMS de la corriente secundaria no exceda el valor nominal secundario corriente (o corriente nominal nominal).

El valor de la frecuencia de prueba no será superior a 400 Hz.

En esta frecuencia, si el valor de voltaje alcanzado en la corriente secundaria nominal (o nominal) corriente prolongada) es inferior a 4,5 kV pico, la tensión obtenida debe considerarse como la prueba voltaje.

Si no se acuerda lo contrario, la elección del procedimiento se deja al fabricante. Debido al procedimiento de prueba, la forma de onda puede estar muy distorsionada. [3]

3.2.6 REQUISITOS PARA EL AISLAMIENTO EXTERNO.

3.2.6.1 CONTAMINACIÓN

Para transformadores de corriente al aire libre con aisladores cerámicos susceptibles de contaminación, las distancias de fuga para niveles de contaminación dados se dan en la tabla 3-5.

Tabla 3-5 - Distancias de fuga

Pollution level	Minimum nominal specific creepage distance mm/kV ^{1) 2)}	Creepage distance Arcing distance
I Light	16	≤ 3,5
II Medium	20	
III Heavy	25	≤ 4,0
IV Very heavy	31	
¹⁾ Ratio of the creepage distance between phase and earth over the r.m.s. phase-to-phase value of the highest voltage for the equipment (see IEC 60071-1). ²⁾ For other information and manufacturing tolerances on the creepage distance, see IEC 60815.		

El rendimiento del aislamiento de la superficie se ve muy afectado por forma del aislante.

En áreas muy poco contaminadas, distancias nominales específicas de fuga inferiores a 16 mm / kV se pueden usar según la experiencia de servicio.



El valor de 12 mm / kV parece ser un límite inferior.

En casos de severidad de contaminación excepcional, una distancia de fuga nominal específica de 31 mm / kV puede no ser adecuada. Dependiendo de la experiencia de servicio y / o de los resultados de las pruebas de laboratorio, se puede utilizar un valor más alto de la distancia de fuga específica, pero en algunos casos la practicabilidad del lavado debe ser considerado. [3]

3.2.7 REQUISITOS PARA VOLTAJE DE INTERFERENCIA DE RADIO (RIV)

Este requisito se aplica a los transformadores de corriente que tienen $U_m \geq 123$ kV para ser instalado en subestaciones en aire.

Para subestaciones aisladas, el voltaje de interferencia de radio no debe exceder de $2\ 500\ \mu\text{V}$ a $1,1\ U_m / \sqrt{3}$ bajo la prueba. [3]

3.2.8 SOBRETENSIONES TRANSMITIDAS

Estos requisitos se aplican a transformadores de corriente que tienen bobinado primario con $U_m \geq 72,5$ kV; transformadores de corriente sin bobinado primario y asociados a equipos con $U_m \geq 72,5$ kV (i.e, GIS, torretas de transformador, deslizamiento del cable).

Las sobretensiones transmitidas desde los terminales primarios a los secundarios no deberán exceder los valores dados en la tabla 3-6

Las características de la forma de onda son representativas de las oscilaciones de voltaje debido a las operaciones de conmutación.

Se pueden acordar otros límites de sobretensión transmitida entre el fabricante y el comprador.

El requisito de impulso de Tipo A se aplica a los transformadores de corriente para subestaciones sin aire, mientras que el requisito de impulso B se aplica a los transformadores de corriente instalados en metal con aislamiento de gas. subestaciones (GIS).

Los límites máximos de sobretensión transmitidos que figuran en la Tabla 3-6 deben garantizar una protección suficiente de los equipos electrónicos conectados al devanado secundario. [3]

Tabla 3-6 - Límites de sobretensión transmitidos

Type of impulse	A	B
Peak value of the applied voltage (U_p)	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$	$1,6 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_m$
Wave-shape characteristics:		
- conventional front time (T_1)	$0,50\ \mu\text{s} \pm 20\ \%$	-
- time to half-value (T_2)	$\geq 50\ \mu\text{s}$	-
- front time (T_1)	-	$10\ \text{ns} \pm 20\ \%$
- tail length (T_2)	-	$> 100\ \text{ns}$
Transmitted overvoltage peak value limits (U_s)	1,6 kV	1,6 kV



3.3 ZB BAJA, ZB ALTA

3.3.1 FUNCIONAMIENTO EN ESTADO ESTABLE.

Los transformadores de corriente (TC'S) son solo transformadores acoplados magnéticamente del primario y el secundario, y como tal, su funcionamiento puede ser calculado desde un circuito equivalente de uso general en el análisis de transformadores. Algunos transformadores de corriente son utilizados para medir y por lo tanto su desempeño es de interés durante condiciones de carga normal. Los transformadores de medición pueden tener errores significativos durante condiciones de falla, cuando las corrientes pueden ser, varias veces su valor nominal por un breve periodo de tiempo. Puesto que las funciones de medición no son requeridas durante fallas, esto no es significativo. Los transformadores de corriente usados para protección son diseñados para tener pequeños errores durante condiciones de falla, mientras que en su desempeño normal durante la operación de estado estable cuando el relevador no es requerido para operar, pueden no ser tan exactos. A pesar de esta diferencia, todo el desempeño (de medición o de protección) del TC se puede calcular con el mismo circuito equivalente. Los diferentes valores en los parámetros del circuito equivalente son los responsables de la diferencia en el desempeño entre los diversos tipos de TC'S.

Considerar el circuito equivalente mostrado en la Figura 3.9 (a). Puesto que el devanado primario de un transformador de corriente está conectado en serie con la red de potencia, su corriente primaria I_1 está dictada por la red. Por lo tanto, la impedancia de dispersión del devanado primario Z'_{x1} no tiene ningún efecto sobre el funcionamiento del transformador, y puede ser omitida. Refiriendo todas las cantidades al devanado secundario, el circuito equivalente simplificado es obtenido en la Figura 3.9 (b)

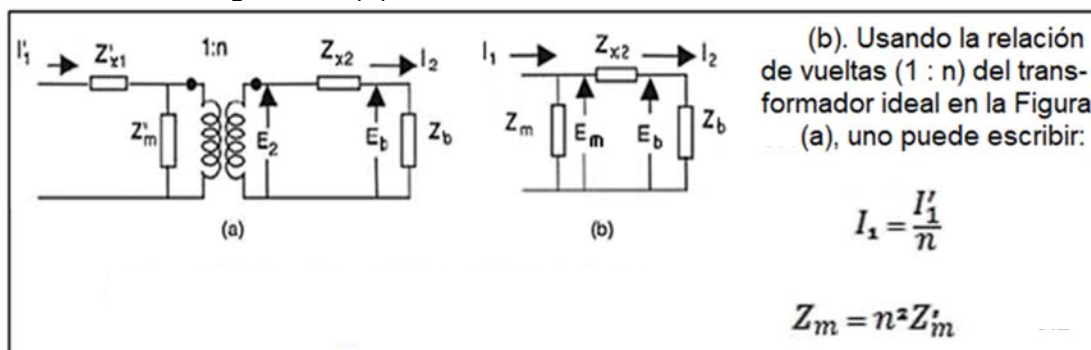


Fig. 3.9 Circuito equivalente de un TC y su simplificación [8]

La impedancia de carga Z_b incluye la impedancia de todos los relevadores y medidores conectados al devanado secundario, así como también la de las terminales de conexión entre los bornes del devanado secundario del TC localizado en el patio de la subestación hasta el equipo de protección, el cual está ubicado en la caseta de control de la subestación. Frecuentemente, la impedancia de estas terminales es una parte significativa de la impedancia total de carga. La impedancia de carga Z_b es también conocida como el burden del TC, y es descrita como una carga de Z_b en Ω , o como una carga de $I_2^2 \cdot Z_b$ volts-amperes. Si el rango de corriente secundaria es de 5 amperes a la cual la carga es



especificada, la carga deberá ser $25 \cdot Z_b$ volts-amperes. Refiriéndose al diagrama fasorial de la Figura 3.10, el voltaje E_m a través de la impedancia de magnetización Z_m está dado por:

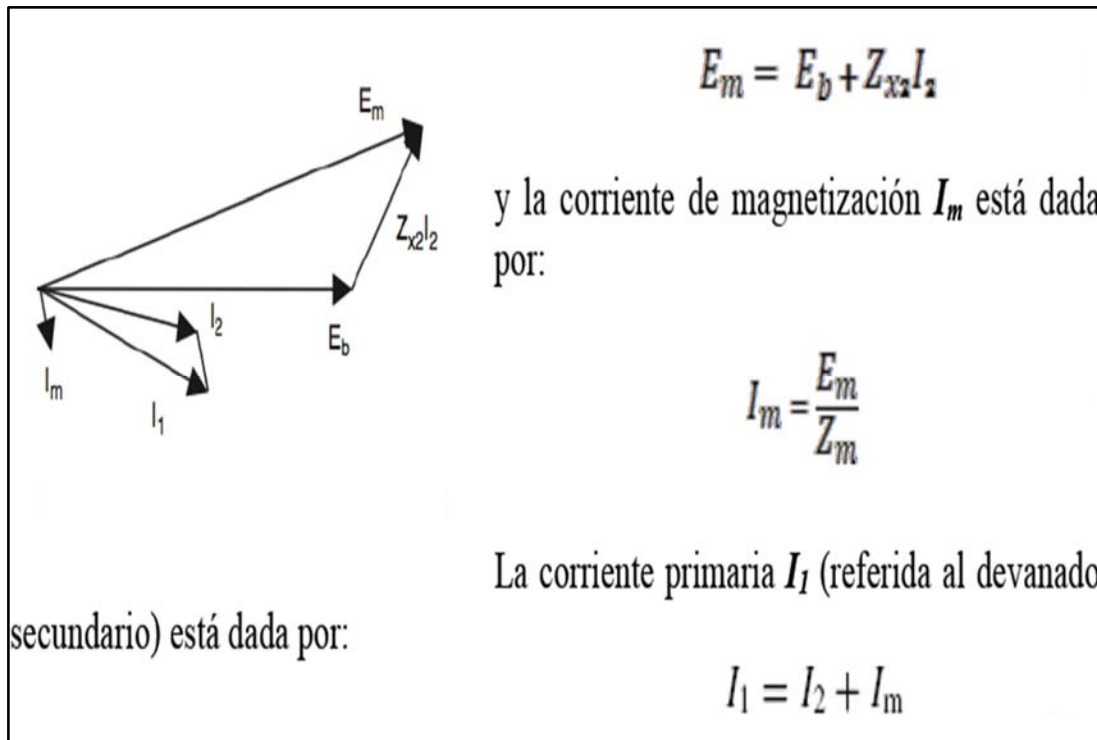


Fig. 3.10 Diagrama fasorial de un transformador de corriente [8]

Para pequeños valores de la impedancia de carga, E_b y E_m son también pequeños, y por lo tanto I_m es pequeña. El error de la transformación de corriente por unidad está definido por:

$$\varepsilon = \frac{I_1 - I_2}{I_1} = \frac{I_m}{I_1} \quad [3.1]$$

Por lo tanto, el error es pequeño para valores pequeños de Z_b . En otras palabras, los transformadores de corriente trabajan mejor cuando están conectados con cargas de muy baja impedancia. En el caso límite de la impedancia de carga cero (y una pequeña Z_{x2}), $I_1 = I_2$ del TC es cero.

A menudo, el error del TC es presentado en términos de un factor de corrección de relación R , en vez del error por unidad, discutido anteriormente. El factor de corrección de relación R es definido como la constante por la cual la relación de vueltas n de la placa de datos de un transformador de corriente debe ser multiplicado para obtener la relación de vueltas efectiva. De la figura 3.10 y de la definición de R , se desprende que:

$$R = \frac{1}{(1 - \varepsilon)} \quad [3.2]$$

Aunque ε y R son números complejos, es a veces necesario utilizar el error y el factor de corrección de relación como números reales iguales a sus respectivas magnitudes.



3.3.2 CRITERIO PARA EVITAR LA SATURACIÓN DEL TC.

El criterio que se tiene que cumplir para no saturar el TC, está de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$20 \geq (1 + (X/R)) IfZb \quad [3.3]$$

Para entender la relación de la Zburden se analizarán para el equipo descrito:
 C800,
 RTC 2000/5 –
 Relación mayor Zb = 0,5 pu,
 X/R = 12,
 Ángulo de la línea 85,2°

Los siguientes tres casos de simulación se efectuaron en el programa PSCAD [15]:

CASO 1.- $(1 + (X/R)) IfZb = 20$

De acuerdo con la teoría vista anteriormente se concluye que no se satura el TC, debido a que no sobrepasa 20 veces la I_n . Como se muestra en la simulación.

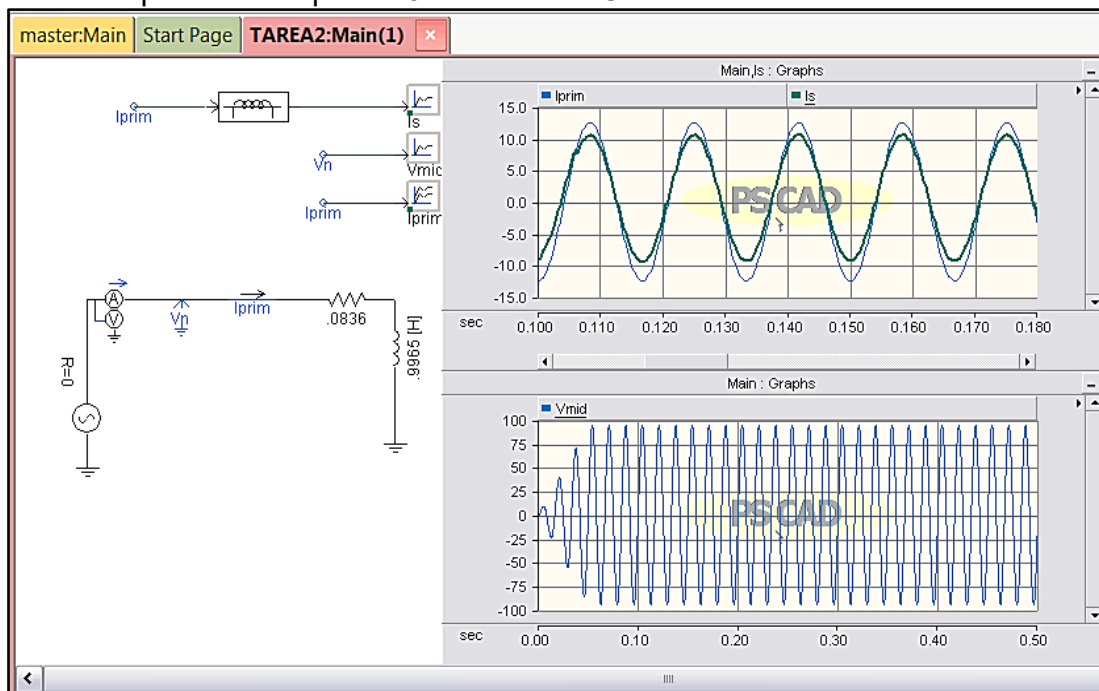


Fig. 3.11 Simulación Caso 1

CASO 2.- $(1+(X/R)) IFZB = 50$.

De acuerdo con la teoría vista anteriormente se concluye que el TC **se satura**, debido a que sobrepasa 20 veces la I_n . Despejando If tenemos:

$$I_f = 50 / (1+12) (0.5) = 7.7 \text{ pu}$$

Referida al primario = 7.7 x 2000 =15400Amp

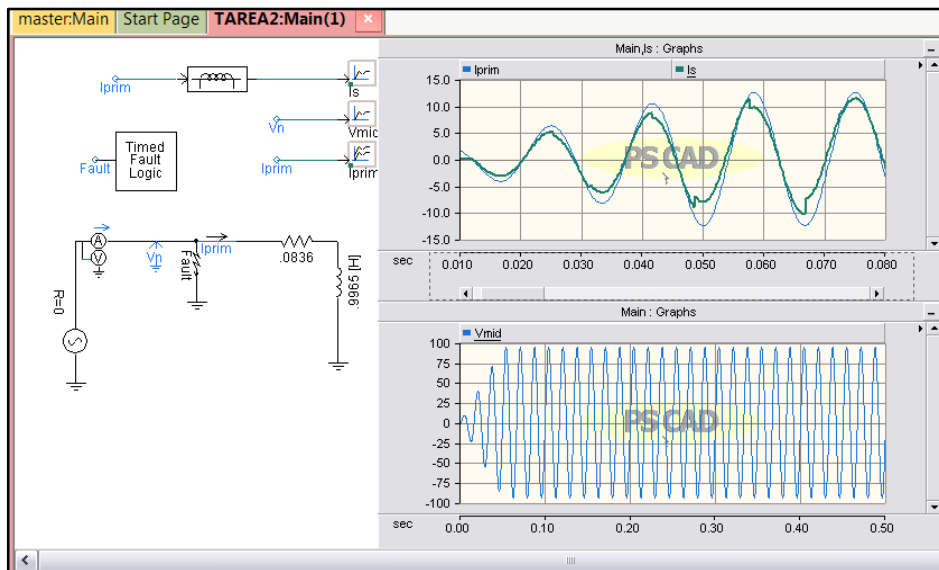


Figura 3.12 Simulación Caso 2

CASO 3.- $(1+(X/R)) IFZB = 20$ AL 50%

Considerando un flujo remanente del 50%, ocasiona que el TC presente signos de saturación luego de aproximadamente 1,3 ciclos. Como se muestra en la simulación de la figura 3.13.



Figura 3.13 Simulación Caso 3

CONCLUSIÓN.

De los tres casos anteriores se concluye que para no saturar el TC, tenemos que cerciorarnos que el resultado de la fórmula $20 \geq (1+(X/R)) IfZb$ se cumple, Así también es muy importante la relación del flujo remanente en los TC'S que dependen del material del cual son hechos, hay que tomar en cuenta otras características como lo es, el **no** rebasar la Zcarga (Burden) o dejar las terminales del secundario en circuito abierto, con lo cual la corriente de magnetización aumenta y la corriente secundaria tiende a cero de manera que el TC empieza a saturar su núcleo.



3.4 DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE TC'S

3.4.1 GENERALIDADES

Entre los factores que determinan la selección de estos aparatos se encuentran:

- El tipo de instalación
- El tipo de aislamiento
- La potencia nominal
- clase de precisión

3.4.1.1 INSTALACIÓN

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 kV, son diseñadas para servicio interior.

Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones desde 34.5 a 400 kV, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 kV. Adicionalmente, existen básicamente dos tipos de transformadores en uso, los llamados tipo boquilla o bushing y los tipos pedestal. Los Transformadores de Corriente tipo boquilla o bushing construidos dentro de las boquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc., tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones, se pueden apreciar los tipos de TC'S de alta tensión en la Figura 3.14

El arrollamiento secundario está completamente distribuido, teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

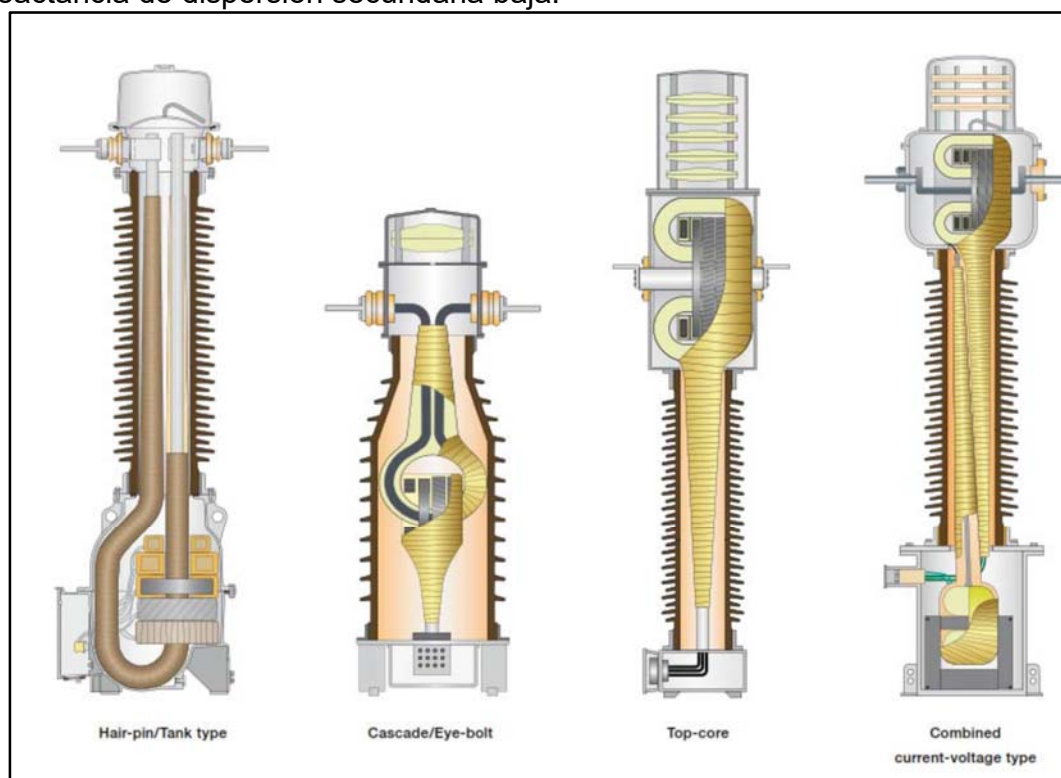


Fig. 3.14 Transformadores de Corriente de alta tensión



Los Transformadores de Corriente tipo pedestal construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o pasta epoxiglass, tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los Transformadores de Corriente están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H1 y H2 (P1 y P2) para las terminales primarias y X1 y X2 (S1 y S2) para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H1 (P1), la corriente sale por la terminal X1 (S1), polaridad sustractiva. [2]

3.4.1.2 AISLAMIENTO

MATERIAL PARA BAJA TENSIÓN

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

MATERIAL DE MEDIA TENSIÓN

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 kV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

La mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los materiales con aislamiento en aceite o en masa aislante (compound) se utilizan muy poco y sólo para ampliaciones de instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.[2]

MATERIAL DE ALTA TENSIÓN

Los transformadores para alta tensión son aislados con material dieléctrico, impregnados con aceite y colocados dentro de un envoltorio de porcelana.

3.4.1.3 POTENCIA NOMINAL

La potencia nominal de los Transformadores de Corriente es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas de los límites de errores. Está indicada generalmente, en la placa característica y se expresa en volt-Amper, aunque también puede expresarse en Ω . [2]

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, ver Tabla 3.-7



Tabla 3-7 Cargas normales para TC'S según norma ANSI c.57.13 [2]

CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGÚN NORMA ANSI C 57.13					
<u>DESIGNACIÓN DE LA CARGA</u>	<u>CARACTERÍSTICAS</u>		<u>CARACTERÍSTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 AMP</u>		
	<u>Resistencia</u> <u>Ohms</u>	<u>Inductancia</u> <u>MiliHenrys</u>	<u>Impedancia</u> <u>Ohms</u>	<u>Voltamper</u>	<u>Factor de potencia</u>
Bo.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5	0.9
B0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.5	2.3	1	25	0.5
B2.0	1	4.6	2	50	0.5
B4	2	9.2	4	100	0.5
B8	4	18.4	8	200	0.5

CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA

Se seleccionará normalmente el valor superior a la corriente nominal de la instalación según la siguiente Tabla 3-8 de valores normalizados:

Tabla 3-8 Valores Normalizados Corriente TC'S

SIMPLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN			DOBLE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN		
5	100	1200		2X5	2X100
10	150	1500		2X10	2X150
15	150	1500		2X15	2X200
15	200	2000		2X25	2X300
20	300	3000		2X50	2X400
25				2X75	2X600
30	400	4000			
40					
50	600				
75	800				



En ciertos tipos se realiza una doble o una triple relación primaria, ya sea por medio de conexiones serie paralelo del bobinado primario, o por medio de derivaciones en los bobinados secundarios. [2]

CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA

El valor normalizado es generalmente de 5 amperes, en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 Amper.

CARGA SECUNDARIA

La carga secundaria para un Transformador de Corriente es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.

La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión bajo la corriente nominal, por ejemplo:

$$\begin{array}{l} \text{Potencia de precisión 50 VA para } I^2 = 5^2 \\ Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2\Omega \end{array}$$

3.4.1.4 CLASES DE PRECISIÓN

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se designen los transformadores. Independientemente de esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos deberán presentar una similitud de exactitud.

Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas. Para Transformadores de Corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores de sobrecarga. [2]

La clase de precisión se designa por el error máximo permisible, en porciento, que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión como el error máximo admisible, en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia. Cada clase de precisión especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5–50 VA.

Se dan a continuación en la tabla 3-9, las clases de precisión recomendadas, según el uso a que se destina el Transformador de Corriente. [2]



Tabla 3-9 Clases de Precisión según utilización

CLASE	UTILIZACIÓN
0.1	Calibración y medidas de laboratorio
0.2-0.3	Medidas de laboratorio Alimentación de wathhorímetros para alimentadores de gran potencia
0.5-0.6	Alimentación de wathhorímetros para facturación, en circuitos de distribución. Wattmetros industriales. Ampemetros indicadores. Ampemetros registradores. Fasómetros indicadores.
1.2	Fasómetros registradores. Wathhorímetros indicadores. Wathhorímetros industriales. Wathhorímetros registradores Protecciones diferenciales, relevadores de distancia y de impedancia.
3 - 5	Protecciones en general (relevadores de sobrecorriente)

PRECISIÓN PARA PROTECCIÓN

La revisión de 1968 de las normas americanas ANSI, (anteriormente ASA), hacen la siguiente clasificación para la protección.

CLASE C

Cubre todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en ellos puede ser calculada por métodos analíticos.

CLASE T

Cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de transformación. La relación de transformación en los mismos debe ser determinada por métodos de prueba.



Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y a cualquier carga inferior a la nominal. Así, por ejemplo, un transformador clase C100, deberá tener un error de relación menor a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria, si su carga no es mayor a (1.0 ohm x 20 veces x 5 amp = 100 volts). De lo anterior se deduce que la nueva clasificación para protección (C o T), es equivalente a la antigua clasificación L.

La **C** es equivalente al “**10H**” (Error máximo de relación especificado en tanto por ciento, Impedancia secundaria interna alta) de la clasificación anterior y estos datos significan lo siguiente:

Para un Transformador de Corriente de clase “C400”, quiere decir que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria (5 x 20 = 100 amp), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

3.4.2 TRANSITORIOS EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Cuando la protección del sistema instalada en el secundario de un transformador de corriente debe responder correctamente a los transitorios de cortocircuito, especialmente durante los primeros ciclos, se deben tener en cuenta las condiciones de falla (incluso más que el estado estable en condiciones de carga). Como tal, es necesario definir cuánto debe sobredimensionarse un TC para evitar la saturación debido a la componente asimétrica de la corriente de falla (el componente de compensación de CC o exponencial).

El valor inicial de este desplazamiento de CC depende del ángulo de incidencia de voltaje (el voltaje valor cuando se produce el fallo). Los parámetros de línea pueden estar entre 0 y $\sqrt{2} I_{SC}$ donde **I_{SC}** representa el valor RMS de la corriente simétrica de cortocircuito.

Teniendo en cuenta este valor máximo, la corriente de cortocircuito transitoria se define de la siguiente manera ecuación:

$$i(t) = I \text{ Sen } (\omega t + \alpha - \theta) + I \text{ Sen } (\alpha - \theta) \cdot e^{-t/T_1} \quad [3.4]$$

Donde:

I = valor pico de la corriente

α = ángulo en la onda de voltaje en la que ocurre la falla

θ = $\arctan (\omega X/R)$

T1 = X/R del sistema de potencia

Suponiendo que la carga secundaria es esencialmente resistiva, el flujo necesario en el TC para evitar la saturación se define de la siguiente manera:

$$\varphi_T = \varphi_A \left(\frac{\omega T_1 T_2}{T_1 - T_2} e^{-\frac{t_s}{T_1}} - e^{-\frac{t_s}{T_2}} - \text{sen } \omega t \right) \quad [3.5]$$



dónde:

T1 = línea constante de tiempo o primaria constante de tiempo

T2 = constante de tiempo CT o constante de tiempo secundaria

ω = valor pico del flujo de CA simétrico

t_s = cualquier momento dado durante el cual el flujo transitorio máximo permanecerá sin la saturación de CT, o el tiempo después del cual se permite la saturación.

Para $T2 \gg T1$, la ecuación 3.5 se reduce a:

$$\varphi_T = \varphi_A \left(\omega T_1 - e^{-\frac{t_s}{T_1}} - \text{sen } \omega t \right) \quad [3.6]$$

Como la carga y el cableado son principalmente resistivos, podemos considerar; como tal, ecuación 3.6 se reduce a:

$$\varphi_T = \varphi_A \left(\omega T_1 - e^{-\frac{t_s}{T_1}} + 1 \right) \quad [3.7]$$

Finalmente, dado que t_s (tiempo de respuesta del relé + tiempo de operación del interruptor automático) es normalmente mucho mayor que T1, la expresión anterior se puede reducir a:

$$\varphi_T = \varphi_A (\omega T_1 + 1) \quad [3.8]$$

Durante las fallas, los CT se ven obligados a desarrollar un flujo suficiente para alimentar la corriente de falla al secundario con dos componentes: el componente exponencial (DC asimétrico componente) y el componente AC (componente simétrico). La tensión resultante debe ser mayor que la necesaria para alimentar la carga conectada en el lado secundario de TC sin distorsiones causadas por la saturación. Por lo tanto, el factor K_s de gran tamaño necesario es definido por:

$$\varphi_{transient} = \varphi_{DC} + \varphi_{AC} = K_S \varphi_A \quad [3.9]$$

donde el factor de sobredimensionamiento o transitorio es:

$$K_S = \omega T_1 - e^{-\frac{t_s}{T_1}} - \text{sen } \omega t \quad [3.10]$$

3.4.3 MAGNETISMO RESIDUAL (FLUJO DE REMANENCIA)

Cuando se elimina la excitación del TC, algunos de los dominios magnéticos conservan un grado de orientación con respecto al campo magnético que se aplicó al núcleo.

El magnetismo residual en los TC puede describirse por la cantidad de flujo que queda en el núcleo.



3.4.3.1 CAUSAS DEL MAGNETISMO RESIDUAL

El magnetismo residual puede ocurrir debido a:

- Corrientes de falla transitorias altas
- Interruptor del circuito durante las operaciones de viaje
- Corrientes de corriente continua debidas a la medición de la resistencia del devanado

Dicho efecto se deshace a través de un proceso de desmagnetización tal como se aprecia en la figura 3.15. que fue tomada del software de medición de Ómicron Energy, este proceso se puede lograr de diferentes formas a través de equipos suministrados por proveedores especiales.

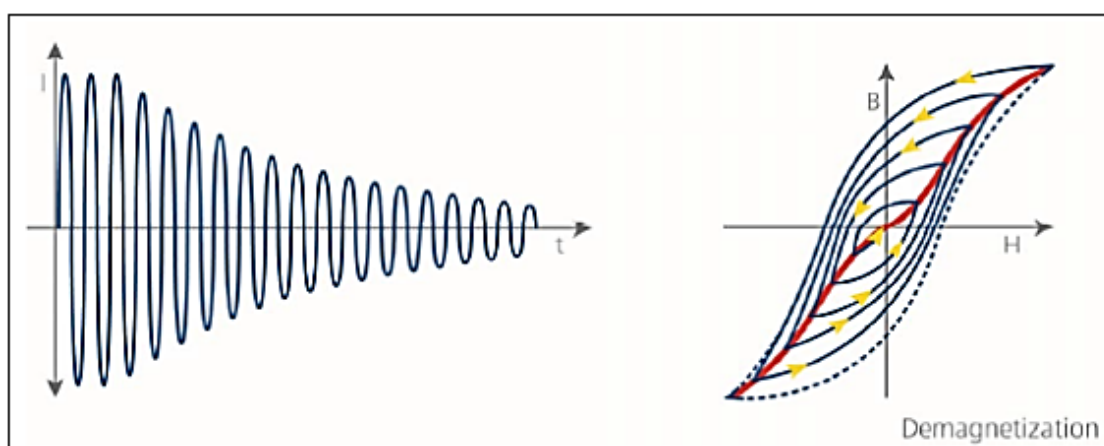


Fig. 3.15 Proceso de desmagnetización

3.5 CASO GENÉRICO EN LA INDUSTRIA DE LA MALA SELECCIÓN TC'S

Después de analizar la información teórica se analiza el caso genérico en la industria mencionada en las bases de esta Tesis.

3.5.1 DATOS

En la figura 3.16 (a) se muestra la placa de datos de uno de los Transformadores de Corriente fallados en la figura 3.16 (b) con los siguientes datos:

Marca: GEC ALSTHOM T&D

Números de Serie: MA 4100 /1, MA 4100 /2 y MA 4100 /3.

Fecha: 95

Tipo: SFD-123

Clase de aislamiento: 115/230/550 kv

I TERM: 8 – 16 KA

I DIN: 20 – 40 KA.

Corriente Primaria: 50 X 100 A

Corriente Secundaria: 5 / 5 / 5 A



Fig. 3.16 (a) Placa de datos TC'S caso de estudio (b) TC'S fallados por falla del aislamiento

Para una línea de 115 KV:

Carga de 4.8 MVA

$$I = 4800 \text{KVA} / \sqrt{3} * 115 \text{ KV} = 4800/199.18 = 24 \text{ A}$$

Pero con un conductor 266 ACSR

La I=250 A

Si la RTC = 100/5

20 x 100 = 2000 AMP, es lo que puede soportar el TC, como el corto está en 22,102 AMP, está **MAL SELECCIONADO**, debido a que la corriente de corto circuito que puede soportar es 11 veces menor a la corriente de corto circuito.

De acuerdo con este valor la RTC adecuada debería ser:

$$\underline{20 \times 1600 = 32\,000 \text{ AMP que es mayor a } 22102 \text{ AMP}}$$



CAPÍTULO IV. MODELADO DE SUBESTACIÓN 115 KV GEP EN SOFTWARE ATPDRAW

4.1 MODELADO

4.1.1 INTRODUCCIÓN

La ingeniería como disciplina está estrechamente vinculada a la capacidad de modelar sistemas. Lograr un modelo de un sistema es más que lograr un conjunto de ecuaciones que intenten predecir el comportamiento del sistema. Es esa pretensión de predicción la que permite observar las diferencias entre la realidad y la predicción del comportamiento y que a su vez identifica aspectos del sistema (aquellas relaciones causa-efecto) que se han comprendido adecuadamente. Con esa identificación y si las diferencias detectadas son relevantes, justificarán la búsqueda de mejoras del modelo.

En otras palabras, nuestra capacidad de comprensión del mundo se basa en razonar (consciente o inconscientemente) sobre el modelo que tenemos del mismo.

Es por tanto indispensable en la búsqueda de la excelencia el disponer de un conjunto de herramientas de modelado y simulación que permitan el desarrollo de modelos sencillos a los que se les pueda agregar complejidad en la medida de lo necesario.

En el caso de este proyecto se realiza un modelo completo para llegar a la conclusión de las condiciones que dieron origen a la falla de los TC'S de la empresa Gestamp, por tal motivo se precede a modelar el sistema completo en el cual estaban conectados estos equipos, se realizan levantamientos, toma de datos de placa, así como los diagramas correspondientes para posteriormente modelarlos en los elementos del programa EMTP/ATP.

El EMTP/ATP es un programa para el modelado y simulación digital, ampliamente utilizado y reconocido en el ambiente universitario. Para el ingeniero de protección, la selección de la clase de precisión de los transformadores de corriente (TC'S) y el análisis de este son de suma importancia ante diversos disturbios, ya que están directamente relacionados con la precisión y desempeño de los relevadores de protección, o con la continuidad del servicio eléctrico como es el caso de estudio de esta tesis.

Este modelo permite analizar el comportamiento de los TC'S, y como ya se ha mencionado determinar la falla para poder prevenir y apoyar a la empresa mencionada, así como a otras empresas con sistemas similares.



4.1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA EMTP/ATP

El estudio de fenómenos transitorios en sistemas eléctricos puede realizarse a través de simuladores analógicos, de simuladores digitales o de simuladores híbridos. Todas estas herramientas presentan resultados satisfactorios, en la medida en que los responsables de la ejecución de las simulaciones tengan suficiente conocimiento del tema y de las potencialidades del simulador que se utiliza.

Los simuladores analógicos han sido utilizados tradicionalmente para la simulación de transitorios en redes eléctricas. Se conocen por Analizadores de Transitorios de Redes o TNA (Transient Network Analyser).

Los simuladores digitales han alcanzado progresos notables, debido a la evolución presentada en la velocidad de procesamiento y en la capacidad de memoria de los computadores actuales. Puede afirmarse que no hay en la actualidad grandes limitaciones para modelar cualquier componente de un sistema eléctrico en programas digitales. Esta es sin duda la herramienta de análisis de transitorios moderna.

Los simuladores digitales actuales son capaces de representar parámetros distribuidos y concentrados de modo preciso, inclusive con dependencia de sus valores con la frecuencia. Además, son capaces de representar el efecto de no-linealidades como las encontradas en pararrayos, transformadores, efecto corona, arcos a través de contactos de un disyuntor, etc. En general los resultados obtenidos presentan una precisión suficiente para los estudios de sobre tensiones necesarios para la especificación de equipos en sistemas de potencia.

Un aspecto de fundamental importancia, tal vez el más importante de todos, es la experiencia de los responsables de la elaboración de los estudios. Otro aspecto primordial es la necesidad de datos precisos y completos respecto al sistema y cada uno de sus componentes.

El programa de transitorios electromagnéticos de la Bonneville Power Administration, denominado EMTP/ATP (ElectroMagnetic Transients Program), desarrollado por Herman W. Dommel en la década de 1960, dio origen a uno de los simuladores digitales de más amplia aplicación. Una versión instalada en Bélgica, en el Leuven EMTP Center (LEC) generó la versión ATP (Alternative Transients Program), actualmente la más divulgada.

El programa EMTP/ATP permite la simulación de transitorios electromagnéticos en redes polifásicas, con configuraciones arbitrarias, por un método que utiliza la matriz de admitancia de barras. La formulación matemática se basa en el método de Bergeron para elementos con parámetros distribuidos y en la regla de integración trapezoidal para parámetros concentrados. Durante la solución se emplean técnicas de matrices ralas y técnicas de factorización triangular optimizada de matrices.



Los modelos disponibles en el EMTP/ATP son:

- Elementos concentrados: resistencias, inductancias, capacitancias
- Elementos R – L acoplados
- Elementos del tipo circuito PI-equivalente polifásico
- Transformadores monofásicos con característica de magnetización
- Líneas de transmisión con parámetros distribuidos
- Elementos no-lineales
- Interruptores controlados por tiempo, por tensión, por señal, estadísticos, etc.
- Fuentes de tensión o corriente, definidas analíticamente
- Pararrayos
- Compensadores estáticos y válvulas convertoras

Se obtiene una respuesta de la red eléctrica en el tiempo, en voltajes de barras o de ramas y corrientes de ramas. Los valores de las funciones se calculan a intervalos de tiempo discretos. También incluye estudios estadísticos con resultados presentados bajo la forma de distribuciones.

El mismo código contiene diversas rutinas auxiliares y aún programas completos, como un programa de cálculo de parámetros de líneas y de cables subterráneos, un programa de análisis transitorio de sistemas de control (TACS) y un programa de simulación de algoritmos para propósito general (MODELS)

4.1.3 RECOPIACIÓN INFORMACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN A MODELAR

UBICACIÓN (FIGURA 4.1):

Carretera México Veracruz 1062, Camino a Manzanilla, 72304 Puebla, Pue. GP2



Fig. 4.1 Ubicación Planta GP2



DESCRIPCIÓN DE ELEMENTOS IDENTIFICADOS Y TOPOLOGÍA DE LA SUBESTACIÓN

La subestación de 115 KV que da servicio a la empresa Gestamp Puebla II, viene alimentada desde la línea PDM-73S00-GEP, dicha línea está construida con torres y cable ACSR hasta llegar a la tercia que alimenta al bus de la subestación y sus elementos, tal como se aprecia en la figura 4.2



Fig. 4.2 Condición actual de la línea PDM-73330-SOR

ACOMETIDA EN ALTA TENSIÓN 115 KV O TERCIA

En este caso se observa como la acometida en 115 KV llega desde las líneas en alta tensión a la subestación de GP2(Figura 4.3)



Fig. 4.3 Acometida alta tensión 115 KV, Planta GEP



CUCHILLAS DESCONECTORAS

Se aprecian las cuchillas en aire para energizar el bus de la subestación de 115 KV de GP2 (Figura 4.4)



Fig. 4.4 Cuchillas Desconectoras GEP 73S09

TC'S

Como esta subestación es particular, se identifica un elemento adicional al de una subestación de CFE que son los transformadores instrumento, sin embargo, esta fue la causa por la que se pudo tener acceso a esta visita, los TC'S sufrieron un daño el 1 de enero de 2018 después de una reconfiguración de la línea de 115 KV que los alimenta, por lo que actualmente está subestación se mide directamente de Puebla Dos Mil, se pueden apreciar el lugar donde estaban los equipos y los equipos desinstalados (Figura 4.5).



Fig. 4.5 Transformadores de Corriente Subestación GEP



INTERRUPTOR ALTA TENSIÓN EN SF6

Se puede apreciar interruptor de potencia en SF6 tipo tanque muerto dt1-145 fk tensión nominal hasta 145 KV (Figura 4.6).



Fig. 4.6 Interruptor Alta tensión SF6 Subestación GEP

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de potencia de 5-6.5 MVA. 115/13.2 KV MCA. Industrial Eléctrica S.A. de C.V. (Figura 4.7), existe un segundo transformador, pero este es solo de STAND BY (Figura 4.8) y si llegara a ocuparse todo el cambio debe ser manual.



Fig. 4.7 Transformador 115 KV/13.2 KV subestación GEP

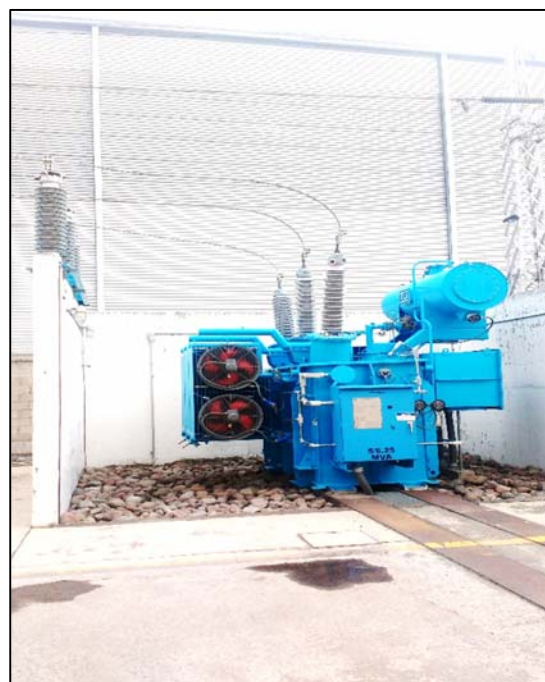


Fig. 4.8 Transformador Stand By



TABLEROS 13.2 KV

Después del transformador el voltaje se transforma a 13.2 KV y alimenta a un seccionador en aire con Fusibles de Potencia que alimentan las 4 subestaciones que le dan servicio a esta planta. (Figura 4.9)



Fig. 4.9 Cuchillas Desconectoras GEP 73S09

FOTO DE PLACAS DE EQUIPOS.

En la figura 4.10 se observan las placas de datos de TC'S, Interruptor de Potencia y Transformador con los cuales se obtuvieron valores para el modelado del sistema.

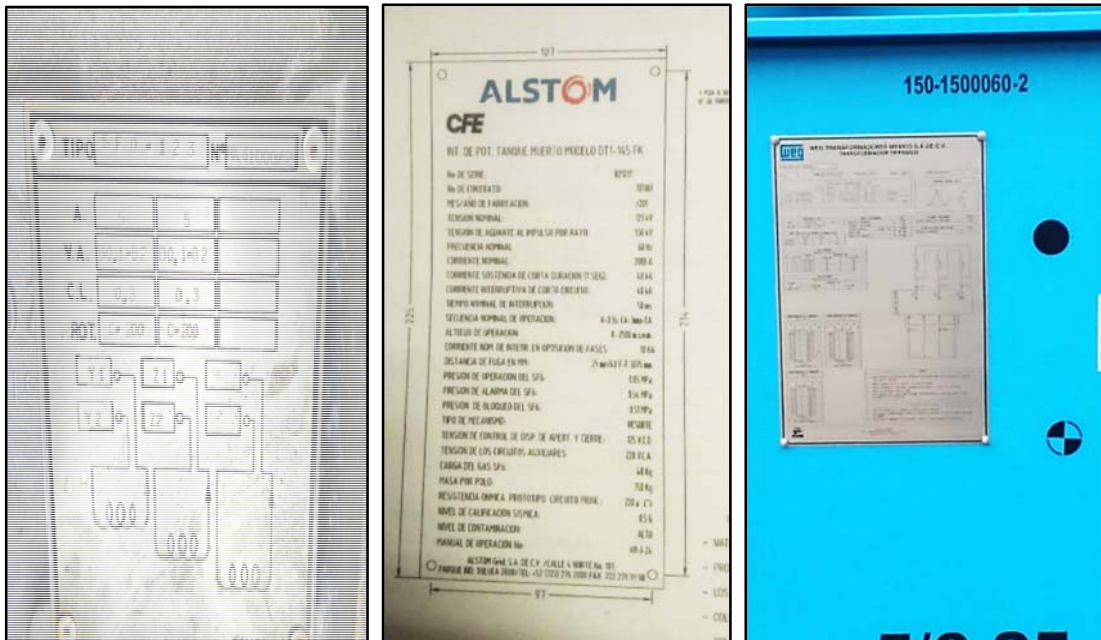


Fig. 4.10 Placas de equipos subestación GEP



DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA A MODELAR

En la siguiente Figura 4.11 se muestra el diagrama unifilar del sistema a modelar. (Ver Anexo I)

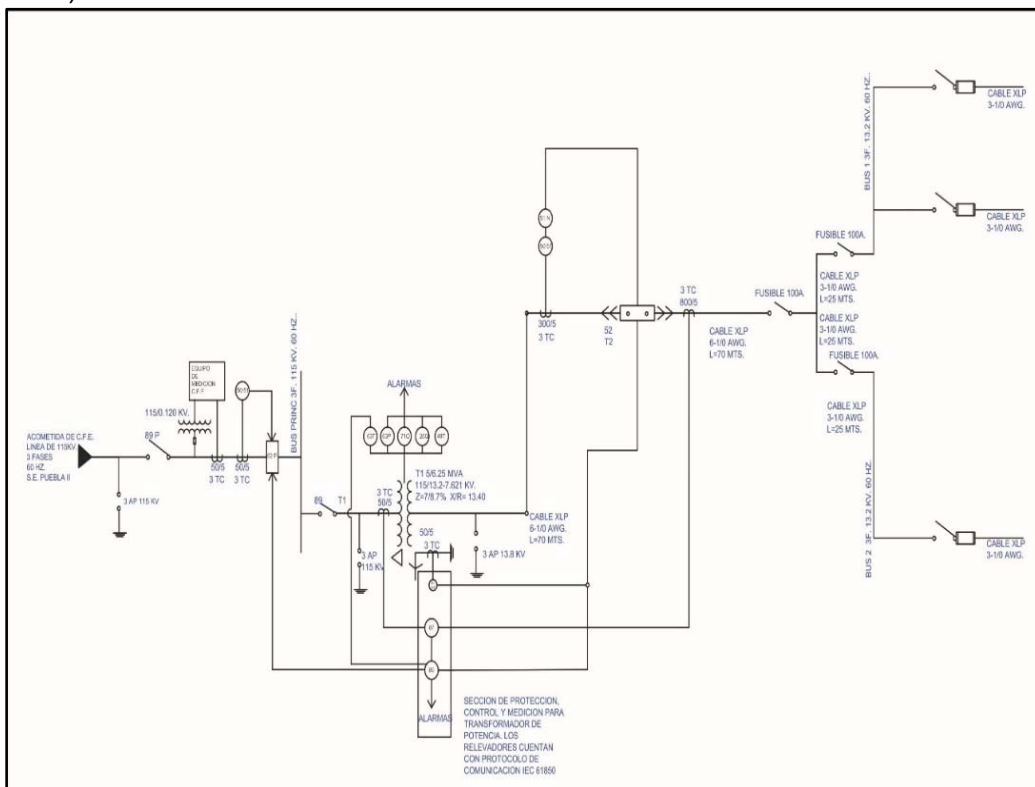


Fig. 4.11 Diagrama Unifilar Subestación 115 KV GEP

4.1.4 MODELADO EN EMTP/ATP

Cada elemento involucrado en el sistema debe ser representado por un componente en el programa ATP.

Se parte de un modelo ya generado en el programa de 400 KV en vacío y con carga, para modelar un TC según el caso de falla de estudio de este trabajo (Figura 4.12).

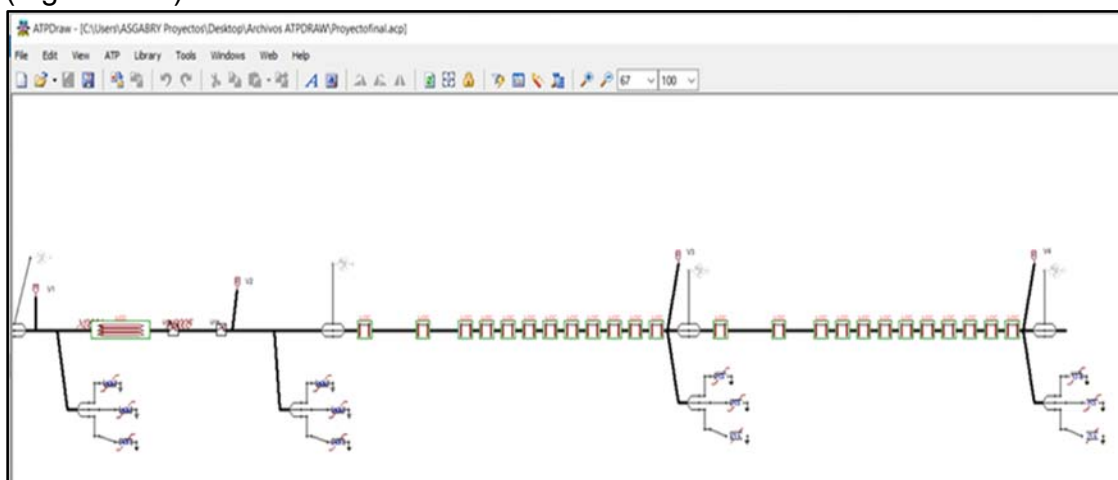


Fig. 4.12 Modelo Gral. en ATP "Proyecto Final"



LINEA DE TRANSMISIÓN

Para realizar la simulación debemos seleccionar el modelo de la línea de transmisión ya que aquí se determinan los valores de ésta: el arreglo de los conductores de fase y de guarda, el número de estos, las alturas, las distancias, la resistencia, el diámetro de los conductores, la longitud de la línea, la impedancia, la frecuencia, etc. El elemento en ATP se llama LINE/CABLE y se muestra en la figura 4.13.

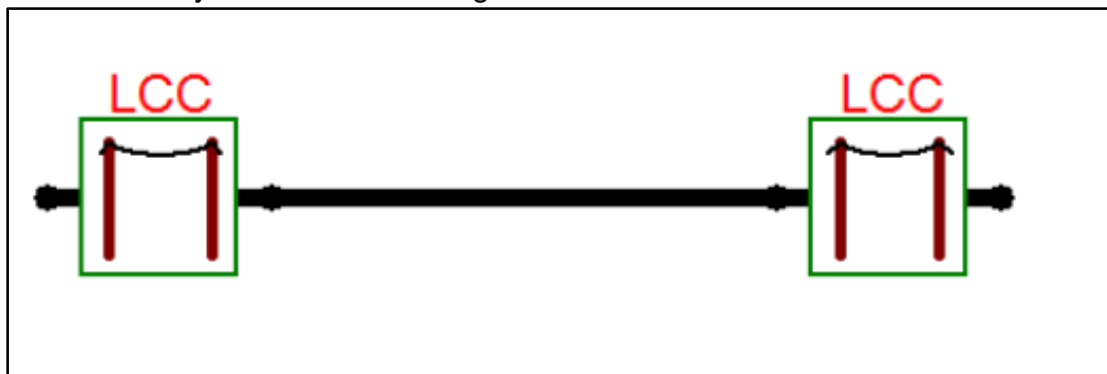


Fig. 4.13 Representación Línea de Transmisión

TC'S

Se parte de un modelo ya generado en el programa de 400 KV en vacío y con carga, para modelar un TC según el caso de falla de estudio de este trabajo (Figura 4.14).

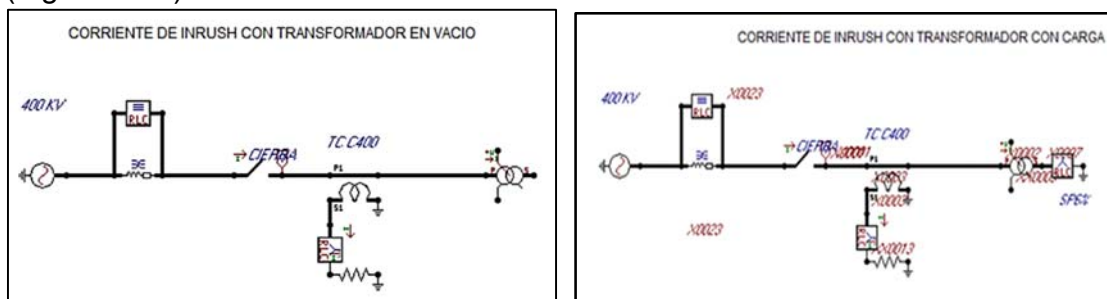


Fig. 4.14 Modelo del TC'S en vacío y con carga

4.1.5 MODELO DE SISTEMA PARA ANÁLISIS DE ESTUDIO

Procedemos a modelar cada elemento en nuestro software

TORRES DE TRANSMISIÓN

Las torres por modelar se muestran en las figuras 4.15, en base a los levantamientos necesarios tenemos la siguiente información:

Nombre del Circuito: PDM-73S00-GEP

No. de Torres: 6

Tipo: Poste Troncocónico

Longitud Total: $325 + 763 = 1,088$ MTS



Fig. 4.15 Torres de transmisión en 115 KV de línea PDM-73S00-GEP

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (73S00)

La Línea de Subtransmisión Puebla Dos Mil-73S00-Gestamp, enlaza a la S.E. Puebla Dos Mil con la S.E. Gestamp, tiene una longitud de 0.8 km calibre 477 ACSR y está en el ámbito de responsabilidad de la Zona de Distribución Puebla Oriente de la División de Distribución Centro Oriente. De la tercia al Interior de la subestación particular se tiene calibre 266 ACSR (Figuras 4.16), en la figura 4.17 se aprecia el diagrama de protecciones con en cual opera la línea de transmisión de GEP.

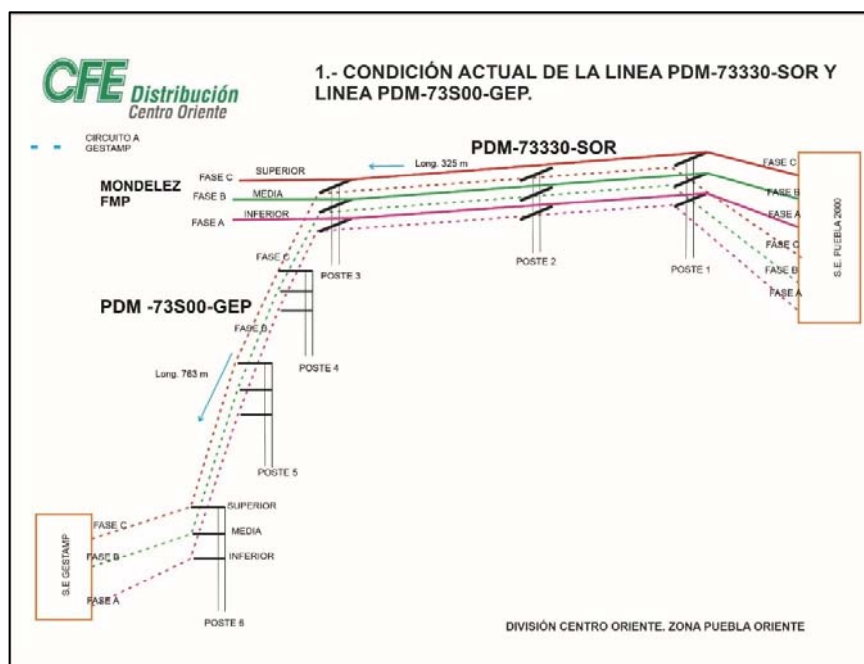


Fig. 4.16 Condición Actual de la línea PDM-73S00-GEP

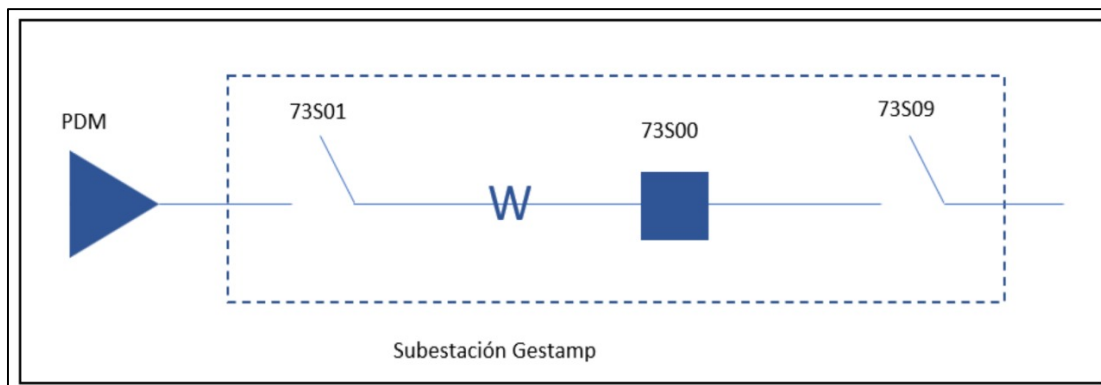


Fig. 4.17 Diagrama de Protecciones la línea PDM-73S00-GEP

CUCHILLAS DE POTENCIA (GEP 73S09)

Tenemos una cuchilla de potencia trifásica tipo “V” 123kv, 1250 Amp, 60 HZ, BIL 650 KV, ISC 40 KA, mecanismo manual.

TC'S

En la figura 4.18 se aprecian los datos de los tres TC'S tipo SFD-123 marca Alsthom de 115 KV con los siguientes datos:

Marca: GEC ALSTHOM T&D
Números de Serie: MA 4100 /1, MA 4100 /2 y MA 4100 /3.
Fecha: 95
Tipo: SFD-123
Clase de aislamiento: 115/230/550 KV
I TERM: 8 – 16 KA
I DIN: 20 – 40 KA.
Corriente Primaria: 50 X 100 A
Corriente Secundaria: 5 / 5 / 5 A

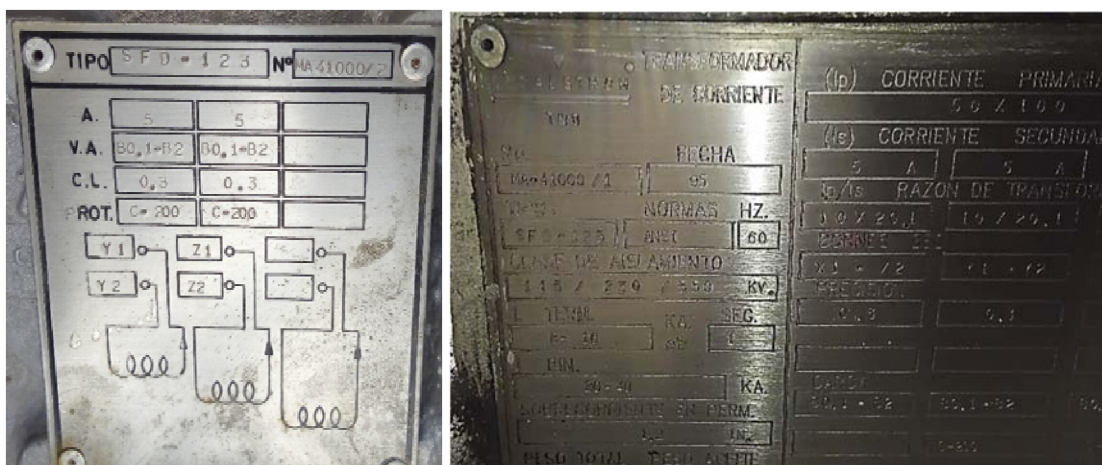


Fig. 4.18 Placa de Datos TC'S subestación GEP



4.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.2.1 INTRODUCCIÓN.

La coordinación de aislamiento es la selección de la tensión de aguante del equipo e instalación en relación con las sobretensiones que pueden presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos dieléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento y/o afectar la continuidad del servicio. [L0000-06]

Los diferentes tipos de aislamiento existentes son los siguientes:

- Aislamiento externo
- Aislamiento externo tipo exterior
- Aislamiento externo tipo interior
- Aislamiento interno
- Aislamiento autorecuperable
- Aislamiento no autorecuperable
- Terminales aisladas

La configuración de Aislamiento es la configuración geométrica total del aislamiento en servicio, que consiste en el propio aislamiento y de todas sus terminales. Incluye todos los elementos (aislantes y conductores) los cuales influyen en su comportamiento dieléctrico. Las diversas configuraciones de aislamiento están caracterizadas por las terminales tomando en cuenta lo siguiente:

- Terminal trifásica
- Terminal de fase a fase
- Terminal longitudinal

Para que puedan ser diseñados los sistemas de coordinación de aislamiento, es necesario tener un conocimiento general del comportamiento de varios medios aislantes bajo esfuerzos eléctricos. En este punto se analiza la respuesta del aislamiento a los esfuerzos por tensión y se estudia en términos de dos tipos básicos de aislamiento, autorecuperable y no autorecuperable.

4.2.2 PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

Para hacer un estudio de coordinación de aislamiento se requiere como condición previa un análisis del sistema en el que se consideran principalmente la configuración de aislamiento y las clases de tensiones y sobre tensiones. Para determinar estos valores se puede utilizar el Analizador de transitorios (TNA) o



técnicas de computación digitales (EMTP/ATP), como será en nuestro caso. Además, deben involucrarse en dicho análisis las características de los dispositivos limitadores de sobre tensiones, para obtener los valores de tensión máxima o una distribución probabilística del comportamiento de estas sobretensiones en el sistema.

Con estos valores se seleccionan las tensiones representativas (ver Tabla 4-1). En la figura 4.19 se muestra los pasos a seguir en el procedimiento de coordinación.

Tabla 4-1 Clases y Formas de esfuerzos de tensiones y sobretensiones

CLASES	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIO		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE-LENTO	FRENTE-RAPIDO	FRENTE-MUY RAPIDO
FORMA DE TESIÓN					
LIMITES DE LAS FORMAS DE TESIÓN	$f = 60\text{Hz}$ $T_d \geq 1\text{h}$	$50 < T_1 < 500\text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600\text{ s}$	$30 < T_1 < 3000\ \mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30\text{ ms}$	$0.3 < T_f < 30\ \mu\text{s}$ $3 < T_d < 300\ \mu\text{s}$	$3 < T_f < 300\text{ ns}$ $0.3 < f_1 < 100\text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300\text{ kHz}$ $0.03 < T_d < 3\text{ms}$
FORMA DE TESIÓN NORMALIZADA	$f = 60\text{ Hz}$ $T_d = (*)$	$48 \leq f \leq 62\text{ Hz}$ $T_d = 1\text{ min}$	$T_f = 250\ \mu\text{s}$ $T_d = 2500\ \mu\text{s}$	$T_f = 1.2\ \mu\text{s}$ $T_d = 50\ \mu\text{s}$	Bajo consideración
PRUEBA DE AGUANTE NORMALIZADA	Prueba a la frecuencia del sistema de larga duración	Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(impulso cortado bajo consideración)

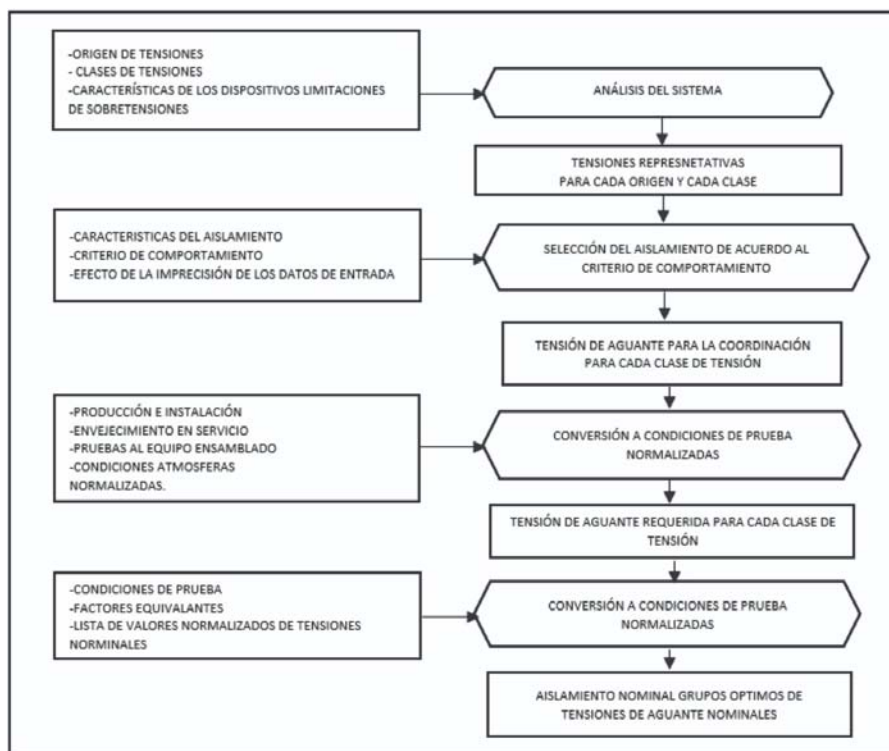


Fig. 4.19 Diagrama de Flujo para la determinación del Aislamiento nominal



4.2.3 DATOS NECESARIOS PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO OBTENIDO DE CAMPO.

En la tabla 4-2 se dan las condiciones de diseño para la subestación GEP, y en la tabla 4-3 las características técnicas de los equipos de dicha subestación:

Tabla 4-2 Condiciones de diseño para la zona de 115 KV

	Especificado	
Tensión de operación	115	kV
Tensión máxima de operación	123	kV
Nivel básico de aislamiento al impulso de rayo De fase a tierra	-----	kV
Nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra de fase a tierra	-----	kV
Nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra de fase a fase	-----	kV
Altitud de operación	1 724	msnm
Distancia de fuga fase a fase	2.5	cm/kV

Tabla 4-3 Características técnicas de los equipos 115 KV

No.	Equipo	V _{NOM} (KV)	V _{MAX} (KV)	NBAI (KV)			Dis_fuga (cm/KV)
1	Interruptor de potencia en SF6	115	123	550	----	----	2.5
2	Cuchilla Apertura vertical, montaje horizontal, con/sin puesta abierta.	115	123	550	----	----	2.5
3	Cuchilla tipo Pantógrafo, sin puesta a tierra	115	123	550	----	----	2.5
4	Transformador de corrientes	400	420	1425	----	----	2.5
5	Transformador de corriente	115	123	550	----	----	2.5
6	Aislador soporte tipo columna	115	123	550	----	----	2.5
No.	Equipo	(KV)	V _{MAX} (KV)	(KV)	(KV)	(KV)	Dis_fuga (cm/KV)
1	Apartados	96	123	76	225	179	2.5



4.3 ANÁLISIS DE FALLA CASO GENÉRICO EN LA INDUSTRIA

4.3.1 REPORTE DE CFE ANTE FALLA

REPORTE PRESENTACIÓN LÍNEA GESTAMP 18-01-18

La operación de las protecciones en la subestación Puebla Dos Mil fue de manera correcta al presentarse daño en los TC'S de medición de la subestación reductora de la empresa Gestamp al energizarse la línea PDM-73S00-GEP (Figura 4.20)

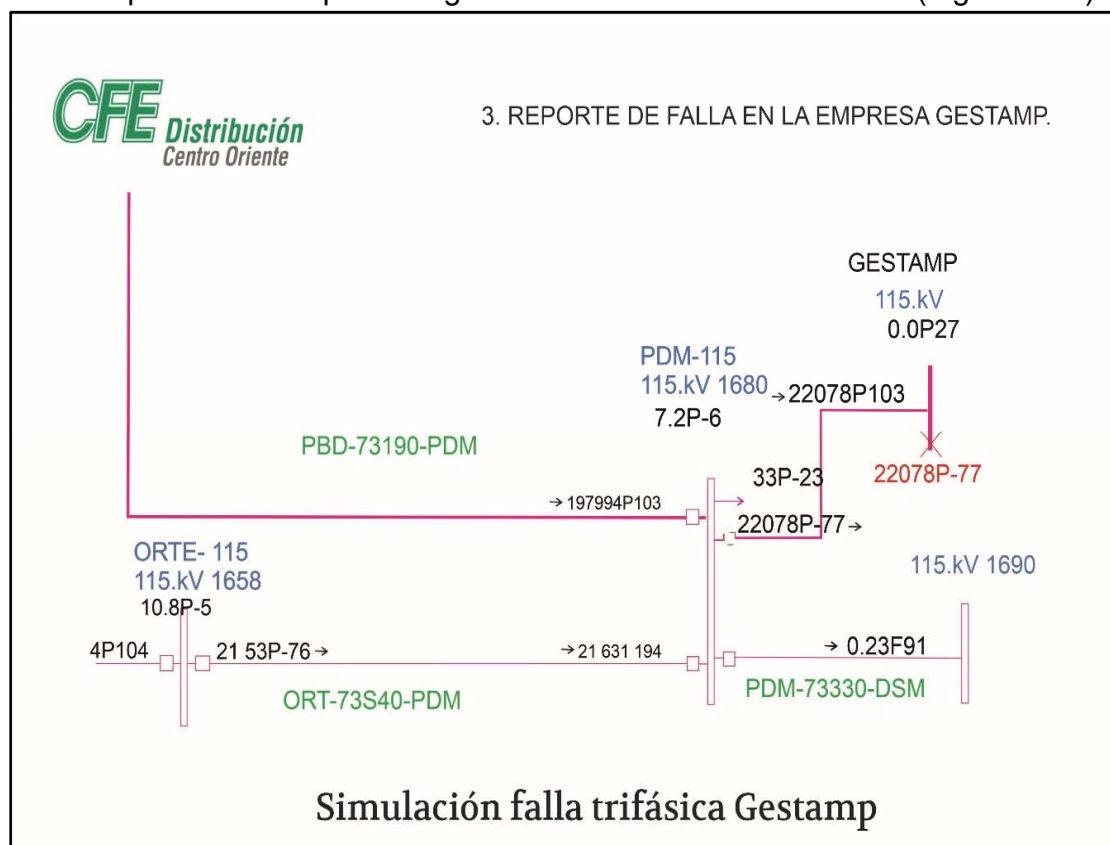


Fig. 4.20 Simulación de la falla por CFE

En esta presentación la CFE recomendó a la empresa Gestamp:

- Para determinar la causa origen de la falla del producto Transformador de Corriente es conveniente que la empresa Gestamp solicite la intervención de un laboratorio especialista en equipos eléctricos de potencia.
- Verificar la Red de tierras instalada en su subestación.
- Contar con el historial de pruebas de todo el equipo eléctrico de su subestación para asegurar su correcta operación.
- Evaluar y actualizar el estudio de cortocircuito en su subestación para ratificar que los equipos y las instalaciones en general cuenten con la capacidad adecuada para soportar el cortocircuito que pudiera presentarse en su subestación.



Así como las siguientes conclusiones:

De forma por demás minuciosa, se analizó la secuencia de evento del día 1° de enero del 2018, derivado de la falta dentro de la Subestación de la Empresa de Gestamp, producida durante la energización de la L.T. PDM-73S00-GEP, arribándose a las conclusiones técnica que se detallan a continuación [9]:

- 1) La operación de las protecciones en la Subestación Puebla Dos Mil fue correcta al presentarse daño en los Transformadores de corriente de facturación de la Subestación reductora de la Empresa Gestamp, al energizarse por primera vez la línea PDM-73S00-GEP.*
- 2) El alcance de los trabajos ejecutados por parte de la coordinación de proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) Durante los días del 30 de diciembre del 2017 al primero de enero del 2018, se realizarán únicamente hasta la Tercia que se encuentra antes del marco de remate de la Subestación de Gestamp, decir por parte de este EPS Transmisión no se realizó ningún trabajo dentro de las instalaciones que involucran el equipo eléctrico primario.*
- 3) La operación, mantenimiento, diagnóstico, modernización, monitoreo y condición operativo del equipo eléctrico primario de la Subestación Gestamp es responsabilidad de la propia Empresa siendo Gestamp el responsable de asegurar y garantizar dicha operación, por lo que cualquier mal funcionamiento o anomalía de estos equipos en condiciones normales de operación y/o maniobras en su responsabilidad.*
- 4) La empresa Gestamp es la responsable de garantizar que sus equipos eléctricos e instalaciones sean los adecuados para operar de acuerdo con las condiciones del Sistema Eléctrico al cual está conectado. En este caso se observó en los datos de placa de los equipos siniestrados que estaban rebasados en su capacidad de Corto Circuito, además de que no se encuentra con el historial de mantenimiento y pruebas eléctricas.*
- 5) El cambio del Calibre del conductor de 266 a 447 ACSR de la nueva Línea de Subtransmisión PDM 73S00 GEP no es la causa de la falla.*

4.3.2 DAÑOS OCASIONADOS EN LA SUBESTACIÓN.

Los daños físicos ocasionados en la subestación se aprecian en las siguientes figuras:

En la Figura 4.21 se observa como el conector que empalmaba las líneas al momento de la falla se desprende completamente, en algún momento se pensó que el contratista pudo haber dejado flojos los empalmes, pero fue a consecuencia de la falla.

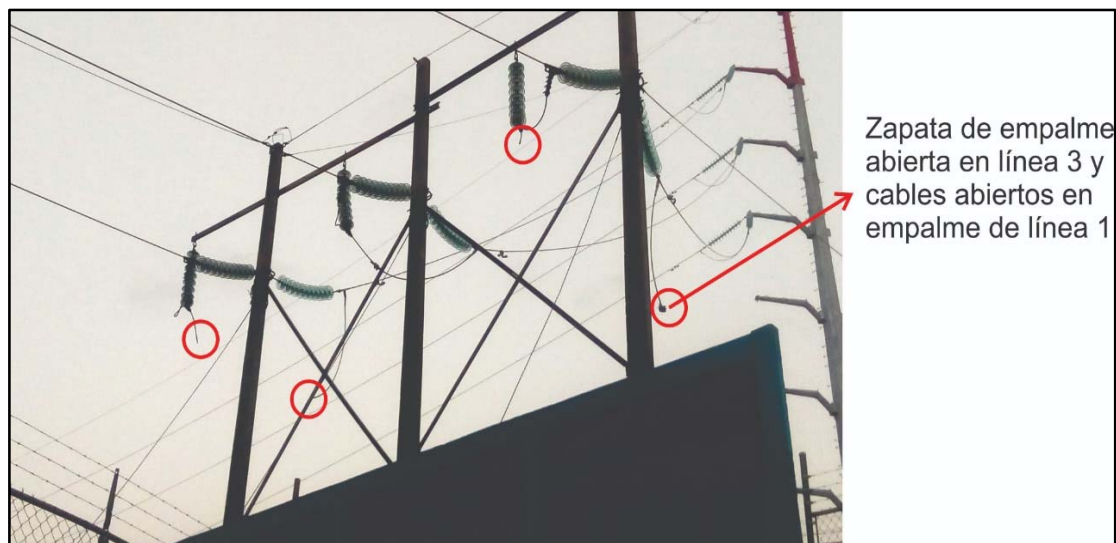


Fig. 4.21 Daños en Tercia de subestación GEP 115 KV

En las figuras 4.22 se puede apreciar los TC'S incendiados momentos después de la explosión provocada por la falla.



Fig. 4.22 Daños en TC'S de subestación GEP 115 KV

En la figura 4.23 se nota el daño en los conectores de la tercia, donde prácticamente el cable se funde dentro de la pieza, por la intensidad de la falla.



Fig. 4.23 Daño en Conectores de tercia Subestación GEP

4.3.3 APLICACIÓN DEL MODELO

Para comenzar la aplicación del modelo debemos por empezar a describir el alcance de este software y cómo es que nos puede ayudar a discernir qué pudo ocurrir con el incidente de GESTAMP.

Los estudios que involucran el uso del ATP tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación del aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación del sistema.

Para este modelo se empezará por describir paso a paso los elementos que se involucraron para realizar la representación de los elementos eléctricos el día que ocurrió la falla.

Se comienza con modelar un generador de corriente alterna que representa el flujo de energía que llega a Puebla 2000 como se muestra en la figura 4.24

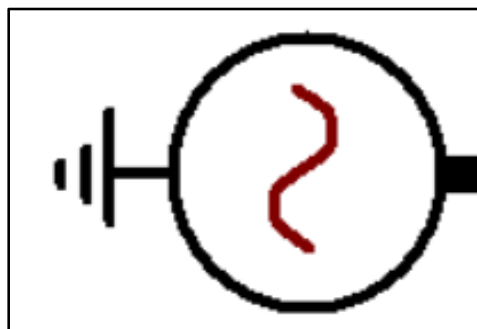


Fig. 4.24 Generador de Corriente Alterna

En esta etapa se tienen que poner los datos eléctricos de generación como se muestra en la figura 4.25.

Component: ACSOURCE

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
AmplitudeA	Volt	93890
Frequency	Hz	60
PhaseAngleA	degrees	0
StartA	sec	-1
StopA	sec	100

NODE	PHASE	NAME
AC	ABC	X0001

Copy Paste entire data grid Reset Order: 0 Label:

Comment:

Type of source: Current Voltage

Num phases: Single 3-phase 3*1-phase

Angle units: Degrees Seconds

Amplitude: Peak L-G RMS L-G RMS L-L

Grounding: Grounded Ungrounded

Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Fig. 4.25 Datos del Generador de Corriente Alterna.

En la imagen anterior el voltaje que se introduce en el modelo es de 93.89KV debido a que es la amplitud máxima de línea a tierra como se muestra en la ecuación 4.1

$$VOLTAJE\ MAX\ L - G = \frac{115kv}{\sqrt{3}} (\sqrt{2}) = 93.89kv \quad [4.1]$$



1. La frecuencia nominal del sistema es de 60 ciclos por segundo.
2. El tipo de fuente es de voltaje.
3. El número de fases es igual a 3.
4. Las unidades están expresadas en grados
5. El sistema es aterrizado.
6. El nombre del nodo es X0001

Después se modela la conexión de la fuente al sistema como se muestra en la figura 4.26.

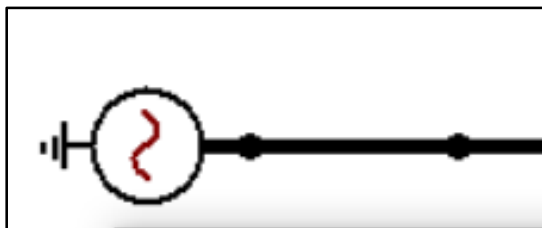


Fig. 4.26. Conexión del Generador al Sistema.

La conexión al sistema es trifásica como se puede observar en la figura 4.27.

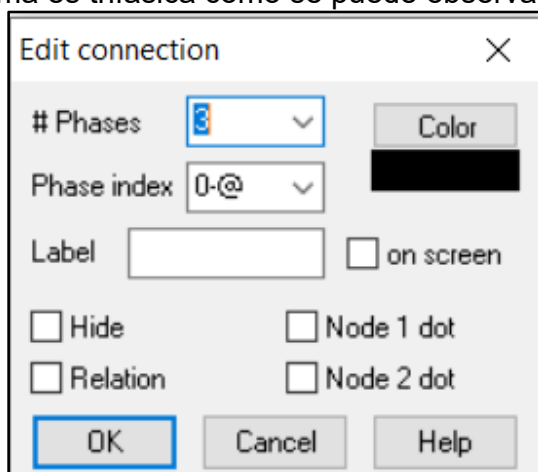


Fig. 4.27 Conexión al Sistema.

Se procede a modelar un “Splitter” que es una herramienta de ATP que nos ayuda a separar el modelo de unifilar a un modelo trifilar para poder inyectar eventos a estudiar en la línea y poder realizar una medición como se muestra en la figura 4.28.

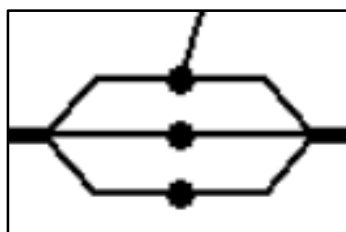


Fig. 4.28 Splitter.

Para poder saber la fase modelada se puede ingresar al elemento y verificar que fase es como se muestra en la figura 4.29.

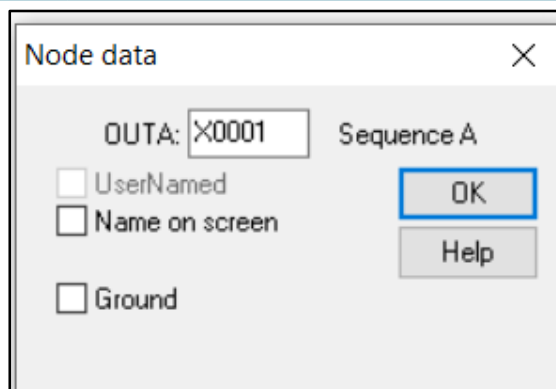


Fig. 4.29 Información del Nodo.

Para poder crear una sobre tensión en la línea y así representar el evento que tuvo lugar el día 1 de enero de año 2018 en circuito PDM-73S00-GEP se hace el uso de una descarga atmosférica normalizada de 25 KA sobre la línea en la fase A, como se muestra en la figura 4.30

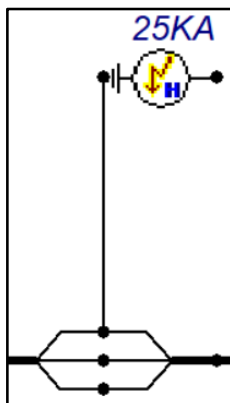


Fig. 4.30 Descarga Atmosférica Normalizada.

Para poder acceder a los datos de descarga atmosférica normalizada ingresamos al símbolo que aparece en la figura 4.30 denominada “Heidler” como se muestra en la figura 4.31.

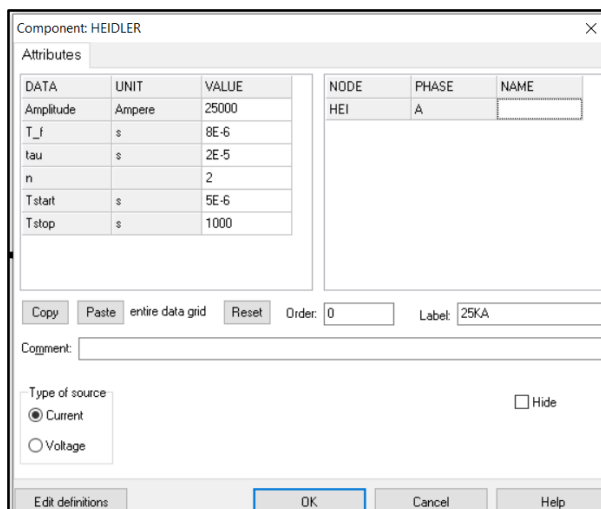


Fig. 4.31 Datos de Descarga Atmosférica.



Como se puede observar en 4.30 la amplitud de la descarga atmosférica es de 25 KA por ser un valor estandarizado de corriente.

Se introduce un voltímetro para poder apreciar en forma de plano XY el impacto en el voltaje transitorio del sistema a la hora de ocurrir dicho fenómeno como se muestra en la figura 4.32.

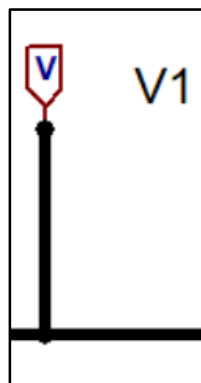


Fig. 4.32 Voltímetro Ubicado en el Sistema Eléctrico.

Se procede a modelar el efecto de mitigación del fenómeno atmosférico con los apartarrayos que llevan los 6 postes troncocónicos que lleva el circuito PDM-73S00-GEP como se muestra en la figura 4.33

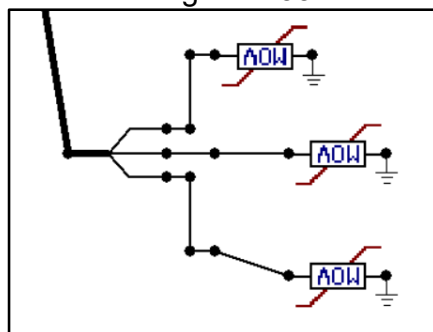


Fig. 4.33 Apartarrayos Ubicados en circuito PDM-73S00-GEP.

Los apartarrayos de óxido de zinc por sus siglas MOV (Varistor de Oxido Metálico) se tienen que modelar en las tres fases como se muestra en la figura 4.33, esto para que la sobretensión se drene a tierra por efecto de dichos apartarrayos.

Se modela un interruptor para poder modelar el efecto de una sobretensión transitoria por maniobra, por sus siglas en ingles BSL (Basic Swtich Level), esto para poder visualizar el efecto en la coordinación de aislamiento como se muestra en la figura 4.34.

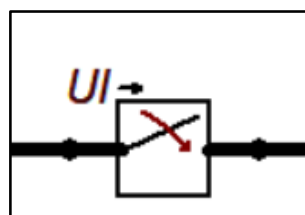


Fig. 4.34. Interruptor en el Sistema Eléctrico de Potencia Modelado.



Al ingresar al elemento podemos visualizar sus características como se muestra en la figura 4.35.

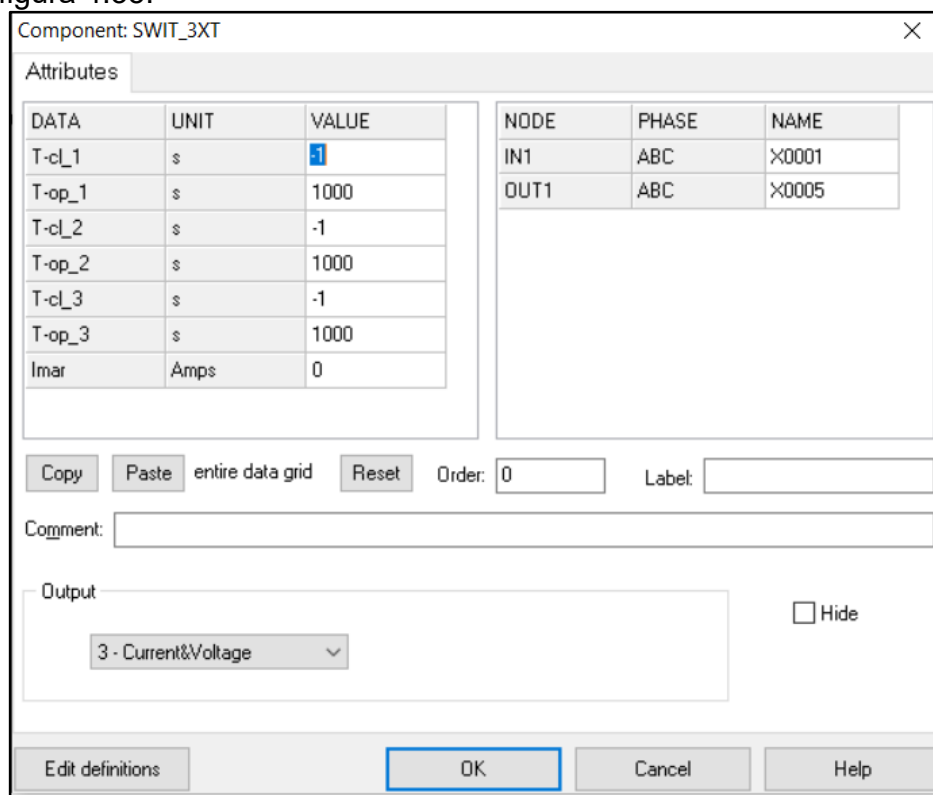


Fig. 4.35. Características del Interruptor Por Modelar.

El interruptor modelado se cierra en $t=-1$, es decir que cuando el modelo empieza a correr, dicho interruptor ya se encuentra dentro para que su transitorio no nos afecte en el primer caso de estudio que es sólo con la descarga atmosférica en el sistema.

El parámetro siguiente para modelar es la línea de transmisión, la cual es un elemento sumamente importante ya que en estas líneas van a viajar los miles de KW que van a ser utilizados en la planta, como se muestra en la figura 4.36.

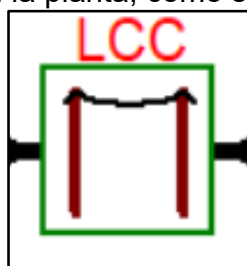


Fig. 4.36 Modelo de la Línea de Transmisión.

Al entrar al símbolo de la línea de transmisión podemos ver los parámetros de dicha línea, los cuales se sacaron de la topología de la red, y del calibre de los conductores, así como de todas sus características eléctricas como se muestra en la figura 4.37.

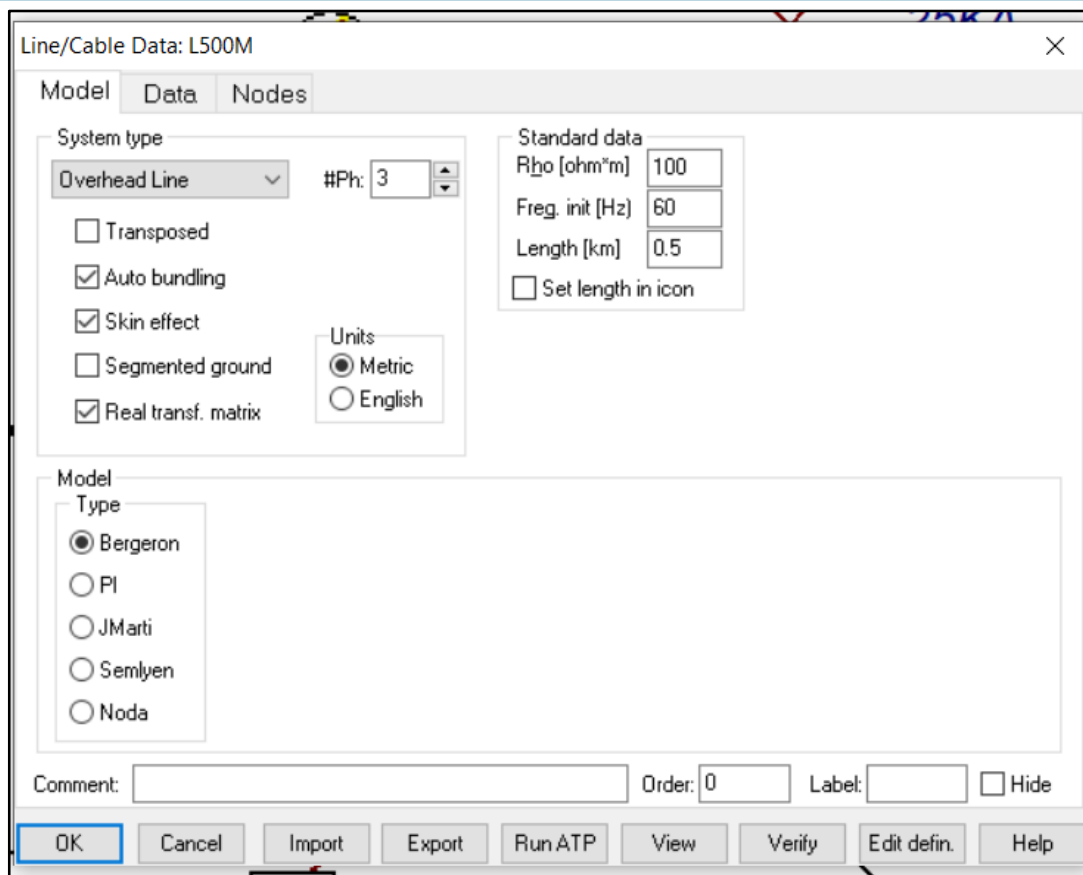


Fig. 4.37. Características Eléctricas de la Línea de Transmisión.

Los datos ingresados al modelo se pueden ver en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4 Parámetros de PDM-73S00-GEP Ingresados.

1. Tipo de Sistema Trifásico	6. Modelo Bergeron de la Línea.
2. Tipo de Línea Aérea	7. Impedancia de la Línea = 100 ohm/metro
3. Unidades Métricas	8. Frecuencia de la línea= 60 Hz
4. Efecto Piel	9. Longitud = 0.5 Km
5. Torres Auto soportadas	

En el modelo de la línea de transmisión también se debe de tomar en cuenta la disposición geométrica de los conductores en las torres como se puede ver en la figura 4.38.



Line/Cable Data: L500M

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Rresis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0.5985	1.599	0.0513	-10.5	25	12.5	45	0	2
2	2	0.5985	1.599	0.0513	0	25.8	13.3	45	0	2
3	3	0.5985	1.599	0.0513	10.5	25	12.5	45	0	2
4	0	0	0.489	1.463	-8.65	34.5	23.5	0	0	0
5	0	0	0.489	1.463	8.65	34.5	23.5	0	0	0

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move (up/down), OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Fig. 4.38 Datos de la disposición geométrica y características eléctricas de los conductores.

Una vez realizado el vaciado de elementos eléctricos en ATP se obtiene el siguiente modelo como se muestra en la figura 4.39. (Ver anexo III)

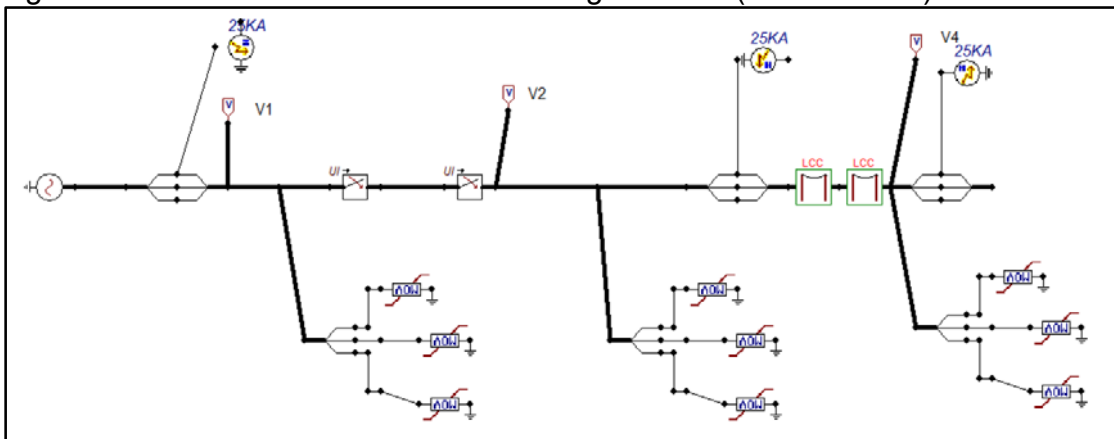


Fig. 4.39 Modelo GEP.

Procedemos a realizar las siguientes corridas de coordinación de aislamiento con el objetivo de visualizar los transitorios electromagnéticos en el circuito PDM-73S00-GEP y así verificar si el BIL de diseño de los TC's ubicados en la planta GESTAMP están bien calculados conforme a la L0000-06 de la CFE.



Caso 1.

Datos de Entrada:

- Modelo GESTAMP.
- Descargas atmosféricas normalizadas.
- Tiempo de cierre de los interruptores en $t=1s$.
- Tiempo de apertura de los interruptores $t= 1000s$.
- Tiempo de simulación $t= 1000s$.
- Apartarrayos fuera de servicio.
- La línea se encuentra en vacío en la energización.

Se corre el caso 1 que es cuando el circuito PDM-73S00-GEP se encuentra en vacío y simulamos una descarga atmosférica sobre la línea para evaluar si los TCS cuentan con el BIL adecuado ante dicho fenómeno con los apartarrayos fuera de servicio como se muestra en la figura 4.40

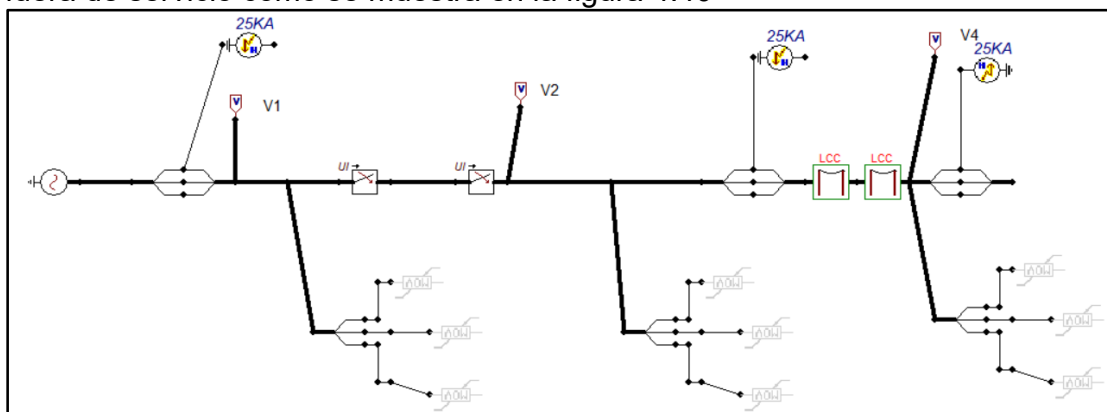


Fig. 4.40 Caso 1 Modelo GEP.

En la figura 4.41 se puede observar el efecto de la descarga atmosférica sobre el circuito en vacío al momento de energizarse.

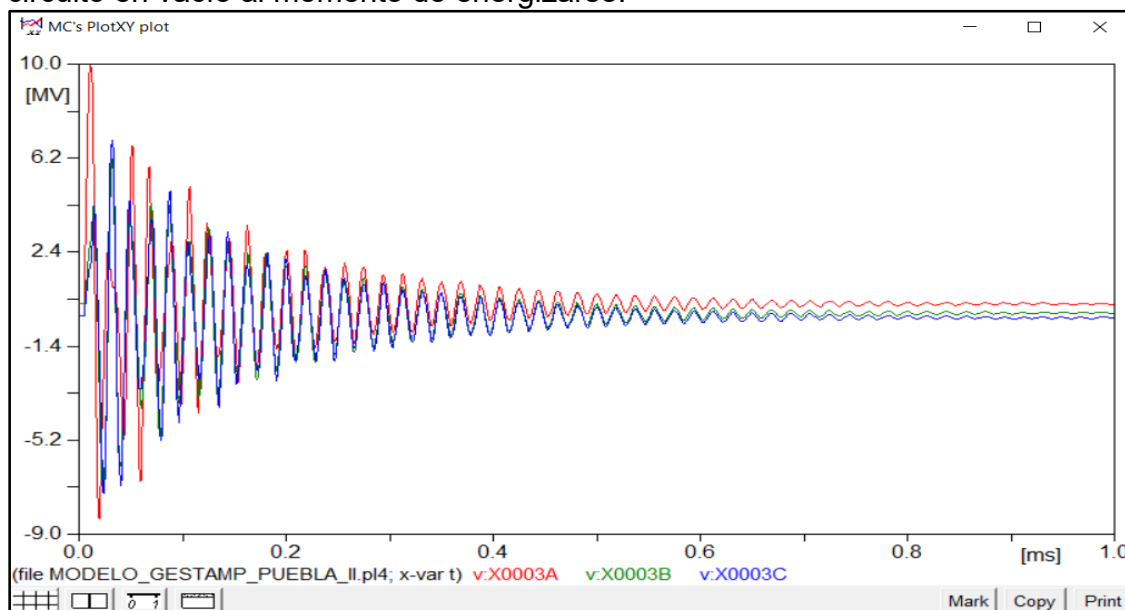


Fig. 4.41 Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.



Conclusiones:

Derivado del estudio del caso 1, al momento de energizar el circuito PDM-73S00-GEP se puede apreciar una sobre tensión por descarga atmosférica que sobrepasa los 8 MV en un periodo de 0.1 milisegundos sin tener los apartarrayos en servicio, el BIL de los TC's instalados en GESTAMP es de 550 KV por lo cuál se ve rebasado el nivel básico de aislamiento.

Caso 2.

Datos de Entrada:

- Modelo GESTAMP.
- Descargas atmosféricas normalizadas.
- Tiempo de cierre de los interruptores en $t = -1s$.
- Tiempo de apertura de los interruptores $t = 1000s$.
- Tiempo de simulación $t = 1000s$.
- Apartarrayos en servicio.
- La línea se encuentra en vacío en la energización.

Se corre el caso 2 que es cuando el circuito PDM-73S00-GEP se encuentra en vacío y simulamos una descarga atmosférica sobre la línea para evaluar si los TCS cuentan con el BIL adecuado ante dicho fenómeno con los apartarrayos en servicio como se muestra en la figura 4.42

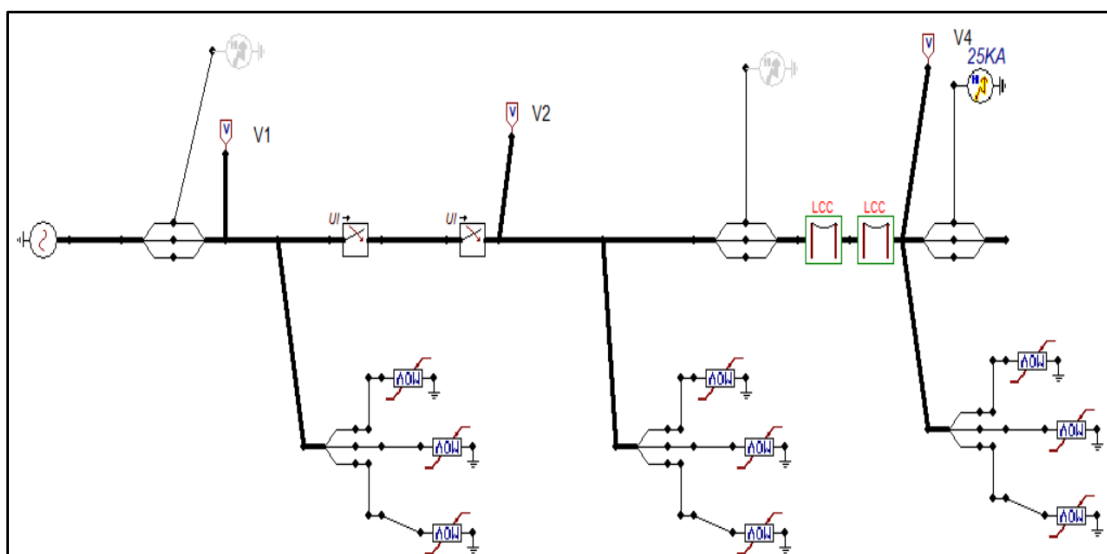


Fig. 4.42 Caso 2. Modelo GEP.

En la figura 4.43 se puede observar el efecto de la descarga atmosférica sobre el circuito en vacío al momento de energizarse.

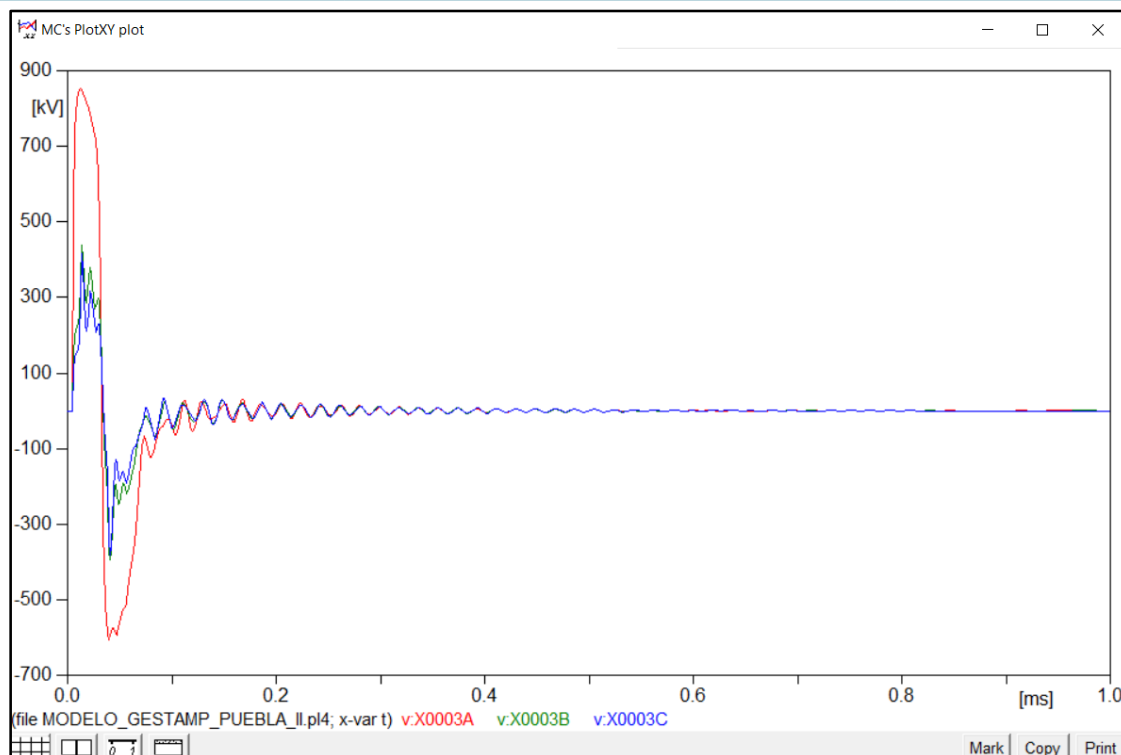


Fig. 4.43 Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.

Conclusiones:

Derivado del estudio del caso 2, al momento de energizar el circuito PDM-73S00-GEP se puede apreciar una sobre tensión por descarga atmosférica que sobre pasa los 800 KV en un periodo de 0.1 milisegundos con los apartarrayos en servicio, si bien aquí se demuestra que el uso de apartarrayos es completamente necesario en las líneas de transmisión para proteger los equipos y las mismas líneas ante descargas atmosféricas, sin embargo el BIL de los TC's instalados en GESTAMP es de 550 KV por lo cual se ve rebasado el nivel básico de aislamiento.

Caso 3.

Datos de Entrada:

- Modelo GESTAMP.
- Tiempo de cierre de los interruptores en $t=0s$.
- Tiempo de apertura de los interruptores $t= 1000s$.
- Tiempo de simulación $t= 1000s$.
- Apartarrayos fuera de servicio.
- La línea se encuentra en vacío en la energización.

Se corre el caso 3 que es cuando el circuito PDM-73S00-GEP se encuentra en vacío y simulamos una sobre tensión transitoria por maniobra por el efecto que tiene el cerrar un interruptor en el circuito PDM-73S00-GEP con línea en vacío para evaluar si los TCS cuentan con el BIL adecuado ante dicho fenómeno con los apartarrayos en servicio como se muestra en la figura 4.44.

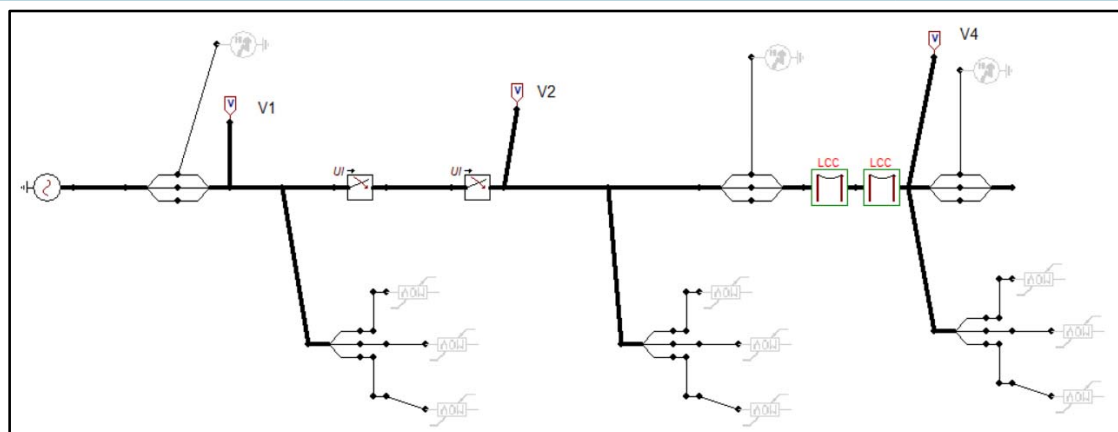


Fig. 4.44 Caso 3. Modelo GEP.

En la figura 4.45 se puede observar el efecto de sobre tensión transitoria por cierre de interruptor en el circuito PDM-73S00-GEP al momento de energizarse.

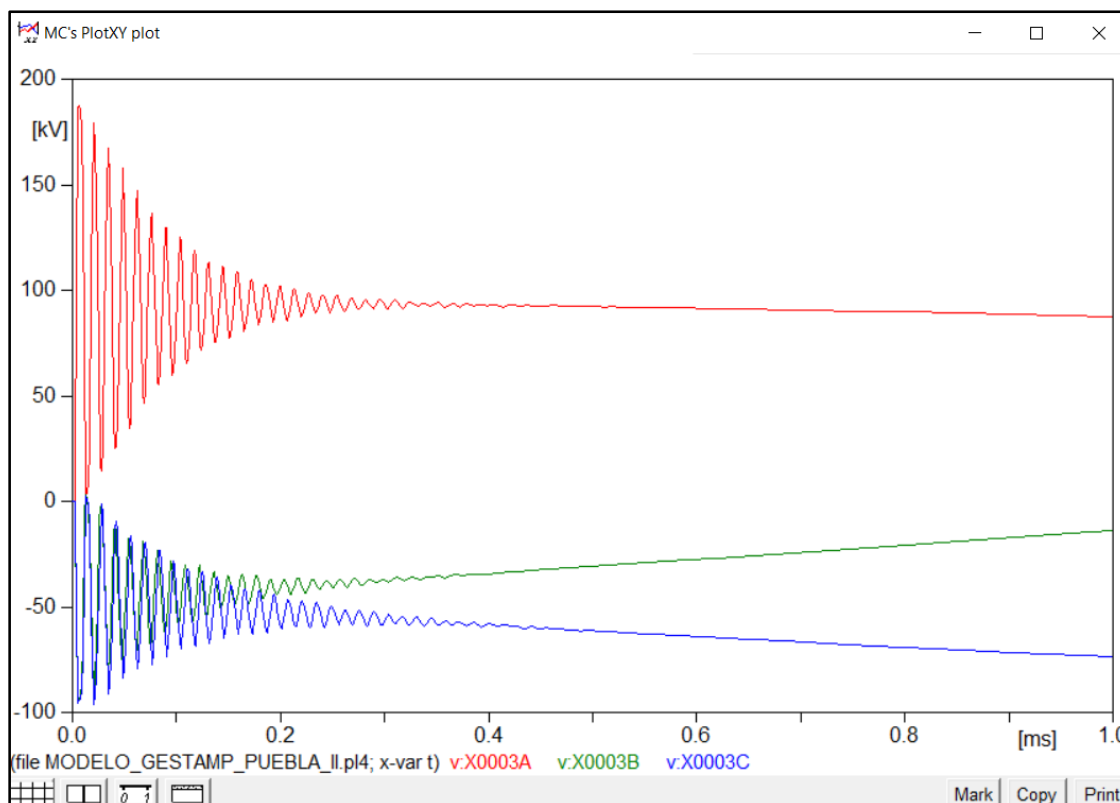


Fig. 4.45 Sobre Tensión Transitoria en circuito PDM-73S00-GEP.

Conclusiones:

Derivado del estudio del caso 3, al momento de energizar el circuito PDM-73S00-GEP se puede apreciar una sobre tensión por maniobra que sobre pasa los 185 KV en la fase A en un periodo de 0.1 milisegundos con los apartarrayos en servicio, el BIL de los TC's instalados en GESTAMP es de 550 KV por lo cual estos no se ven rebasados en el nivel básico de aislamiento.



Caso 4.

Datos de Entrada:

- Modelo GESTAMP.
- Tiempo de cierre de los interruptores en $t=-1s$.
- Tiempo de apertura de los interruptores $t= 1000s$.
- Tiempo de simulación $t= 1000s$.
- Apartarrayos en servicio.
- La línea se encuentra en vacío en la energización.

Se corre el caso 4 que es cuando el circuito PDM-73S00-GEP se encuentra en vacío y simulamos una descarga atmosférica en la línea con un valor de 25 KA que es un valor de corriente de corto circuito probable en el punto de acometida de GESTAMP, en el circuito PDM-73S00-GEP con línea en vacío para evaluar si los TCS cuentan la capacidad de corto circuito adecuada ante dicha falla (Figura 4.46).

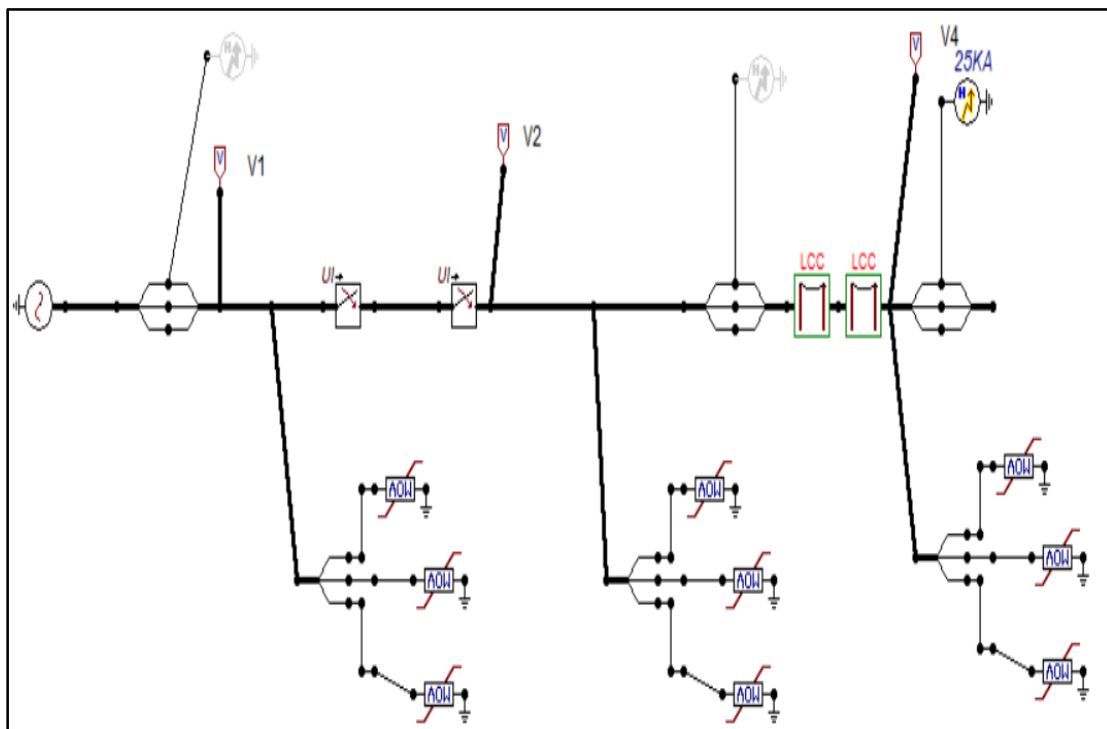


Fig. 4.46 Caso 4. Modelo GEP.

En la figura 4.47 se puede observar el efecto de la corriente del rayo sobre el circuito que es un valor probable de corto circuito en el punto de acometida de GESTAMP al momento de energizarse.

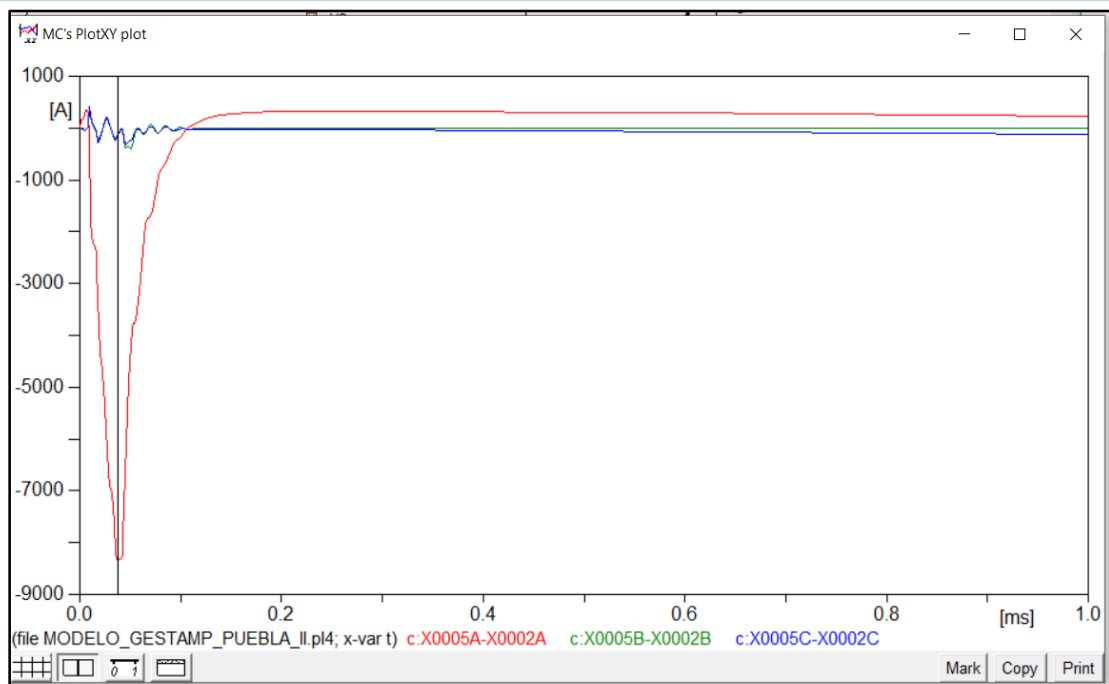


Fig. 4.47 Sobre Corriente en PDM-73S00-GEP.

Conclusiones:

Derivado del estudio del caso 4, al momento de producirse la falla en el circuito PDM-73S00-GEP se puede apreciar una sobre corriente que sobre pasa los 8300 Amperes, el nivel de corto circuito de los TC's instalados en GESTAMP es de 2000 Amperes por norma ANSI, siendo la RTC de 100/5. Dicho nivel de corriente sobre pasa los niveles de corto circuito de los TC's de GESTAMP.

El CENACE que es el Centro Nacional de Control de Energía publicó los valores de corto circuito en el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) y en dicho documento podemos apreciar que el nivel de corto circuito trifásico en la acometida de GESTAMP es de 25.82 KA, dicho valor sobrepasa en 12.9 veces el valor máximo de corto circuito en la acometida de GESTAMP como se muestra en la figura 4.48, por lo tanto, se comprueba nuestro modelado.

Subestación eléctrica		Acónimo	Tensión (kV)	Corriente de cortocircuito (kA) e impedancias de Thévenin secuencia positiva							
				NCC máximo 2021				NCC máximo 2021			
				JF	IF	Z ₀₊	Z ₀₀₊	JF	IF	Z ₀₊	Z ₀₀₊
POZO RANEY	PZR-115	115	4.04	2.81	5.334+j15.543	27.250+j28.777	5.26	3.33	3.670+j13.383	27.305+j28.874	
POZOS HUAZUNTLAN	POZ-115	115	5.40	3.49	4.268+j11.527	8.611+j31.575	6.17	3.91	4.131+j11.092	8.599+j31.441	
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURAS S DE R.L. DE C.V.	PGC-115	115	9.18	8.04	1.300+j7.115	1.324+j10.709	10.14	8.67	1.252+j7.091	1.440+j11.208	
PROENERMEX SANTA GERTRUDIS	PSG-115	115	12.81	10.47	0.964+j5.092	1.821+j8.514	15.03	13.07	0.747+j1.614	1.362+j7.288	
PUEBLA DOS	PBD-115	115	40.44	39.81	0.312+j1.612	0.134+j1.741	47.14	44.56	0.241+j1.530	0.144+j1.827	
PUEBLA DOS	PBD-115B	115	40.44	39.81	0.312+j1.612	0.134+j1.741	47.14	44.56	0.241+j1.530	0.144+j1.827	
PUEBLA DOS	PBD-230	230	18.33	19.52	1.038+j7.171	0.417+j5.939	20.69	21.60	0.748+j6.920	0.453+j6.337	
PUEBLA DOS	PBD-400	400	21.24	22.56	2.280+j10.630	1.088+j9.113	28.12	27.79	1.356+j8.931	1.133+j9.361	
PUEBLA DOS MIU	BDM-115	115	25.82	20.26	0.549+j2.513	0.810+j1.641	29.49	22.51	0.476+j2.431	0.820+j1.722	

Fig. 4.48 Nivel de Corto Circuito en la Acometida de GEP.



CAPÍTULO V. RESULTADOS

5.1 RESULTADOS

Al calcular el TC de GESTAMP de acuerdo con la norma IEEE C.57.13 que establece que el TC debe soportar 20 veces la I_n , es decir se considera que la RTC en los TC'S en el momento de la falla lado Gestamp era 100/5/5/5, entonces podían soportar $20 \times 100 = 2000$ A y por lo tanto de acuerdo con la corriente de falla trifásica que fue de 25.82 KA el valor más alto, por lo tanto la RTC seleccionada no era adecuado, lo que contribuyo que el TC fallara, al excederse su capacidad nominal en $25820 / 2000 = 12.9$ veces. Por lo tanto, los TC'S de inicio estaban mal seleccionados.

Se observa en el Modelo que los TC'S del sistema estaban listos para fallar en cualquier momento ya que se encontraban completamente rebasada la coordinación de aislamiento de estos TC'S, como resultado de los casos de estudio. Los TC'S no podían soportar sobre tensiones por impulso por rayo ya que no contaban con un estudio previo de coordinación de aislamiento para su correcta selección.

Como un argumento más, se sabe que los TC'S tipo resina presentan falla en la parte superior por mala calidad de esta resina, en Europa incluso está prohibida esta fabricación. En la S.E PBD se retiraron de servicio varios equipos por esta causa.

No fue fácil obtener toda la información para modelar este caso, sin embargo, se contó en todo momento con el apoyo de la empresa que sufrió este percance, además de con la ayuda de expertos en materia eléctrica de parametrizar el modelo con valores de otros casos similares.

Por lo que se comprueba la falla de aislamiento de los TC'S del caso de estudio.

5.2 CONCLUSIONES DEL CASO DE ESTUDIO

1. Los TC'S de esta empresa no habían tenido los protocolos de mantenimiento vistos en este trabajo, hubo una falta de mantenimiento preventivo y predictivo, de tal forma que los equipos estaban listos para fallar.
2. No hubo por parte de la empresa la previsión de verificar las condiciones de su sistema por medio de un estudio de corto circuito, coordinación de protecciones, ni mucho menos de coordinación de aislamiento como lo que hemos logrado en este trabajo.



3. No hubo por parte de CFE el seguimiento del protocolo de puesta a punto ya que, de ser así, no se debió haber permitido el energizar de nuevo el sistema.
4. Se concluye que las fallas de los Transformadores de Corriente (TC'S) se produjeron al energizar la nueva LST PDM 73S00 GEP, manifestándose inicialmente en la explosión de los TC'S de las fases B y C, posteriormente el TC de la fase A. ya que estos estaban operando, sobrepasando sus valores de operación tanto por coordinación de aislamiento, como por corto circuito, además de que no estaban debidamente calculados
5. Los daños adicionales ocasionados al equipo eléctrico primario por desprendimiento de conductores ACSR 266 en cuchillas GEP 73S09 y en la tercia, en la conexión que une los conductores ACSR 477 y 266, fueron ocasionados por la alta corriente de corto circuito (21693, 22102 y 21440 amperes en las fases A, B y C, respectivamente).

5.3 CONCLUSIONES GENERALES

Es importante conocer las normas sobre las características de estos equipos sobre todo porque al estar conectados directamente a los sistemas, una falla, puede ocasionar el paro completo de una línea como fue el caso de la empresa que analizamos.

Este tipo de equipos no son de fabricación rápida, demoran al menos 6 meses por lo que es necesario, cuidarlos y mantenerlos de una manera adecuada siguiendo los procedimientos y pruebas analizados en este trabajo.

También es necesario revisar las condiciones teóricas de los equipos sobre todo porque la red eléctrica sufre cambios continuamente y los valores de corto circuito pueden incrementar.

Es necesario que en sistemas de potencia que abastecen a plantas similares se hagan los estudios de corto circuito, coordinación de protecciones y coordinación de aislamiento para garantizar la confiabilidad del sistema.

5.4. RECOMENDACIONES CASO GP2

1. Seguir el estudio de Coordinación de Aislamiento de este trabajo, así como verificar el estudio de corto circuito de todo el sistema.
2. Hacer las rutinas de mantenimiento y pruebas marcadas por las normas y fabricantes analizadas en este trabajo.
3. Antes de Suministrar nuevamente los TC'S seguir los parámetro y cálculos de este trabajo.

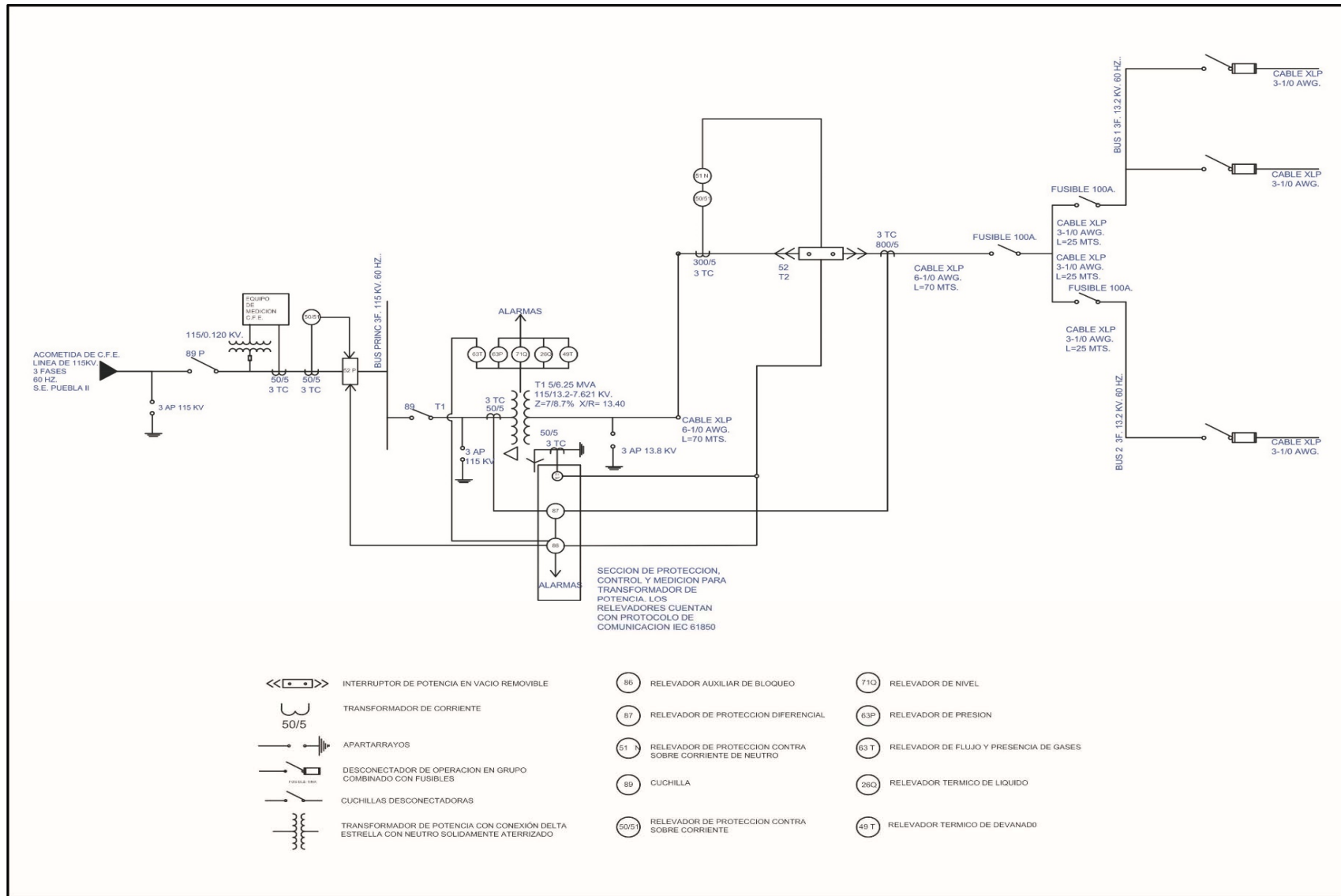


REFERENCIAS

- [1] STATE OF THE ART OF INSTRUMENT TRANSFORMERS CT, OCTUBRE 2009
- [2] PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, HOROWITZ-PHADKE CAP. 3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y VOLTAJE, DISTRIBUIDO X CFE
- [3] STANDARD IEC 60044-1 EDITION 1.2 2003-02, INSTRUMENT TRANSFORMERS –PART 1:CURRENT TRANSFORMERS
- [4] CT SATURATION IN INDUSTRIAL APPLICATIONS –ANALYSIS AND APPLICATION GUIDELINES, BOGDAN KASZTENNY,
- [5] CURRENT TRANSFORMER THEORY & TESTING, JAY ANDERSON – OMICRON
- [6] DIMENSIONING OF CURRENT TRANSFORMERS FOR PROTECTION APPLICATIONS GE PUBLICATION NO.: GER-3973^a COPYRIGHT © 2003 GE MULTILIN
- [7] PONENCIA RVP2004, FALLA RELEVANTE QUE PONE EN RIESGO A LA UNIDAD NO. 1 DE LA C.T. VALLE DE MÉXICO DE C.F.E
- [8] APUNTES MAESTRÍA SEP, CAPÍTULO 2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y VOLTAJE, JUAN ANTONIO AVILA ABRAJAN
- [9] PRESENTACIÓN, ANÁLISIS DEL DISPARO OCURRIDO EN LA LST PDM 73S00 GEP POR EXPLOSIÓN DE TC'S EN LA S.E. GEP, CFE TRANSMISIÓN PUEBLA, FEBRERO 2017
- [10] APARTARRAYOS PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA DE 13.8 A 138 KV---ESPECIFICACIÓN CFE 5200066-MODIFICACIÓN NO. 1
- [11] APARTARRAYOS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA DE 115 KV A 400 KV--- ESPECIFICACIÓN CFE 52000-93
- [12] CABLES DE GUARDA--- ESPECIFICACIÓN CFE E0000-22
- [13] COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO --- ESPECIFICACIÓN CFE L0000-06 – JULIO 1991
- [14] EFECTO DE LA SATURACIÓN DEL NÚCLEO EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN---TESIS WERNER SAUL ZEPEDA LOPEZ ---UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS GUATEMALA –OCTUBRE 2018
- [15] SIMULACIÓN EN PSCAD, DE TRES CASOS DE SATURACIÓN EN UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE. – JUAN ANTONIO AVILA ABRAJAN

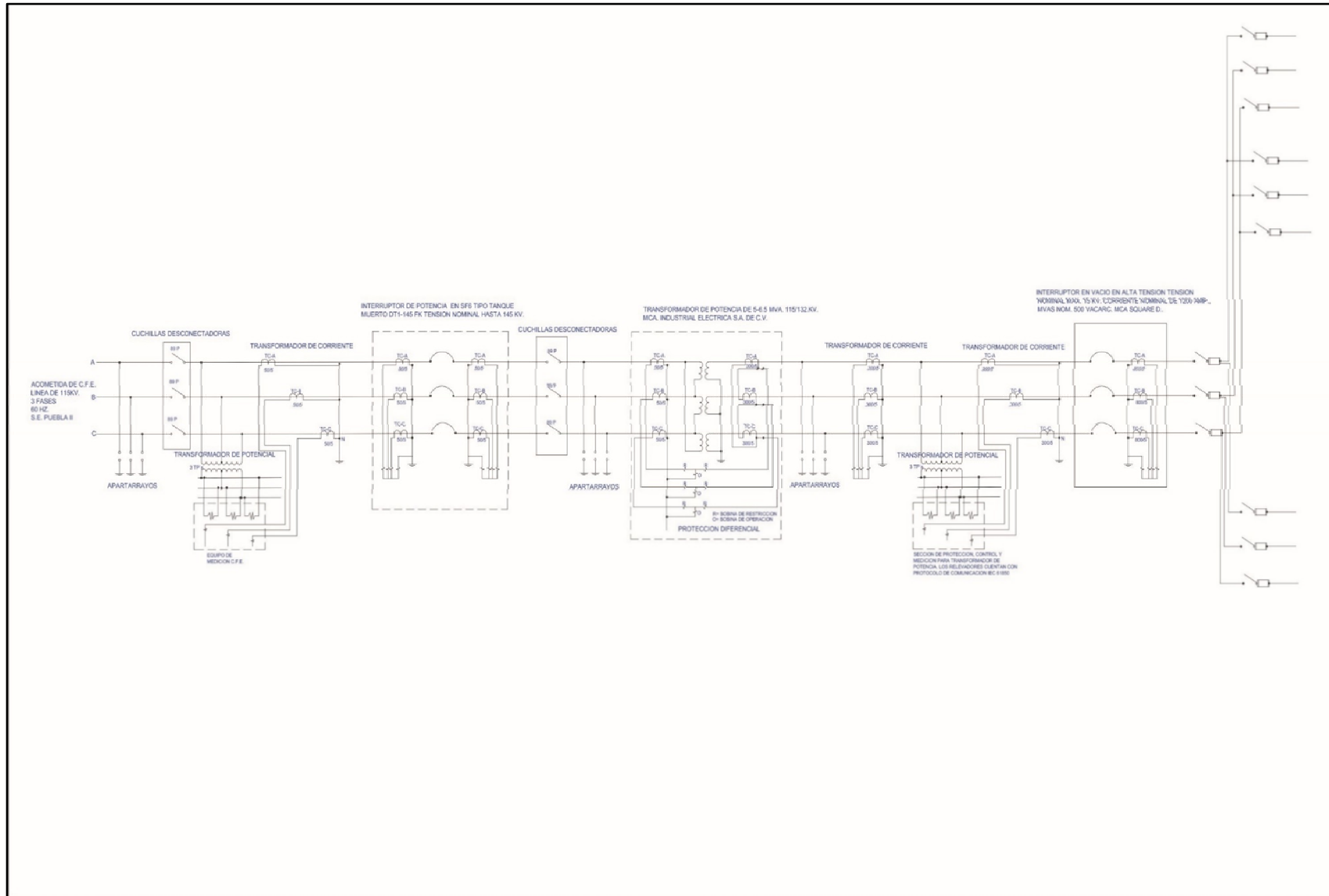


ANEXOS ANEXO I. UNIFILAR SUBESTACIÓN 115 KV GP2





ANEXO II. TRIFILAR SUBESTACIÓN 115 KV GP2





ANEXO III. MODELADO DE GESTAMP EN ATP DRAW.

