



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

“Estudio y simulación del comportamiento de transformadores de corriente y sus efectos en relevadores de sobrecorriente”

TESIS

Que para obtener el grado de

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

Presenta:

Ing. Héctor Hugo Muñiz Reyes

Asesor de tesis:

M.C. Carlos Moran Ramírez

Puebla, Puebla

Febrero 2019

1578



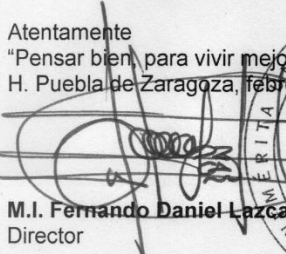
Oficio No. 0545/2019

C. Héctor Hugo Muñiz Reyes
Pasante de la Maestría en Ingeniería
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia
Facultad de Ingeniería, BUAP.
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema intitulado: **Estudio y simulación del comportamiento de transformadores de corriente y sus efectos en relevadores de sobrecorriente**. Para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director al M.C. Carlos Moran Ramírez.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Zaragoza, febrero 9 de 2019.


M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández
Director

C.c.p. M.C. Carlos Moran Ramírez, Director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco*





ASUNTO: OFICIO DE AUTORIZACION DE IMPRESIÓN
DE TESINA DE MAESTRIA

M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNANDEZ
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERIA DE
LA BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE PUEBLA
P R E S E N T E

De acuerdo al oficio SIEP No. 0545/2019 y en mi carácter de asesor de la tesis de grado de Maestría, presentado por el Ing. Héctor Hugo Muñiz Reyes, alumno de la Maestría en Ingeniería opción terminal Sistemas Eléctricos de Potencia, considero que dicho trabajo de Tesis titulado "**Estudio y simulación del comportamiento de transformadores de corriente y sus efectos en relevadores de sobrecorriente**" reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a evaluación por parte del jurado examinador que se designe. Por lo cual, autorizo la impresión del trabajo de Tesis para su revisión previa a la presentación del examen de grado en las fechas que se asignen al alumno.

Sin mas por el momento, agradezco de antemano sus finas atenciones.

ATENTAMENTE

Puebla, Puebla 20 de febrero de 2019

M.C. Carlos Morán Ramirez

Profesor

Facultad de Ingeniería BUAP

C.c.p. Dr. Alejandro Bautista Hernandez, Secretario de Investigación y Estudios de Posgrado.
C.c.p. M.I. Generado Campos Castillo, Coordinador de la Maestría en Sistemas Eléctricos de Potencia.
C.c.p. Archivo



ABSTRACT

The reliability of the protection relays depends on the fact that the input signals are a faithful representation of the electrical power system. To achieve the above, instrument transformers are used.

However, this is not a simple task, as many protection systems must act in the first cycles of the disturbance that occur in the power electrical system. In these first instants there are usually transient phenomena that instrument transformers must be able to deal with accurately enough.

Instrument transformers are special devices that reduce the voltage and current levels of the primary system to reduced values, proportionally, to feed the protection, measurement and control systems. Basically, its function is to reduce the value of the current and voltage so that they can be read by the protection relays.

To understand the saturation of the current transformer, it is very important to understand the basic concept of how current transformers work and what is actually happening when it is saturated.

This document studies the behavior and response of current transformers to faults of the symmetrical and asymmetrical type in the power electrical system and evaluates their effects on the operation of overcurrent protection relays.



RESUMEN

La confiabilidad de los relevadores de protección depende de que las señales de entrada sean una representación fiel del sistema eléctrico de potencia. Para lograr lo anterior se emplean transformadores de instrumentos.

Sin embargo, esto no es una tarea sencilla, pues muchos sistemas de protección deben actuar en los primeros ciclos de la perturbación que acontecen en el sistema eléctrico de potencia. En estos primeros instantes suelen tenerse fenómenos transitorios que los transformadores de instrumentos deben ser capaces de tratar con la suficiente precisión.

Los transformadores de instrumentos son dispositivos especiales que reducen los niveles de voltaje y corriente del sistema primario, en forma proporcional, para alimentar a los sistemas de protección, medición y control. Básicamente, su función es reducir el valor de la corriente y voltaje para que puedan ser leídos por los relevadores de protección.

Para comprender la saturación del transformador de corriente, es muy importante comprender el concepto básico de cómo funcionan los transformadores de corriente y qué sucede realmente cuando se satura.

Este documento estudia el comportamiento y la respuesta de los transformadores de corriente ante fallas del tipo simétricas y asimétricas en el sistema eléctrico de potencia y evalúa sus efectos en la operación de los relevadores de protección del tipo sobrecorriente.



AGRADECIMIENTOS

A mi asesor el M.C. Carlos Moran Ramírez por la acertada dirección de esta tesis, por el tiempo dedicado en este trabajo, por el material bibliográfico brindado y por los consejos otorgados, gracias a su amplia experiencia laboral la cual me compartió desinteresadamente, gracias maestro por confiar en mi criterio y por la enseñanza que dejo en mí.

Al coordinador, M.I. Genaro Campos Castillo por el apoyo brindado durante toda la maestría, gracias por ser mi guía a lo largo de todo este camino.

Al M.I. Juan Antonio Avila Abraján, por el apoyo en la revisión de esta tesis y las grandes aportaciones realizadas.

Al Dr, Ismael Albino Padilla, por sus acertadas aportaciones y apoyo en la revisión de esta tesis.

A todos los docentes que fueron parte de mi formación a lo largo de este posgrado, les agradezco infinitamente.

Agradezco también a la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, por dejarme crecer en el aspecto académico.



DEDICATORIA

A Dios nuestro creador por permitirme concluir este escalón en mi vida.

A mi esposa Maria de los Ángeles Guevara López, a mi hija Arleth Muñiz Guevara, y a mi hijo Hector Muñiz Guevara por ser mi pedacito de vida y, mi fortaleza. Por su amor incondicional y su apoyo en todos los momentos de mi vida, gracias.

A mis padres Cecilia Reyes Ocejo y Luis Muñiz Vázquez, por su apoyo, por su amor, por brindarme lo necesario para mi desarrollo, por mostrarme lo mejor de la vida, por enseñarme a ser mejor persona cada día.

A mi hermano Christian Muñiz Reyes por todo el apoyo que me ha brindado.

A toda mi familia, a todos y cada uno de ellos gracias.



ÍNDICE

OFICIO DE ACEPTACIÓN DEL TEMA DE TESIS	ii
AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN	iii
ABSTRACT	iv
RESUMEN	v
AGRADECIMIENTOS	vi
DEDICATORIA	vii
ÍNDICE	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
GLOSARIO	xv



Índice

CAPÍTULO I	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Justificación	4
1.3 Hipótesis	4
1.4 Objetivos de la investigación	4
1.4.1 Objetivo general	4
1.4.2 Objetivo particular	4
1.5 Aportaciones	5
1.6 Estructura de la tesis	5
CAPÍTULO II	6
2.1 Transformadores de corriente	6
2.2 Circuito equivalente	6
2.3 Diagrama fasorial.	7
2.4 Clasificación de los transformadores de corriente	8
2.4.1 Transformadores de corriente de medición	8
2.4.2 Transformadores de corriente de protección	9
2.4.3 Transformadores corriente mixtos	9
2.4.4 Transformadores mixtos o equipo de medición compacta	10
2.4.5 Transformador de corriente tipo barra	11
2.4.6 Transformador de corriente tipo devanado	12
2.4.7 Transformador de corriente tipo ventana	12
2.4.8 Transformador de corriente tipo boquilla	13
2.5 Características constructivas de los transformadores de corriente	14
2.5.1 Núcleo magnético del transformador de corriente	14
2.5.2 Aislamiento externo	15
2.5.3 Aislamiento interno	15
2.5.4 Devanado primario	16
2.5.5 Devanados secundarios	16
2.6 Corriente nominal	17
2.6.1 Corriente nominal primaria	17



2.6.2	Corriente nominal secundaria	17
2.7	Relación de transformación RTC	17
2.8	Transformadores de corriente multirelación	17
2.9	Marcas de Polaridad de un transformador de corriente	18
2.10	Conexiones de transformadores de corriente	18
2.11	Simbología conforme a la norma IEC y ANSI	19
CAPÍTULO III		21
3.1	Marco teórico	21
3.2	Principio de operación de los transformadores de corriente	21
3.3	Saturación de un transformador de corriente	23
3.4	Formas de saturación	24
3.4.1	Saturación simétrica	24
3.4.2	Saturación asimétrica	26
3.5	Niveles de saturación	28
3.6	Formas de onda de la corriente secundarias durante la saturación del transformador de corriente	29
3.7	Remanencia	30
3.8	Modelado del transformador de corriente clase C	33
3.9	Curva de excitación	36
3.10	Operación de un transformador de corriente en condiciones normales	38
3.11	Operación de un transformador de corriente en condiciones de saturación	39
3.12	Voltaje de rodilla de un transformador de corriente	40
3.13	Clase de precisión TC	42
3.14	Error de relación	42
3.15	Clasificación de voltaje terminal	43
3.16	Análisis del comportamiento del transformador de corriente en estado estable	46
3.17	Análisis del comportamiento del transformador de corriente en estado transitorio	48
3.18	Voltaje secundario (V_s)	49
3.19	Desempeño del transformador de corriente ante transitorio	51
3.20	¿Qué pasa con la remanencia?	53
3.21	Mitigación de la saturación	54



CAPÍTULO IV	55
4.1 Introducción a relevadores de protección	55
4.2 Relevador de protección	56
4.3 Antecedentes históricos	56
4.4 Ventajas y limitaciones de los relevadores y sistemas digitales de protección	61
4.5 Arquitectura de un relevador microprocesado	63
4.6 Filtro anti-aliasing	65
4.7 Buffer	65
4.8 Muestreo y retención (S/H)	66
4.9 Multiplexor	68
4.10 Convertidor analógico - digital	69
4.11 Procesamiento digital de señales	70
4.12 Microprocesador	70
4.13 Microcontrolador	71
4.14 Memoria	71
4.15 Subsistema de entradas discretas	71
4.16 Subsistema de salidas discretas	72
4.17 Comunicaciones	72
4.18 Fuente de alimentación	72
CAPÍTULO V	73
5.1 Introducción	73
5.2 Propiedades de las señales del sistema eléctrico de potencia	73
5.3 Filtrado digital para relevadores de protección	78
5.4 Requisitos de filtrado para relevadores de protección	80
5.5 Características de diseño del filtro	81
5.6 Respuesta del filtro digital a la saturación del transformador de corriente	82
5.7 Implementación digital de relevadores de sobrecorriente	83
5.8 Caso de estudio	85
5.8.1 Efecto de la relación de transformación en la saturación de los transformadores de corriente	91
5.8.2 Efecto de burden o carga conectada al secundario del transformador de corriente	94



5.8.3 Efecto de la relación X/R	96
CAPÍTULO VI	104
6.1 Introducción	104
6.2 Reporte de eventos raw contra reportes filtrados	104
6.2.1 Reportes de eventos raw	105
6.2.2 Reportes de eventos filtrados	106
6.3 Técnicas para detectar la saturación en transformadores de corriente	108
6.3.1 Buscar la forma de onda característica	108
6.3.2 Buscar cambios en la frecuencia	110
6.3.3 Buscar contenido armónico	111
6.3.4 Búsqueda de corriente residual falsa	112
6.3.5 Aplicaciones diferenciales: buscar corrientes no iguales	114
6.4 Conclusiones	117



ÍNDICE DE TABLAS

Figura 2.1. Circuito equivalente de un transformador de corriente.	6
Figura 2.2. Diagrama fasorial del TC con una carga (F.P. =1).	8
Figura 2.3. Transformadores mixtos.	9
Figura 2.4. Transformadores mixtos.	11
Figura 2.5. Transformador de corriente tipo barra.	12
Figura 2.6. transformadores de corriente tipo ventana.	13
Figura 2.7. Transformador de corriente tipo boquilla o bushing.	13
Figura 2.8. Curvas de imantación.	15
Figura 2.9. Transformador de corriente.	16
Figura 2.10. Derivaciones o taps de un transformador de corriente.	18
Figura 2.11. Conexiones en transformadores de corriente.	19
Figura 2.12 marcas de polaridad de los TC´s	20
Figura 3.1. Transformador de corriente	22
Figura. 3.2 Curva B-H.	24
Figura 3.3. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo durante la saturación simétrica.	26
Figura 3.4. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo durante la saturación asimétrica	27
Figura. 3.5. (a) saturación baja, (b) saturación media (c) saturación alta	29
Figura. 3.6. Formas de onda saturadas para (a) cargas resistivas y (b) resistivas-inductivas.	32
Figura. 3.7. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo con remanencia.	32
Figura. 3.8. Circuito equivalente de un transformador de corriente clase C.	32
Figura. 3.9. Relación entre la corriente primaria, la densidad de flujo del núcleo y la corriente de excitación o corriente error en un TC	35
Fig. 3.10. Curva de excitación de un transformador de corriente clase C400.	37
Figura 3.11. Circuito equivalente del transformador de corriente en operación normal.	39
Figura 3.12. Circuito equivalente de un transformador de corriente saturado.	40



Figura 3.13. Voltaje de rodilla conforme a la norma IEEE.	41
Figura 3.14. Voltaje de rodilla conforme a la norma IEC.	42
Figura. 3.15. Circuito equivalente de un TC C400, 5 A.	45
Figura 3.16. TCs C800, uno con más cobre y menos hierro (a) y uno con más hierro y menos cobre (b).	52
Figura 4.1. Diagrama de bloques de un relevador.	64
Figura 4.2. Subsistema de entradas analógicas.	65
Figura 4.3. Señal senoidal continua en el tiempo	67
Figura 4.5. Señal muestreada	68
Figura 5.1.- Características de la falla simétrica	77
Figura 5.2.- Características de la falla asimétrica.	77
Figura 5.3.- Características de la falla asimétrica trifásica en el sistema eléctrico de potencia.	78
Figura 5.4. Diagrama esquemático de un relevador microprocesados.	83
Figura 5.5. Forma de onda saturada de un transformador de corriente.	84
Figura 5.6. Estimación del filtro coseno	85
Figura 5.7. Diagrama unifilar de protecciones subestación CIY	86
Figura 5.8. Diagrama unifilar de protecciones subestación CIY.	87
Figura 5.9. Curvas de saturación del transformador de corriente con clase C-200.	88
Figura 5.10. Coordinación de protecciones subestación CIY.	90
Figura 5.11. Simulación de falla trifásica simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200 del CIY-4085.	92
Figura 5.12. Simulación de falla trifásica simétrica para un transformador de corriente de relación 2000/5 C - 200 del CIY-42015.	94
Figura 5.13. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200, con un burden del 75% del valor nominal.	95
Figura 5.14. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200, con un burden del 50% del valor nominal.	96
Figura 5.15. Diagrama unifilar de protecciones subestación AMZ.	97
Figura 5.16. Diagrama unifilar subestación AMZ.	88
Figura 5.17. Coordinación de protecciones subestación AMZ.	99



Figura 5.18. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010.	100
Figura 5.19. Simulación de falla asimétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010.	103
Figura 5.20. Simulación de falla asimétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010 con un burden del 8% del nominal.	103
Figura 6.1. Procesamiento de la señal en un relevador de protección.	105
Figura 6.2. Reporte de evento correspondiente a la saturación del TC en (a)raw y (b) filtrado.	107
Figura 6.3. El TC de fase C se satura y se recupera durante una falla de fase.	108
Figura 6.4. Corrientes de inrush (a)sin saturación de TC, (b) ligera saturación de TC, y (c) severa saturación de TC.	109
Figura 6.5 No existe distorsión de frecuencia cuando un ciclo de datos encaja en un ciclo ventana.	110
Figura 6.6. La frecuencia es superior a 60 Hz cuando se ajusta más de un ciclo de datos en una ventana de un ciclo podría existir saturación.	111
Figura 6.7. Contenido del segundo armónico de la forma de onda actual cuando un TC no está saturado (a) y está saturado (b).	112
Figura 6.8. Corriente residual falsa que aparece cuando los TC se saturan durante una falla externa.	113
Figura 6.9. Falla externa de fase B-C en un diferencial de dos terminales	114
Figura 6.10. Comparación de los TCs con el devanado 2.	115



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1.- Constantes de tiempo	77
Tabla 5.2.- Equivalente de Thévenin del bus de 13.8 kV SE CIY.	87
Tabla 5.3.- Pruebas de inyección secundaria TC C200.	89
Tabla 5.4.- Ajustes de protección del alimentador de 13.8 kV SE CIY.	90
Tabla 5.5.- Características de conductores desnudos.	92
Tabla 5.6.- Equivalente de Thévenin del bus de 13.8 kV SE AMZ	99
Tabla 5.7.- Ajustes de protección del alimentador de 13.8 kV SE AMZ	101



GLOSARIO

TC	Transformador de corriente.
TP	Transformado de potencial.
ACSR	Cable de aluminio reforzado con acero.
RTC	Relación de transformación de corriente.
SEP	Sistema eléctrico de potencia.
V_E	Voltaje de excitación.
V_B	Voltaje en bornes del transformador de corriente.
V_s	Voltaje en terminales del secundario.
I_{ST}	Corriente secundaria total.
I_E	Corriente de excitación secundaria.
I_p	Corriente primaria.
I_s	Corriente secundaria.
Z_E	Impedancia de excitación.
Z_B	Impedancia de carga.
$Z_{B\text{STD}}$	Impedancia de carga estándar.
X_L	Reactancia de fuga.
R_s	Resistencia del devanado secundario.
$N_2:N_1$	Relación de transformación del transformador de corriente.



Ep	Tensión pico del sistema.
FP	Factor de potencia.
T1	L/R es la constante de tiempo de la red.
AWG	American Wire Gauge (calibre de alambre).
IEEE	<u>Institute of Electrical and Electronics Engineers</u> (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica).
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
ANSI	American National Standards Institute (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares).



INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a muchos tipos de perturbaciones y transitorios eléctricos. Estos transitorios pueden ser producidos por descargas atmosféricas, fallas y operaciones de rutina como energización o desenergización de una línea, operación de interruptores y conexión y desconexión de cargas inductivas o capacitivas.

Cuando ocurre un cambio repentino, como una falla, se produce una redistribución de la energía eléctrica y magnética almacenada en elementos capacitivos e inductivos en la red. Esta redistribución de energía no puede ocurrir instantáneamente, así que el sistema de potencia atraviesa un estado transitorio antes de alcanzar un nuevo estado estacionario.

Inmediatamente después de ocurrir una falla en el sistema de potencia se espera que los relevadores de protección sean capaces de detectarla, para así preservar la estabilidad del sistema de potencia y minimizar el periodo de exposición de los equipos a la falla, evitando posibles daños.

La mayoría de los relevadores de protección toman las decisiones en base a la frecuencia fundamental de las señales de voltaje y corriente (50 o 60 Hz). Pero es precisamente durante la falla que las señales de voltaje y corriente se ven distorsionadas por los transitorios inducidos y por la componente de corriente directa con decrecimiento exponencial, además de las frecuencias superiores a la frecuencia fundamental del sistema de potencia.

La respuesta dinámica de los relevadores de protección depende en gran medida de las señales obtenidas de los transformadores de corriente (TC), y estas señales dependen en general de la respuesta transitoria de dichos instrumentos y del tipo de transitorio generado por el sistema de potencia

Su construcción no es demasiado compleja y durante condiciones normales de operación actúan correctamente. Sin embargo, su comportamiento durante fallas



severas ha sido un área de preocupación para los ingenieros encargados de las protecciones del sistema eléctrico de potencia.

Diseñar un transformador de corriente para una aplicación de protección siempre ha sido un reto. Dimensionarlo hasta un valor que le permita transferir la máxima corriente de falla esperada sin ninguna distorsión resultaría en transformadores de corriente con una tensión de rodilla muy alta. El costo y tamaño de dichos transformadores pueden ser también demasiado grandes y poco prácticos. Incluso diseñando un transformador de corriente que no se sature bajo las peores fallas no garantiza que actúe correctamente, esto es debido al flujo remanente del núcleo magnético del transformador.



CAPÍTULO I

PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

La saturación del transformador de corriente (TC) no es un tema nuevo, y ha habido muchos documentos, libros, guías de aplicaciones y tutoriales escritos sobre el tema. Ordenar esta amplia gama de información para armar una comprensión completa del tema es una tarea que consume mucho tiempo y puede no ser realista con los horarios y las demandas que se le presentan a muchos ingenieros, inclusive la mayoría de los cursos sobre los transformadores de corriente se limitan al nivel de comprensión de la curva de excitación del TC.

La siguiente es una lista de preguntas comunes relacionadas con la saturación del TC, que muchos ingenieros de protecciones no pueden responder:

- ¿Por qué un TC se satura?
- ¿Qué es remanencia, y tengo que preocuparme por ella?
- ¿Qué significa cuando un TC es un C800?
- Tengo un TC de multirelación C800 si selecciono una relación 400/5. ¿Segue siendo un C800?
- ¿Cómo me aseguro de que mi TC no se sature con la corriente de falla?
- ¿El punto de la rodilla determina el voltaje de saturación de un TC, a la derecha?
- ¿Los TC saturados harán que mi relevador funcione mal?
- ¿Qué pasa si simplemente se saturan un poco?
- Después de una mala operación, ¿cómo sé si la saturación del TC fue una causa?
- ¿Pueden los relevadores modernos evitar errores de funcionamiento debido a la saturación del TC?

Debido a que los transformadores de corriente cumplen una función muy importante dentro del esquema protección deben ser estudiados cuidadosamente con la finalidad de evitar disparos innecesarios debido a su incorrecta selección.



1.2 Justificación

Los errores en la salida de los transformadores de corriente causan algunas veces el retraso en la operación de la protección o causan operaciones innecesarias resultando con esto que el usuario se vea afectado al dejar de recibir el servicio de energía eléctrica en condiciones que no deberían de presentarse teniendo con esto un impacto económico tanto para el usuario como para el proveedor del servicio de energía eléctrica, además de un problema operacional para el área de control del sistema eléctrico nacional.

1.3 Hipótesis

Que ocurre cuando un transformador de corriente se satura, la información proporcionada por el transformador de corriente provocará que el relevador se comporte de forma inesperada.

1.4 Objetivos de la investigación

1.4.1 Objetivo general

El objetivo de este documento es explicar la saturación del TC y responder a esas preguntas de una manera clara y práctica.

1.4.2 Objetivo particular

Analizar la respuesta de los transformadores de corriente ante fallas en el sistema eléctrico de potencia considerando los efectos de saturación y flujo remanente en el núcleo magnético del transformador de corriente.



1.5 Aportaciones

- Presentar una metodología para analizar la posible saturación de los transformadores de corriente en base a la información del sistema eléctrico de potencia donde está instalado.
- Presentar casos de estudio que permitan tener una mayor comprensión de los efectos que tienen la saturación de los transformadores de corriente en los esquemas de protección.

1.6 Estructura de la tesis

El Capítulo 1 está conformado por la presente introducción.

En el capítulo 2 se presentan los conceptos básicos de los transformadores de corriente.

En el capítulo 3 se presenta la teoría correspondiente al fenómeno de saturación de los transformadores de corriente.

En el capítulo 4 se presenta la evolución y el funcionamiento de los relevadores de protección.

En el capítulo 5 se presenta casos de estudio en los cuales se analizan los efectos de la saturación de los transformadores de corriente en la correcta e incorrecta operación del esquema de protección.

En el capítulo 6 se presentan técnicas para detectar la saturación de transformadores de corriente a través del análisis del reporte de eventos proporcionados por el relevador.

CAPÍTULO II

MARCO DE REFERENCIA

2.1 Transformadores de corriente

La función de los transformadores de corriente (también conocidos como transformadores de instrumentos o transductores) es reducir las corrientes del sistema eléctrico de potencia (SEP) y proporcionar un aislamiento galvánico entre la red de potencia, los relevadores y otros instrumentos conectados a los devanados secundarios del transductor. Los transformadores de corriente son diseñados para soportar corrientes de falla (las cuales pueden ser tan altas como 20 veces su corriente nominal) por algunos segundos. Aunque los transformadores modernos lo hagan muy bien en la mayoría de los casos, debemos estar conscientes de los errores de transformación introducidos por dichos dispositivos para poder determinar el funcionamiento de los relevadores en presencia de tales errores [24].

2.2 Circuito equivalente

La figura 2.1 muestra el circuito equivalente simplificado de un transformador de corriente con carga conectada en el secundario.

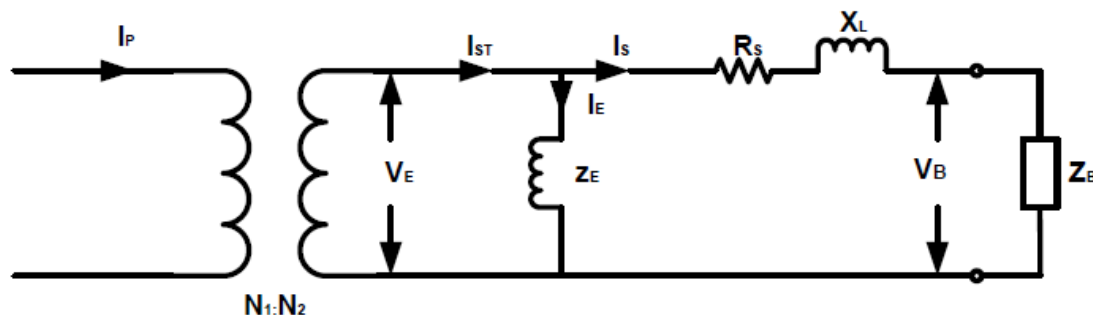


Figura 2.1. Circuito equivalente de un transformador de corriente



Donde:

V_E	=	Voltaje de excitación
V_B	=	Voltaje en bornes del Transformador de corriente
I_p	=	Corriente primaria
Z_E	=	Impedancia de excitación
I_{ST}	=	Corriente secundaria total
X_L	=	Reactancia de fuga
I_E	=	Corriente de excitación secundaria
N_2/N_1	=	Relación de transformación del transformador de corriente
Z_B	=	Impedancia de carga

2.3 Diagrama fasorial.

La construcción del diagrama fasorial de un transformador de corriente se hace de la siguiente manera:

- Comienza con la corriente de carga secundaria I_s .
- Dibujar la caída de voltaje secundario: $I_s * R_s$ y $I_s * X_L$.
- Añadir V_B a la tensión resultante a fin de obtener la tensión de excitación interna secundaria V_E .
- Cuando V_E se ha obtenido, dibujar el retraso de fasor de flujo V_E por 90° . La corriente de excitación I_E , se compone de la corriente de magnetización I_M , que es necesaria para generar el flujo en el núcleo del transformador de corriente, y la corriente de pérdida I_{LOSS} , que es principalmente debido a la histéresis y pérdidas por corrientes parásitas.
- Dibujar la corriente de magnetización I_M , en cuadratura con la tensión y la corriente de pérdida I_{LOSS} , en fase con la tensión de excitación secundaria.

$$I_M + I_{LOSS} = I_E \quad (1.1)$$

$$I_{ST} = I_s + I_E \quad (1.2)$$

Como se muestra en la siguiente ecuación (1.3), la corriente primaria es:

$$I_P = \left(\frac{N_2}{N_1}\right) (I_S + I_E) \quad (1.3)$$

Donde N_2/N_1 es la relación de transformación de corriente.

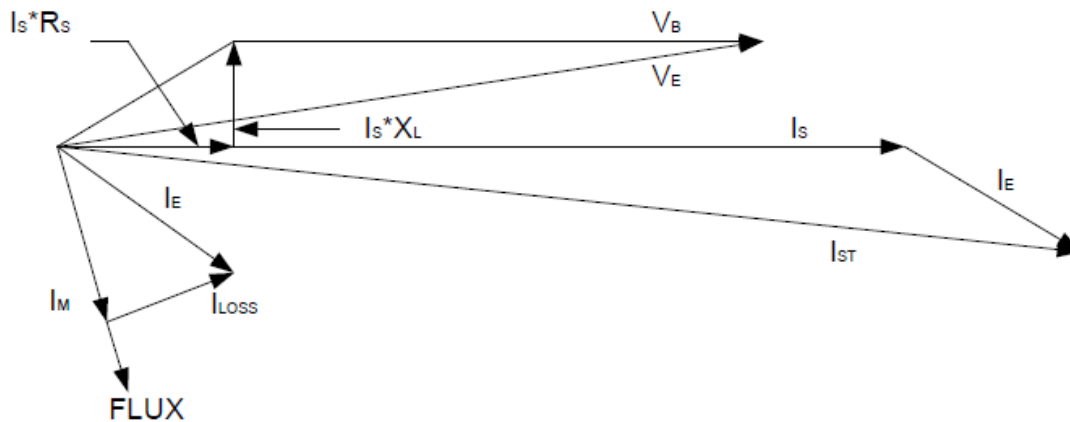


Figura 2.2. Diagrama fasorial del TC con una carga (F.P. =1).

2.4 Clasificación de los transformadores de corriente

Los transformadores de corriente se pueden clasificar en transformadores de corriente de medición, protección, mixtos o combinados.

2.4.1 Transformadores de corriente de medición

Son los transformadores cuya función es medir las variables de corriente en un circuito. Estos equipos requieren que se garantice fielmente con precisión la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Se utilizan para alimentar los aparatos de medida, contadores y otros aparatos análogos. Estos equipos se construyen en su núcleo con chapas de gran permeabilidad y de rápida saturación.

2.4.2 Transformadores de corriente de protección

Son los transformadores cuya función es proteger un circuito y todos sus componentes, las líneas, los equipos de potencia, protección y medición, y las cargas asociadas al circuito. Estos equipos se construyen en su núcleo con chapas de gran permeabilidad y de lenta saturación.

2.4.3 Transformadores corriente mixtos

En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección, figura 2.3.

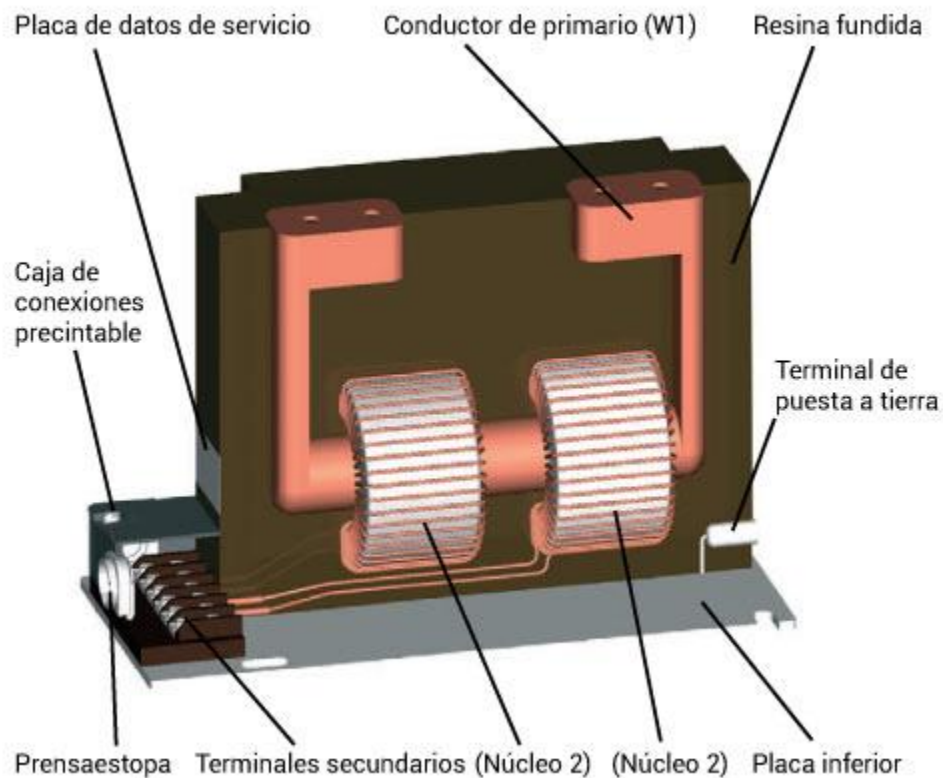


Figura 2.3. Transformadores mixtos.

2.4.4 Transformadores mixtos o equipo de medición compacta

Son aparatos que bajo una misma cuba albergan un transformador de corriente y otro de tensión. Se utilizan en estaciones de intemperie fundamentalmente para reducir espacios.



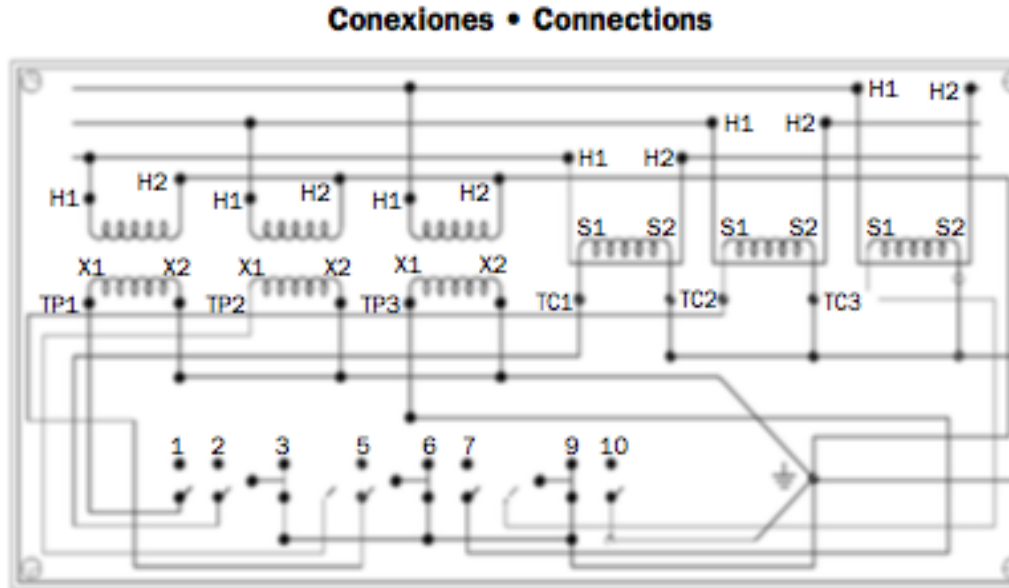


Figura 2.4. Transformadores mixtos.

Otra forma de clasificar los transformadores de corriente es en base a las características de su devanado primario:

2.4.5 Transformador de corriente tipo barra

Es aquel que tiene un conductor aislado recto con forma de barra, varilla o tubo, el cual constituye el devanado primario y pasa a través de la ventana del núcleo; los devanados primarios y secundario se encuentran aislados entre sí y están permanentemente fijos al circuito magnético.

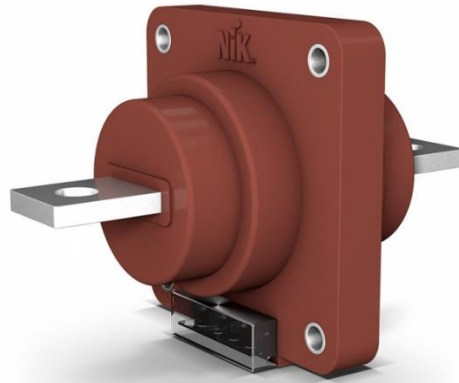


Figura 2.5. Transformador de corriente tipo barra.

2.4.6 Transformador de corriente tipo devanado

Es aquel cuyo devanado primario consiste de una o más espiras que rodean uno o más núcleos; los devanados primario y secundario se aíslan uno de otro, así como del o de los núcleos, y se ensamblan como una estructura integral.

Algunos transformadores de corriente no tienen un conductor primario, en esos casos la línea o la barra hace las veces de conductor primario. En otros casos el núcleo y su devanado secundario se instalan directamente en los aisladores tipo pasa-tapas de los interruptores o transformadores. Estos transformadores de corriente se denominan de "boquilla", "ventana" o de "bushing".

2.4.7 Transformador de corriente tipo ventana

Es aquel cuya construcción permite pasar uno o más conductores a través de la ventana aislada que forma el núcleo; este tipo carece de un devanado primario como parte integral del transformador. El devanado secundario está aislado y permanentemente ensamblado al núcleo.



Figura 2.6. transformadores de corriente tipo ventana

2.4.8 Transformador de corriente tipo boquilla

Tipo boquilla o bushing: Carece de devanado primario y de aislamiento para este; usualmente el devanado primario lo constituye un conductor aislado que forma parte de algún equipo. El devanado secundario está aislado y permanentemente ensamblado a un núcleo toroidal.



Figura 2.7. Transformador de corriente tipo boquilla o bushing.



2.5 Características constructivas de los transformadores de corriente

2.5.1 Núcleo magnético del transformador de corriente

Los transformadores de corriente, tanto de medida como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad. En el núcleo de transformador de corriente para medición se utiliza una chapa de rápida saturación, chapa de aleación ferromagnética con alto porcentaje de silicio (70% de silicio y 30% de níquel), mientras los transformadores de corriente para protección se utiliza chapa de lenta o débil saturación. En la figura 2.3 se observa las curvas de imantación, las chapas de las curvas 2 y 3 se llaman comercialmente μ - Metal o Permalloy

Con esta distinción de núcleos se garantiza, cuando se utiliza una chapa de gran permeabilidad y de rápida saturación en los transformadores para medida, tienen una buena precisión para corrientes primarias no superiores al 120 % de la corriente primaria nominal, mientras que las sobrecorrientes y cortocircuitos no se transfieren al secundario gracias a la rápida saturación de la chapa.

Por otra parte, cuando se elige una chapa de gran permeabilidad y saturación débil para transformadores de protección, se garantiza mantener la relación de transformación para valores de corriente primaria varias veces superior a la nominal, con lo que en el secundario se pueden obtener valores proporcionales a las corrientes de sobrecarga y cortocircuito aptos para poder accionar los dispositivos de protección.

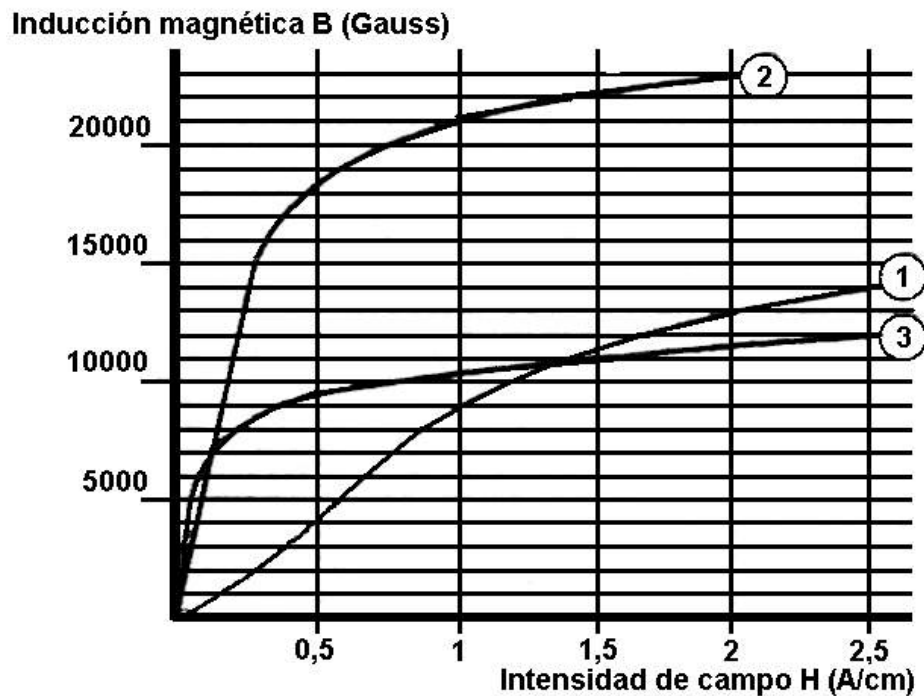


Figura 2.8. Curvas de imanación.

2.5.2 Aislamiento externo

Es el que consta de una envolvente de cerámica con una distancia de fuga lo suficientemente larga como para que ningún arco pueda saltar bajo condiciones de contaminación como lluvia, niebla, polvo etc.

2.5.3 Aislamiento interno

Puede variar según sus características constructivas. Un tipo de aislamiento es aquél en que las partes activas del transformador se moldean en resina epoxi que las fija, las separa y las aísla, existiendo una cámara de aire entre el aislamiento externo de porcelana y el cuerpo de resina; esta cámara se sella herméticamente con juntas de caucho nitrilo y se la rellena con aceite aislante o gas SF₆. Existe otro tipo constructivo de aislamiento para potencias de precisión elevadas y grandes corrientes de cortocircuito que está hecho de cartón prespán impregnado en aceite que aísla el conjunto de núcleos, arrollamientos secundarios y la bajante de los conductores que unen los arrollamientos secundarios con sus cajas de bornes.

2.5.4 Devanado primario

El devanado primario puede ser tipo barra o estar formado por conductores de aluminio o cobre. Existe la posibilidad de construir el devanado partido con acceso a los extremos de cada parte, esto para realizar conexiones en serie o paralelo de las partes del arrollamiento. Esto permite obtener diferentes relaciones de transformación.

2.5.5 Devanados secundarios

Los devanados secundarios están formados por hilos de cobre o aluminio uniformemente distribuidos alrededor del núcleo o si está conformado por núcleos de medición y protección, existe la posibilidad de cambio de relación de transformación a través de tomas secundarias. Son los devanados que alimentan directamente los circuitos de intensidad de los instrumentos de medida, contadores, y relés de protección.

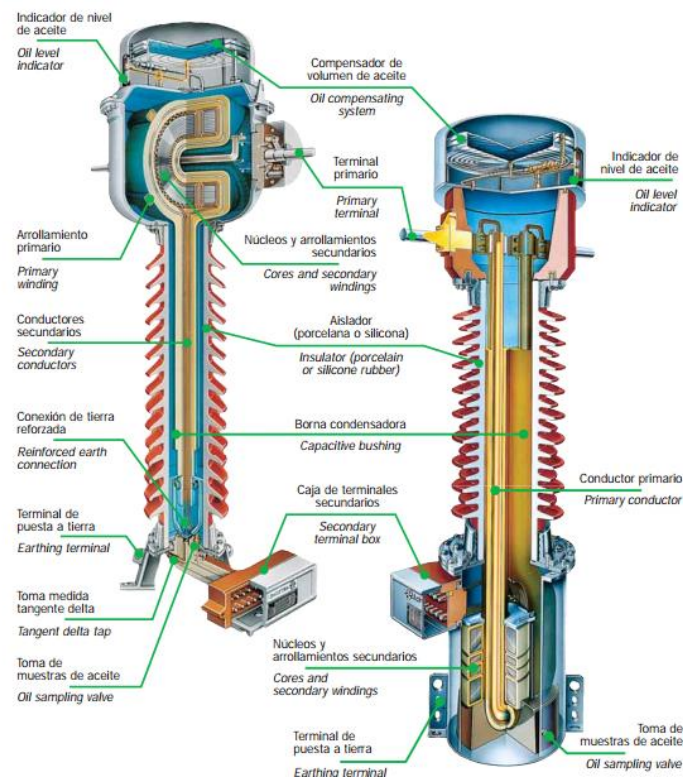


Figura 2.9. Transformador de corriente marca ALSTOM.



2.6 Corriente nominal

2.6.1 Corriente nominal primaria

Se define como el valor eficaz de la corriente primaria sobre la cual se basa el funcionamiento del transformador.

2.6.2 Corriente nominal secundaria

Es el valor de corriente que se obtiene de dividir la corriente nominal primaria entre la relación nominal de transformación. El valor normalizado de esta corriente es 1 y 5 amperes.

2.7 Relación de transformación RTC

La relación de transformación de corrientes es definida como la relación entre la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria. Cuando la corriente nominal del primario se excede, como ocurre normalmente durante una falla en el sistema eléctrico de potencia, la corriente en el secundario también aumentará, pero dependiendo de la característica de saturación del transformador de corriente, la salida puede que no sea exactamente proporcional

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} \quad (2.1)$$

2.8 Transformadores de corriente multirelación

Los transformadores de corriente pueden ser especificados con uno, dos, tres o cuatro devanados secundarios con circuito magnético independiente y devanado primario común. El hecho de tener circuitos magnéticos independientes permite asignar una función específica a cada devanado sin que la operación de uno afecte a los otros; prácticamente se comportan como transformadores independientes

Las derivaciones o tap's definen la relación de transformación como se muestra a continuación:

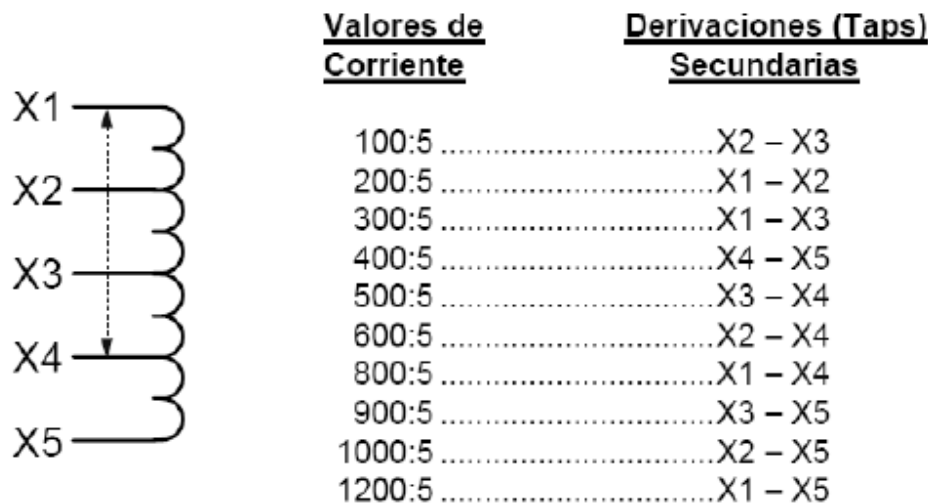


Figura 2.10. Derivaciones o taps de un transformador de corriente.

2.9 Marcas de Polaridad de un transformador de corriente

Las marcas de polaridad según ANSI consisten en un punto, un pequeño círculo, una "x" o un pequeño cuadrado (como se muestra en la figura 2.11) grabado en cada terminal primario y secundario. Por convención, se establece que, cuando la corriente primaria entra en la terminal P_1 , la corriente secundaria sale también por la terminal S_1 . O bien cuando la corriente entra por la terminal P_2 sale por la terminal S_2 . Todos los transformadores de corriente tienen polaridad sustractiva. En la polaridad sustractiva, el terminal denominado P_1 y el terminal S_1 van a estar del mismo lado del transformador [24].

2.10 Conexiones de transformadores de corriente

Las conexiones de transformadores de corriente más utilizadas en sistemas trifásicos son: la conexión "Y" (estrella), suministra las corrientes de línea a la carga conectada al

secundario, la conexión “ Δ ” (delta), suministra la diferencia de las corrientes a la carga conectada al secundario, estas conexiones se detallan en la figura 2.11 [24].

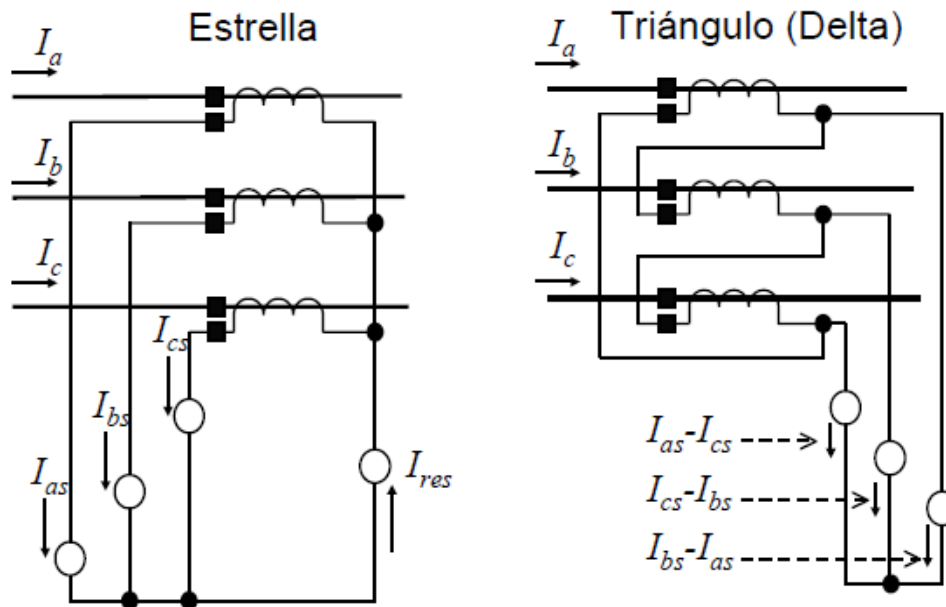


Figura 2.11. Conexiones en Transformadores de Corriente.

2.11 Simbología conforme a la norma IEC y ANSI

El aspecto general de la simbología es como se muestran en la figura 2.12. Nótese que en todos los casos se indican las marcas de la polaridad [24].

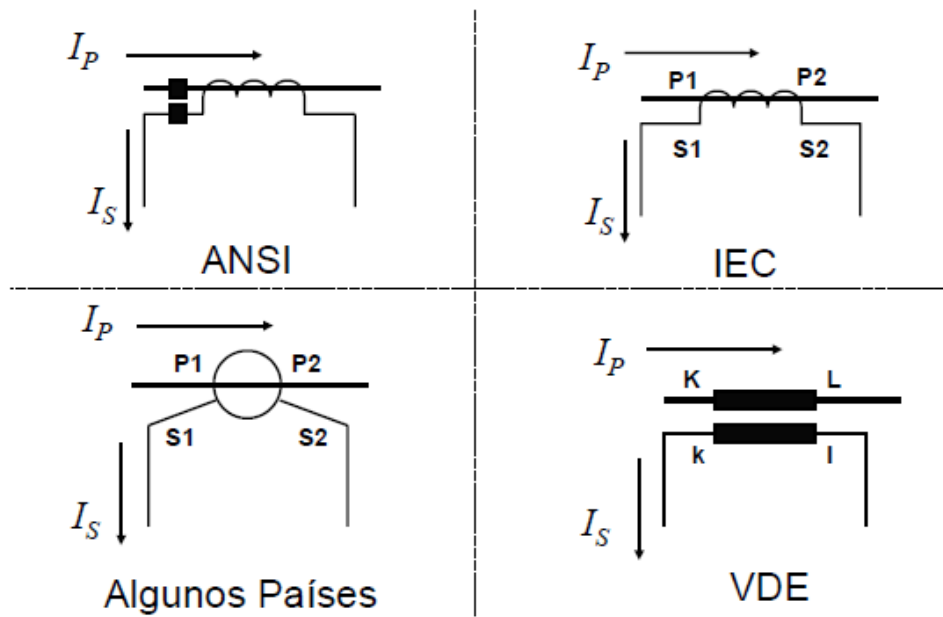


Figura 2.12 marcas de polaridad de los TC's.



CAPÍTULO III

SATURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

3.1 Marco teórico

Para comprender la saturación del transformador de corriente, es muy importante comprender el concepto básico de cómo funcionan los transformadores de corriente y qué sucede realmente cuando se satura. Esta sección describe qué sucede en el núcleo de un transformador de corriente durante la saturación simétrica, la saturación asimétrica, la remanencia y el efecto de la carga conectada al secundario del transformador de corriente.

Finalmente, se explica cómo la saturación del transformador de corriente puede afectar el funcionamiento del relevador y cómo detectar la saturación del transformador de corriente en reportes de eventos de relevadores de protección.

Los reportes de eventos se presentan cuando la operación correcta del relevador se vio comprometida como resultado de valores de corriente incorrectos de los transformadores de corriente saturados.

3.2 Principio de operación de los transformadores de corriente

Los transformadores funcionan según el principio de la inducción electromagnética. Este principio establece que un flujo magnético alterno induce un voltaje alterno en un conductor. El flujo magnético es simplemente la cantidad de campo magnético que pasa a través de un material, tal como ocurre en un núcleo de transformador.

Cuando la corriente alterna I_p fluye en el devanado primario de un transformador, genera un campo magnético alterno H , que corresponde a un flujo magnético alterno Φ , alrededor del núcleo del transformador. Este flujo magnético alterno pasa a través del devanado secundario.

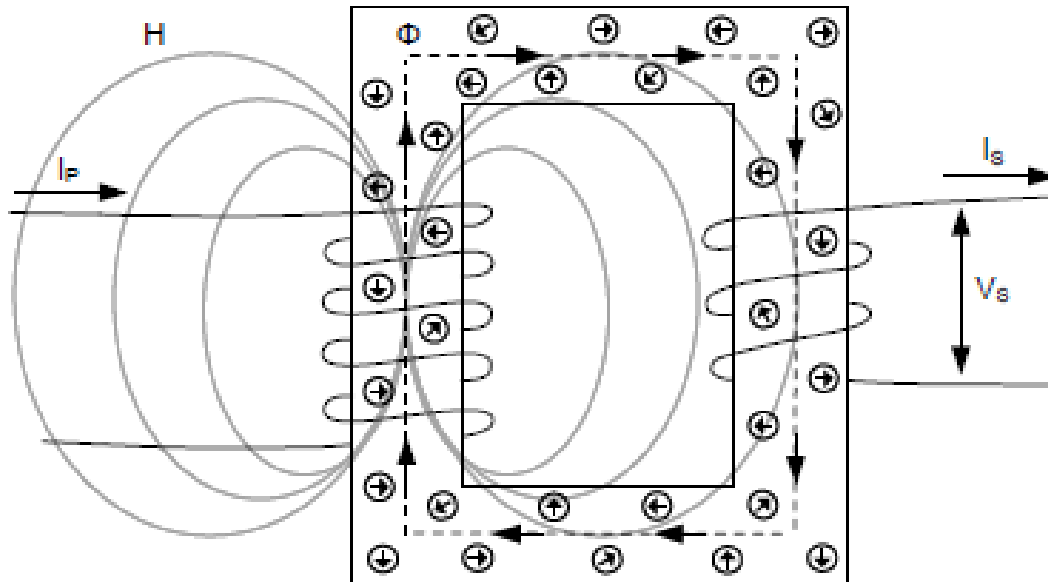


Figura 3.1. Transformador de corriente

Si el secundario está conectado a una carga, el flujo magnético alterno en el núcleo induce un voltaje alterno V_s a través del devanado secundario. Esto hace que fluya una corriente alterna I_s correspondiente en el devanado secundario. La corriente alterna en el secundario crea su propio campo magnético alterno H y flujo magnético alterno Φ que se oponen a los creados por el devanado primario. Estos flujos primarios y secundarios se cancelan, dejando una cantidad insignificante de flujo neto en el núcleo. Esto ocurre hasta que el núcleo se satura.

Si el secundario está en circuito abierto, el flujo magnético alterno en el núcleo induce una tensión alterna V_s muy alta a través del devanado secundario. V_s permanece en los terminales sin flujo corriente secundario, por lo que es muy peligroso dejar un circuito abierto en un transformador de corriente en servicio. Como I_s no puede fluir, no puede crear un campo magnético opuesto, dejando un flujo neto en el núcleo igual al flujo creado por la corriente primaria.



3.3 Saturación de un transformador de corriente

En una condición ideal, la corriente secundaria que sale del transformador (I_s) es una réplica exacta de la corriente primaria (I_p) dividida por la relación del número de vueltas en cada devanado (relación de transformación de corriente). Sin embargo, cuando un transformador de corriente se satura, I_s no replica exactamente I_p . La razón por la que un transformador de corriente se satura se relaciona con lo que ocurre físicamente dentro de un transformador de corriente durante el proceso de inducción electromagnética. El núcleo de hierro de un transformador de corriente está formado por un número fijo de dipolos magnéticos, que pueden considerarse como imanes moleculares. Idealmente, estos imanes están dispuestos al azar en polaridad en todo el núcleo, como se muestra en la figura 3.1.

Cuando la corriente alterna (I_p) fluye en el devanado primario y genera el campo magnético (H), la fuerza de este campo magnético afecta a los imanes en el núcleo y hace que comiencen a alinearse (en la misma dirección que el campo magnético) para producir el flujo magnético (Φ). Cuanto más corriente alterna I_p fluye, más fuerte se vuelve el campo magnético (H) y más imanes se alinean. La cantidad de imanes alineados en un momento dado es la densidad de flujo (B). Cuando todos los imanes en el núcleo están alineados en la misma dirección, se alcanza la densidad de flujo máxima del núcleo y se dice que el núcleo del transformador de corriente está saturado.

Este comportamiento magnético afecta la capacidad del transformador de corriente de reproducir la corriente del primario. El cambio en el flujo causado por los imanes que cambian en la dirección que se induce el voltaje V_s , a su vez, genera la corriente I_s a través del circuito conectado. Cuando el núcleo alcanza la densidad de flujo máxima, está completamente saturado y no quedan más imanes para cambiar de dirección. Esto hace que el voltaje V_s caiga a cero, e I_s deje de fluir.

La relación entre la intensidad del campo magnético (H) y la densidad de flujo magnético (B) está dada por la curva B-H del núcleo, como se muestra en la figura 3.2. Diferentes tipos de materiales del núcleo tienen diferentes curvas B-H, que dependen de la capacidad del material para soportar un campo magnético.

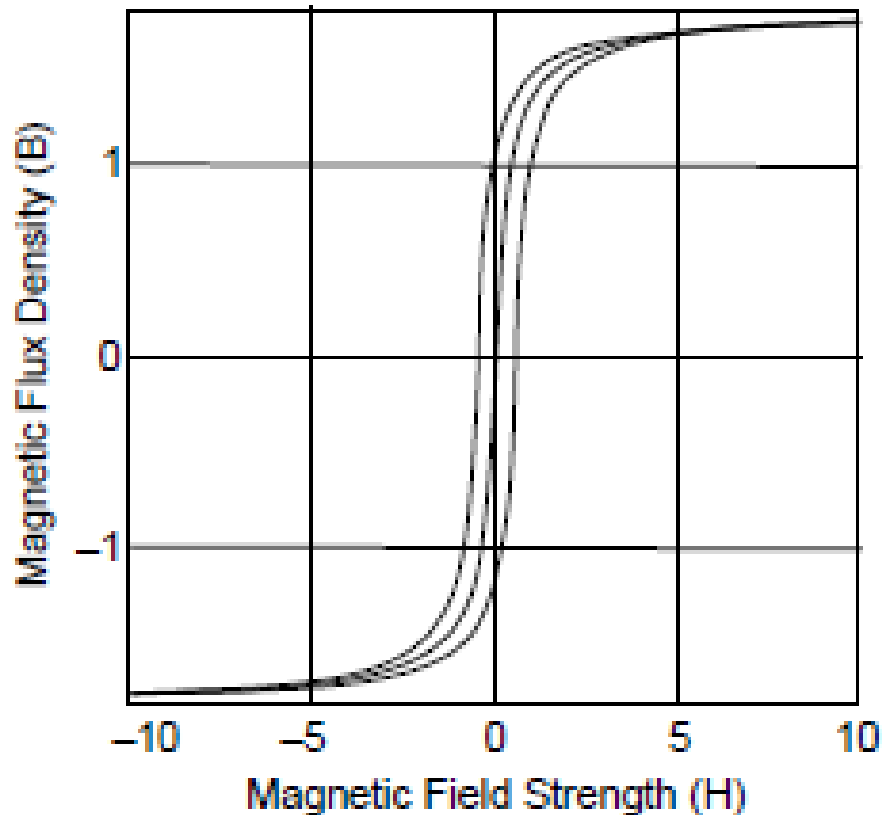


Figura. 3.2 Curva B-H.

3.4 Formas de saturación

La saturación del transformador de corriente puede ocurrir en dos formas: saturación simétrica y saturación asimétrica [1].

3.4.1 Saturación simétrica

La saturación simétrica es el resultado de una corriente primaria simétrica que se aplica al transformador de corriente. La figura. 3.3 muestra un ejemplo de la corriente primaria (I_p) y la corriente secundaria (I_s) de un transformador de corriente durante la saturación simétrica. Idealmente, antes de que se aplique la corriente en el punto a, los imanes en el núcleo se alinean en direcciones aleatorias.



Entre los puntos a y b, cuando la I_p comienza a fluir en el primer medio ciclo positivo, los imanes comienzan a alinearse en la dirección positiva. Debido a que hay un cambio en el flujo durante este tiempo, I_s coincide exactamente con I_p (suponiendo una relación de transformación de 1:1).

Antes de que termine el medio ciclo positivo, en el punto b, todos los imanes disponibles en el núcleo se alinean en la dirección positiva, y el núcleo ha alcanzado la densidad de flujo máxima (saturación). En este punto, aunque el I_p continúa fluyendo, no hay más cambio en el flujo, V_s cae a cero e I_s cae a cero. I_s permanece en cero hasta que I_p comience a fluir en la dirección negativa, invirtiendo el campo magnético. Este flujo negativo, que comienza en el punto c, hace que los imanes comiencen a alinearse en la dirección negativa. Este flujo cambiante permite la generación de voltaje V_s y permite que I_s siga I_p nuevamente hasta que todos los imanes estén alineados en la dirección negativa en el punto d. Debido a que se ha alcanzado de nuevo la densidad de flujo máxima (saturación), V_s e I_s vuelven a caer a cero.

El ejemplo en la figura. 3.3 se muestra la corriente primaria disminuyendo en magnitud en cada ciclo. El objetivo de esto es mostrar que, si la magnitud de la corriente primaria disminuye, el transformador de corriente tendrá menos saturación. La magnitud del segundo ciclo de la figura. 3.3 genera un campo magnético más débil, que requiere una menor densidad de flujo para replicar la corriente correctamente. Debido a que se utilizan menos imanes, I_s replica confiablemente I_p por un tiempo más largo hasta que todos los imanes estén alineados. En el tercer ciclo, la magnitud de I_p se ha reducido hasta el punto en que el transformador de corriente no se satura y replica la corriente correctamente.

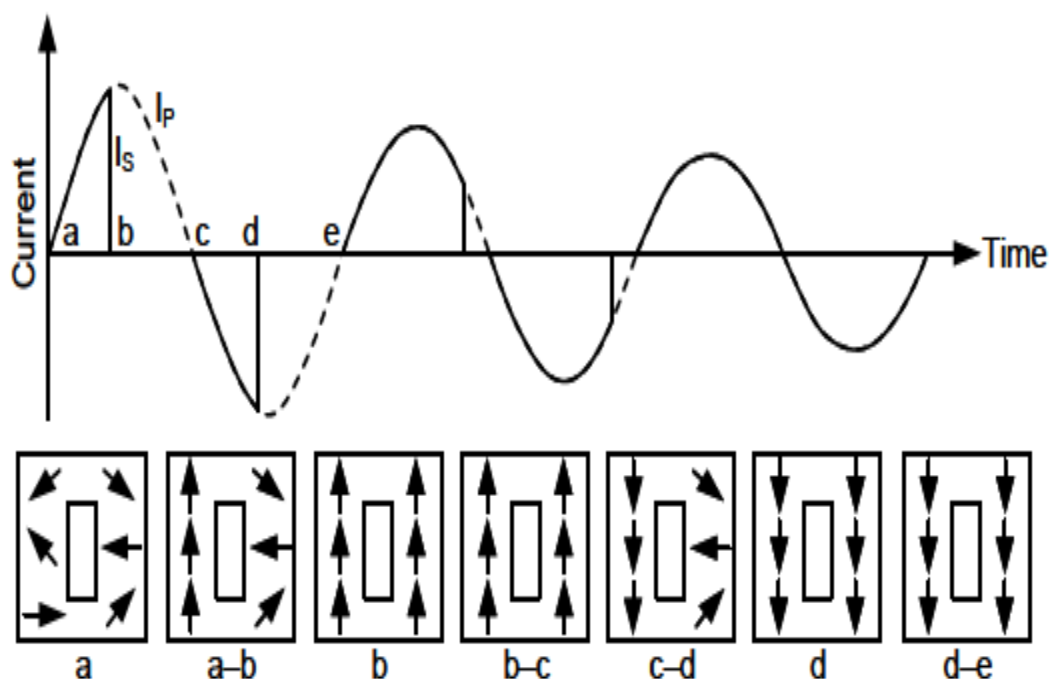


Figura 3.3. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo durante la saturación simétrica.

3.4.2 Saturación asimétrica

La otra forma de saturación es la saturación asimétrica y resulta de altos niveles de desplazamiento de corriente directa en la corriente sinusoidal primaria que se aplica al transformador de corriente. Los picos de corriente no son simétricos con respecto al eje horizontal. El desplazamiento de corriente directa es cuando hay más área debajo de la curva por encima del cruce por cero que por debajo del cruce por cero (o viceversa). La figura. 3.4 muestra cómo una forma de onda con desplazamiento corriente directa puede provocar que un transformador de corriente se sature rápidamente. Desde los puntos a hasta b, todos los imanes se alinean en la dirección positiva y el transformador de corriente no está saturado. Cuando la I_p se vuelve negativa, de los puntos b y c, los imanes comienzan a cambiar de dirección y se alinean en la dirección negativa. Debido a que existe una cantidad tan pequeña de área debajo de la curva entre los puntos b y c, no muchos de los imanes se alinearon en la dirección negativa cuando la corriente I_p se remonta por encima del cruce por cero (punto c) y se ven forzados a alinearse en la dirección positiva de nuevo. Finalmente, en el Punto

d, todos los imanes disponibles se alinean en la dirección positiva y el núcleo se satura. El desplazamiento de corriente directa, no la magnitud de la corriente de falla en sí misma, es lo que causa la saturación. El hecho de que el I_p no esté por debajo del cruce por cero el tiempo suficiente para reiniciar los imanes en la dirección opuesta es lo que causa la saturación. Observe que a medida que el componente de corriente directa se descompone, el transformador de corriente comienza a salir de la saturación.

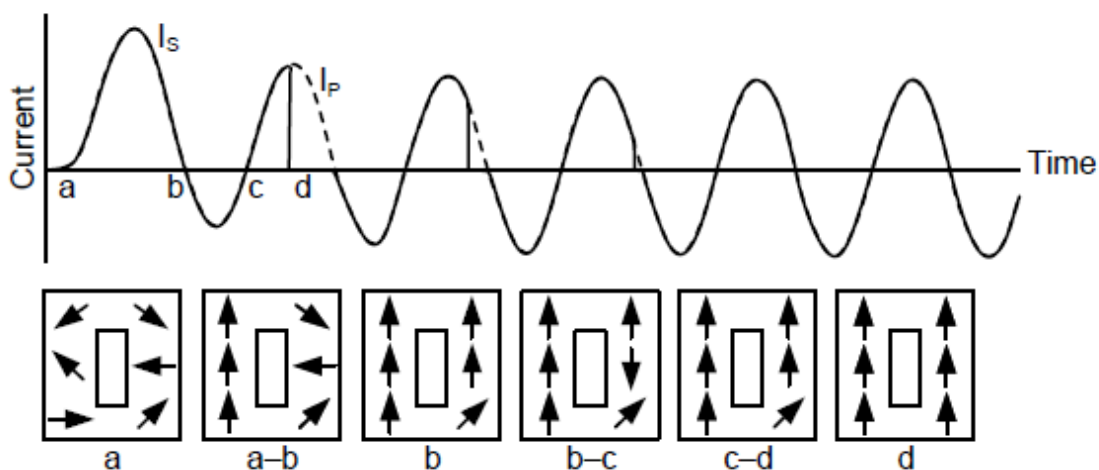


Figura 3.4. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo durante la saturación asimétrica.

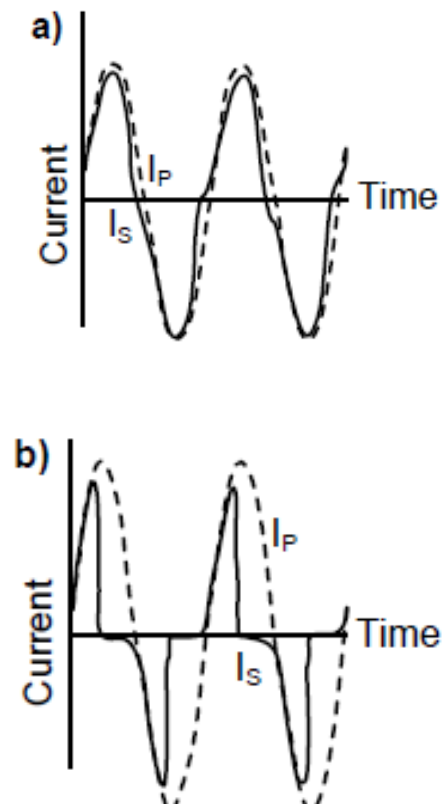
El tiempo que tarda un transformador de corriente en saturarse puede variar según la magnitud de la corriente, el desplazamiento de corriente directa, la relación X/R , la carga (burden) y la remanencia en el núcleo magnético.

La saturación simétrica normalmente ocurre dentro del primer medio ciclo después del inicio de la falla, mientras que la saturación asimétrica puede tomar varios ciclos para ocurrir. Debido a que no es necesario que la magnitud de la corriente sea tan alta para que ocurra la saturación asimétrica, generalmente la densidad de flujo tarda más en alcanzar su valor máximo.

3.5 Niveles de saturación

No todas las formas de onda saturadas son tan obvias para el ojo como la forma de onda de la figura 3.3, que tiene bordes filosos y fragmentos faltantes.

Con bajos niveles de saturación, una forma de onda saturada puede ser difícil de detectar. La figura 3.5 muestra formas de onda de un transformador de corriente con niveles de saturación simétrica ligeros, medios y pesados [3].



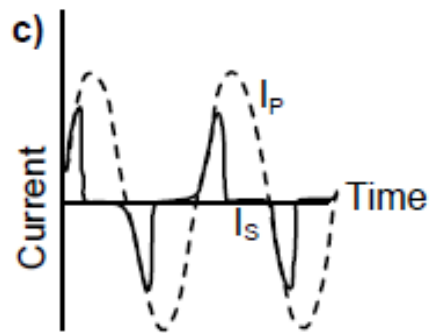


Figura. 3.5. (a) saturación baja, (b) saturación media (c) saturación alta.

3.6 Formas de onda de la corriente secundarias durante la saturación del transformador de corriente

La forma de onda de la corriente secundaria I_s durante la saturación depende del tipo de carga conectada al secundario del transformador de corriente. La figura 3.6 muestra la forma de onda con una carga puramente resistiva en comparación con una carga que tiene componentes resistivos y reactivos de magnitudes similares. La diferencia en la forma de onda se debe al hecho de que la corriente a través de una carga inductiva no puede cambiar instantáneamente, por lo que toma un tiempo para que la corriente decaiga.

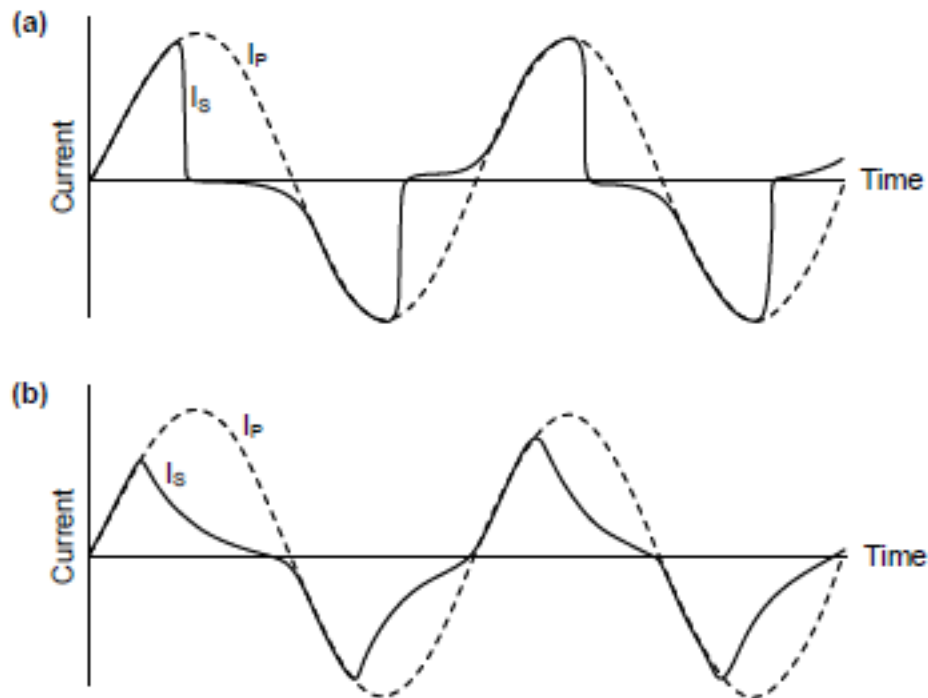


Figura. 3.6. Formas de onda saturadas para (a) cargas resistivas y (b) resistivas-inductivas.

3.7 Remanencia

Si un transformador de corriente ha alcanzado la saturación y se abre un interruptor para eliminar la corriente primaria, esperaríamos que el campo magnético (H) desapareciera y la densidad de flujo (B) se redujera a cero.

Sin embargo, la densidad de flujo no llega por completo a cero cuando la corriente primaria deja de fluir. Cuando se elimina la corriente primaria, el flujo magnético deja de cambiar y los imanes en el núcleo permanecen en su orientación actual. Los imanes no se moverán nuevamente hasta que estén expuestos a otro campo magnético cambiante. La cantidad de densidad de flujo restante en el núcleo se llama remanencia. El hecho de que los imanes sigan apuntando en la dirección del último campo magnético le da al núcleo "memoria" (como un imán permanente). Esta remanencia



permanece en el núcleo hasta que se vuelva a aplicar la corriente primaria. Si la corriente reaplicada es opuesta en polaridad con respecto al original, la densidad de flujo se crea en la dirección opuesta a la remanencia anterior.

El ejemplo de un interruptor que se abre para eliminar la corriente primaria es exactamente lo que sucede cuando un relevador dispara un interruptor de circuito durante una falla. Recuerde que cuando un interruptor funciona, la corriente se interrumpe en un cruce por cero.

Si un interruptor se dispara durante la corriente simétrica, no hay densidad de flujo en el núcleo en el punto del cruce por cero, lo que significa que no habrá remanencia después de que se abra el interruptor (sin tener en cuenta la histéresis y la remanencia anterior). Sin embargo, si un interruptor se dispara durante una corriente asimétrica (cuando está presente un transitorio de corriente), hay una densidad de flujo positiva o negativa en el núcleo cuando ocurre el cruce por cero actual. Esta remanencia permanece en los transformadores de corriente después de que se abre el interruptor y afectará su comportamiento la próxima vez que sean energizados. La remanencia puede ayudar u obstaculizar el rendimiento de un transformador de corriente, dependiendo de si la remanencia es de la misma polaridad o polaridad opuesta a la siguiente corriente que mide el transformador de corriente. Toma más tiempo para que el transformador de corriente se sature si la remanencia es de polaridad opuesta a la corriente y toma menos tiempo si es de la misma polaridad.

La única forma de eliminar esta remanencia es desmagnetizando el transformador de corriente. La desmagnetización se puede realizar aplicando corriente nominal primaria y carga variable a los terminales secundarios del transformador de corriente. El único momento conveniente para realizar la desmagnetización del transformador de corriente es durante el mantenimiento del sistema, pero en la práctica casi nunca se realiza. El efecto de la remanencia en la saturación del transformador de corriente se muestra en la figura 3.7.

En este ejemplo, el transformador de corriente está dimensionado para manejar perfectamente una señal de corriente alterna de una cierta magnitud sin saturación. Además, queda algo de remanencia en el núcleo del transformador de corriente. Antes de que se aplique la corriente, entre los puntos a y b, algunos de los imanes en el núcleo

ya están alineados en la dirección positiva debido a la remanencia. Entre los puntos b y c, como I_p comienza a fluir en el primer medio ciclo positivo, los imanes restantes también se alinean en la dirección positiva. Debido a que hay un cambio en el flujo durante este tiempo, I_s coincide con I_p dividido por la relación de vueltas. Antes de que termine el medio ciclo positivo, en el punto c, todos los imanes disponibles en el núcleo se alinean en la dirección positiva y el núcleo ha alcanzado la saturación. En este punto, aunque I_p continúa fluyendo, no hay más cambios en el flujo y V_s e I_s caen a cero. I_s permanece en cero hasta que I_p comience a fluir en la dirección negativa, invirtiendo el campo magnético y permitiendo que el flujo se acumule en la dirección opuesta. Esto ocurre en el Punto d, donde los imanes comienzan a alinearse en la dirección negativa y el flujo cambiante permite que I_s siga a I_p otra vez. Para cuando I_p alcanza su pico negativo en el Punto e, solo la mitad del flujo máximo del núcleo está alineado en la dirección negativa. Esto permite que I_s continúe siguiendo I_p hasta que todos los imanes estén alineados en la dirección negativa, en el punto f. Aunque volvimos a alcanzar la densidad de flujo máxima, aquí es donde la dirección I_p cambia de dirección y comenzamos a acumular flujo en la dirección positiva.

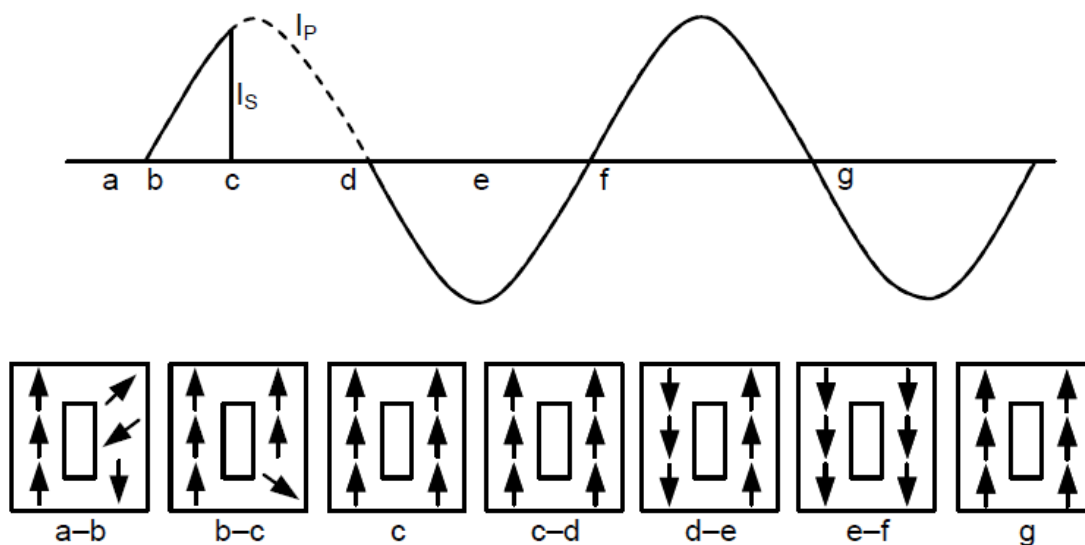


Figura. 3.7. Corrientes primarias, corrientes secundarias y dipolos magnéticos en el núcleo con remanencia.

Como podemos ver en este ejemplo, la saturación como resultado de la remanencia es de corta duración, dura aproximadamente medio ciclo. Debido a este corto tiempo de

saturación, la remanencia tiene poco efecto sobre los algoritmos de protección estándar y normalmente se omiten en los cálculos de saturación de transformadores de corriente [4], [5]. Cualquier algoritmo de relevadores que funcione más rápido que esto debería incluir algún nivel de protección incorporada contra la saturación de los transformadores de corriente.

3.8 Modelado del transformador de corriente clase C

Podemos representar el comportamiento de un transformador de corriente de clase C figura 3.8a con el circuito equivalente simplificado que se muestra en la figura 3.8b.

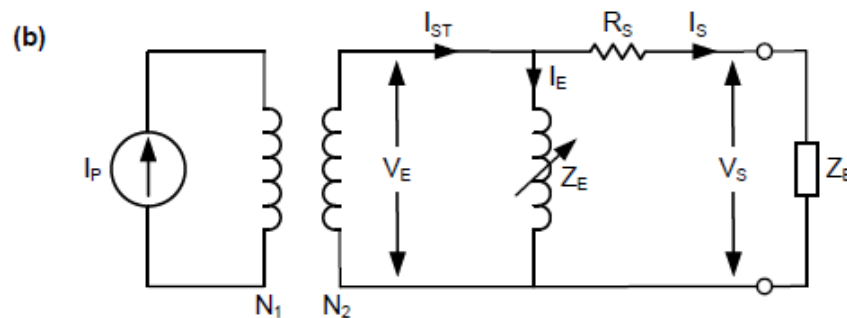


Figura. 3.8. Circuito equivalente de un transformador de corriente clase C.

Donde:

I_P	Corriente primaria
I_S	Corriente secundaria
V_S	Voltaje en terminales del secundario
N_1, N_2	Relación de espiras del Transformador de corriente
I_{ST}	La corriente primaria dividida por la relación de transformación del transformador de corriente
Z_B	La carga o burden e incluye la impedancia del relevador y la impedancia de los cables
R_S	Resistencia del devanado secundario
Z_E	Reactancia variable
I_E	Corriente de excitación
V_E	Voltaje de excitación



El comportamiento de magnetización del núcleo del transformador de corriente está representado por una reactancia variable, Z_E . Esta impedancia cambia a medida que el transformador de corriente se satura, lo que da como resultado una variación del voltaje de excitación secundaria V_E y una variación de la corriente de excitación I_E . (Aunque Z_E tiene técnicamente un componente real y reactivo, la mayoría de los análisis del transformador de corriente son válidos al omitir los ángulos de las impedancias).

En el circuito equivalente del transformador de corriente en la figura 3.8, la fuente de corriente constante I_p impulsa a la corriente secundaria total I_{ST} según lo determinado por la relación de vueltas. I_{ST} es la corriente que se mide por la carga si el transformador de corriente es ideal. Sin embargo, debemos tener en cuenta que el comportamiento de magnetización del núcleo del transformador de corriente está representado por la impedancia variable Z_E . Debido a que la magnetización no es lineal, se deben usar diferentes valores de impedancia (Z_E) para diferentes estados de operación (condiciones normales y condiciones de saturación).

Se puede pensar que Z_E como una impedancia variable que cambia con la densidad de flujo. Tiene un valor muy alto en condiciones normales y un valor muy bajo (básicamente un cortocircuito) cuando el transformador de corriente está saturado. La corriente de excitación (I_E) es la corriente que se pierde a través de la rama de magnetización y corresponde al error. También podemos referirnos a esto como "error de corriente". I_E es pequeña cuando la impedancia de Z_E es grande (en condiciones normales) y grande cuando la impedancia de Z_E es pequeña (durante la saturación). La corriente medida por la carga (I_s) es lo que queda de la corriente (I_{ST}) después de que la corriente de error (I_E) se pierde a través de la impedancia de magnetización (Z_E). Por lo tanto, la corriente que ve el relevador es precisa durante tiempos de alta impedancia de Z_E (corriente de error baja), y es mucho más baja de lo esperado durante tiempos de baja impedancia de Z_E (corriente de alto error). Este comportamiento nos da la forma de onda de saturación clásica que se muestra en la figura 3.3.

La figura 3.9, adaptada de [6], explica el proceso de saturación en el dominio del tiempo. El gráfico en el Cuadrante III muestra la corriente primaria I_p que se aplica al transformador de corriente. El gráfico en el cuadrante II muestra la densidad de flujo a lo largo del tiempo. En el tiempo t_0 , cuando el transformador de corriente se energiza

por primera vez, la densidad de flujo comienza a aumentar a partir del valor remanente que quedó en el transformador de corriente en la última desenergización.

La densidad de flujo continúa aumentando en el transformador de corriente durante el medio ciclo positivo y disminuye durante el medio ciclo negativo. El tiempo t_3 es el punto de máxima densidad de flujo, cuando el transformador de corriente está completamente saturado. El gráfico en el cuadrante IV muestra la corriente de excitación (error) con respecto al tiempo.

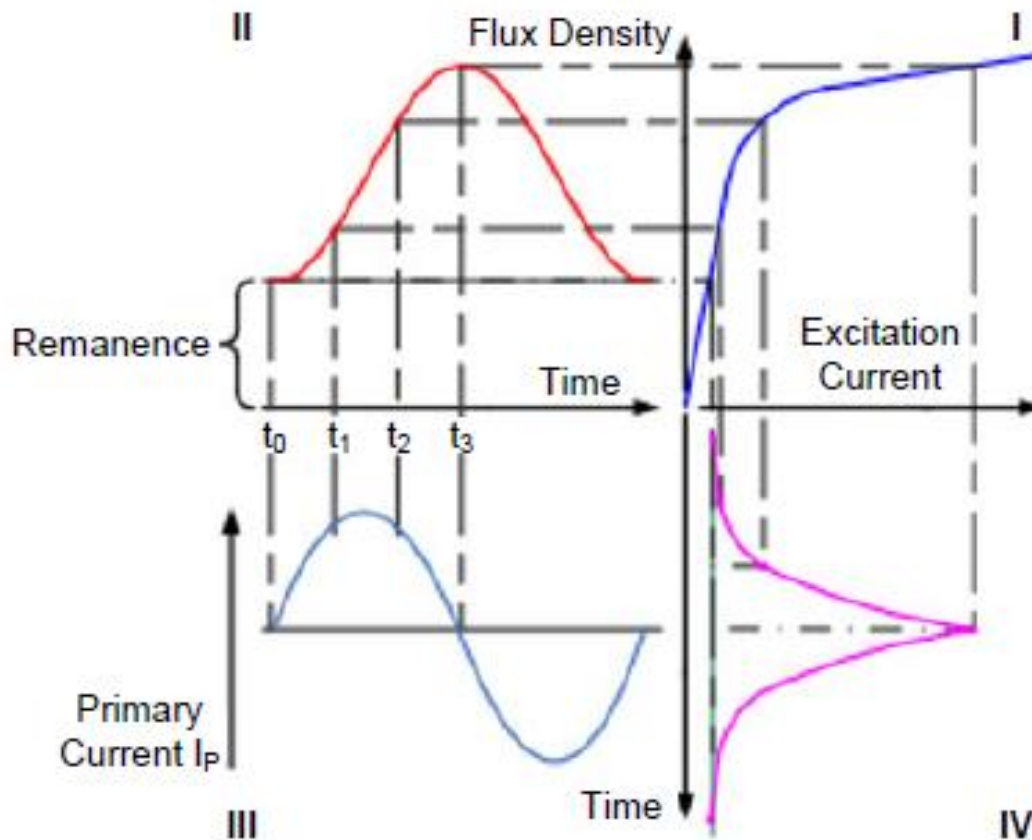


Figura. 3.9. Relación entre la corriente primaria, la densidad de flujo del núcleo y la corriente de excitación o corriente error en un CT.



La máxima corriente de excitación ocurre en el punto de máxima densidad de flujo. La gráfica en el cuadrante I muestra la densidad de flujo frente a la corriente de excitación y se compone de la intersección de puntos entre el gráfico en el cuadrante II y el cuadrante IV. La gráfica en el cuadrante I no depende del tiempo, sino que simplemente muestra la cantidad de corriente de excitación que se mide para una densidad de flujo dada.

La gráfica muestra que cuando la densidad de flujo es baja, la corriente de excitación (error) es baja (porque Z_E es un valor alto). A medida que la densidad de flujo aumenta y el transformador de corriente se aproxima a la saturación, la corriente de excitación aumenta sustancialmente (porque Z_E es un valor más bajo), lo que significa que habrá menos corriente disponible para la carga. La gráfica en el cuadrante I corresponde directamente a la curva B - H de la figura. 3.2, donde la corriente de excitación I_E es proporcional a la intensidad del campo magnético H.

La densidad de flujo en la figura 3.9 es directamente proporcional tanto al flujo como a la tensión de excitación V_E . Por lo tanto, podemos interpretar la gráfica en el cuadrante I como la relación instantánea entre V_E e I_E , y utilizarlo para comprender la impedancia variable de la rama de excitación del transformador de corriente (Z_E). La pendiente de la curva es la proporción de V_E / I_E , la ley de Ohm nos permite caracterizar como Z_E . Podemos visualizar fácilmente que la curva se compone de dos secciones lineales y que el punto de la rodilla es donde las dos secciones lineales se interceptan. La parte de la curva, donde la relación de V_E / I_E es alta (Z_E es alta), representa donde el núcleo no está saturado. Esto se llama la región de la curva de reactancia de núcleo de hierro. La parte de la curva, donde la relación de V_E / I_E es baja (Z_E es baja), representa donde el núcleo está saturado. Esto se conoce como la región de la curva de reactancia del núcleo de aire porque el núcleo de hierro saturado no tiene mejor permeabilidad que el aire.

3.9 Curva de excitación

Ser capaz de interpretar la gráfica clásica del punto de inflexión (excitación) de un transformador de corriente es una parte integral de la comprensión de la saturación del transformador de corriente. Las secciones anteriores explican lo que sucede cuando un transformador de corriente se satura en el dominio del tiempo y por qué la saturación

del transformador de corriente produce ondas secundarias como las de la figura. 3.5. Sin embargo, a veces es útil pensar en términos de cantidades rms en lugar de formas de onda en el dominio del tiempo.

El gráfico de excitación en la figura 3.10 muestra la relación entre el voltaje del terminal secundario V_s y la corriente de excitación (error) I_E de un transformador de corriente en cantidades rms. En otras palabras, el gráfico muestra lo que leeríamos si variamos la magnitud de la corriente alterna en el primario del transformador de corriente y de alguna manera pudiéramos medir el voltaje V_s y la corriente I_E con un medidor rms.

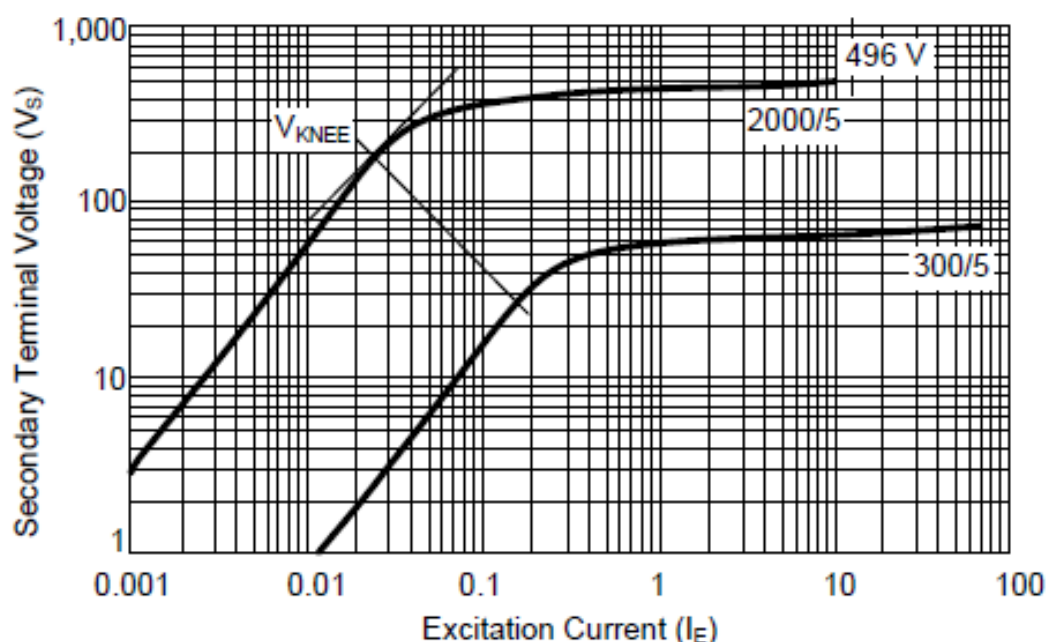


Fig. 3.10. Curva de excitación de un transformador de corriente clase C400.

Las gráficas de excitación se desarrollan a partir de los cálculos en la fábrica y especifican el rendimiento mínimo garantizado, no los verdaderos valores medibles. Los gráficos para transformadores de corriente multirelación muestran líneas múltiples, una para cada tap o derivación del devanado. La figura 3.10 muestra las derivaciones más alta y más baja de un C400, 2000/5 de un transformador de corriente multirelación.



La impedancia de magnetización Z_E se puede estimar en cualquier punto del gráfico dividiendo V_s por el valor correspondiente para I_E . Esta es una estimación porque el verdadero cálculo para Z_E sería V_E / I_E , que consideraría la caída de tensión en R_s . Esta estimación da como resultado valores para Z_E que varían de forma no lineal. Los valores en el gráfico de excitación son todos valores rms. En realidad, Z_E , V_E , V_s e I_E cambian continuamente con cada valor instantáneo durante un ciclo del sistema eléctrico de potencia.

Se puede realizar una prueba simple para obtener el gráfico de excitación de un transformador de corriente. Con el primario del transformador de corriente abierto, un usuario puede aplicar un voltaje conocido V_s a través de las terminales del secundario y medir el I_s actual. Cuando el primario está abierto, $I_s = I_E$. El usuario puede trazar V_s frente a I_E para varios valores de V_s .

Utilizando el gráfico de la figura 3.10 para la relación 2000/5, y el circuito equivalente del transformador de corriente de la figura 3.8, podemos analizar cómo se comporta el transformador de corriente durante diferentes condiciones de operación (normal vs saturación). Para simplificar, estos ejemplos se omitirá la resistencia secundaria R_S del transformador de corriente.

3.10 Operación de un transformador de corriente en condiciones normales

El área de operación normal se encuentra a lo largo de la porción lineal de la pendiente de la curva de excitación, donde I_E y V_s aumentan proporcionalmente entre sí. Seleccionamos un punto aleatorio en la línea en esta región como ($I_E = 0.01$ A, $V_s = 60$ V) y aplicamos estos valores a nuestro circuito equivalente, como se muestra en la figura 3.11. Porque estamos omitiendo R_s , $V_E = 60$ V, y luego resolvemos para $Z_E = 6,000 \Omega$, que es una impedancia muy alta. Si conectamos una carga de 4 ohmios, podemos resolver $I_s = 15$ A e $I_{ST} = 15.01$ A.

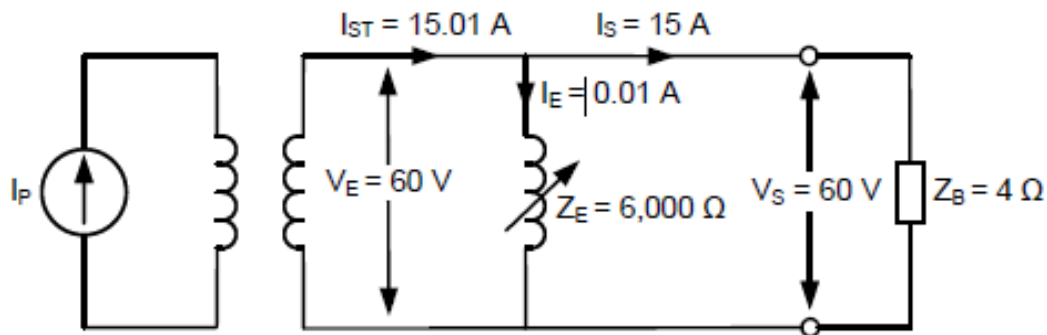


Figura 3.11. Circuito equivalente del transformador de corriente en operación normal.

Debido a que la corriente de excitación I_E (error) es tan pequeña, la corriente de relación (I_{ST}) es muy cercana a la corriente que realmente ve la carga (I_S), lo que significa que el transformador de corriente se está comportando correctamente.

3.11 Operación de un transformador de corriente en condiciones de saturación

El área de saturación se encuentra a lo largo de la porción donde el comportamiento es no lineal, donde un pequeño cambio en V_S da como resultado un cambio muy grande en I_E . Seleccionamos un punto aleatorio en la línea en esta región como ($I_E = 10$ A, $V_S = 496$ V) y aplicamos estos valores al circuito equivalente, como se muestra en la figura 3.12. Porque estamos omitiendo R_S , $V_E = 496$ V, y luego resolvemos para $Z_E = 49.6$ Ω, que es una impedancia muy pequeña. Si conectamos una carga de 4 Ω, podemos resolver $I_S = 124$ A e $I_{ST} = 134$ A. Vemos que debido a que la corriente de error es tan grande, la corriente (I_{ST}) no es la corriente que realmente ve la carga (I_S), lo que significa que el transformador de corriente se está comportando mal.

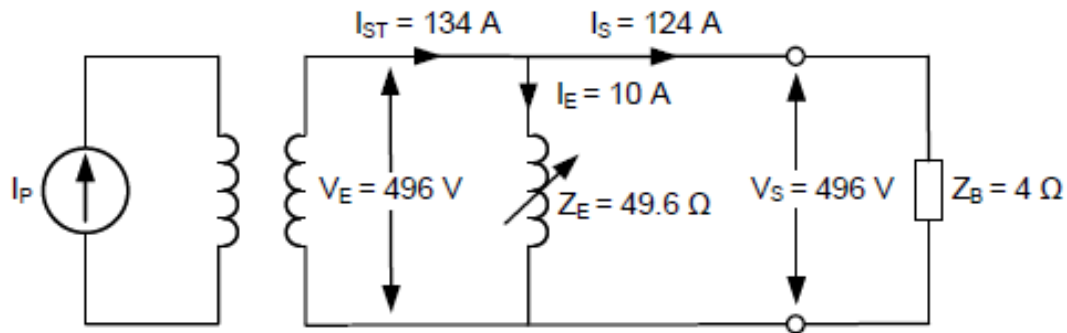


Figura 3.12. Circuito equivalente de un Transformador de corriente saturado.

La forma de la curva de excitación confirma lo que está sucediendo magnéticamente cuando se satura un transformador de corriente. V_S es generado por el campo magnético de la corriente que fluye en el devanado primario. Si se omite la resistencia del devanado secundario del transformador de corriente, $V_S = V_E$. Del análisis en el dominio tiempo se determinó que la forma de onda cuando el transformador de corriente está saturado (altos niveles de V_E), la corriente se desvía de la carga hacia la rama de magnetización. Si esto ocurre en un gran porcentaje de la forma de onda, podemos esperar una mayor corriente rms para I_E .

El transformador de corriente de 2000/5 en la figura 3.10 tiene un V_S máximo de 496 V. Esto significa que no importa cuánta corriente primaria ingrese en al transformador de corriente, el campo magnético resultante solo puede producir un voltaje tan alto como 496 V en el devanado secundario. Este voltaje está limitado por la cantidad de material del núcleo y, por lo tanto, dipolos magnéticos disponibles en el transformador de corriente. Un transformador de corriente con un núcleo más grande es capaz de soportar un voltaje más alto y tiene una calificación más alta.

3.12 Voltaje de rodilla de un transformador de corriente

IEEE define el punto de inflexión de la curva de excitación como el voltaje en el punto donde una línea de 45 grados es tangente a la curva. Esto se muestra en la figura 3.13 y da como resultado un voltaje de punto de inflexión de 200 V para el transformador de corriente de 2000/5. El punto de inflexión de la curva se define dónde comienza a

mostrar el comportamiento no lineal, es decir, donde comienza la saturación del núcleo. Sin embargo, la saturación no se define en el punto en que comienza, sino en el punto donde el error de relación del transformador de corriente comienza a exceder el 10 por ciento [2]. El punto de saturación no es el mismo que el voltaje en el punto de inflexión. El voltaje en el punto de inflexión es típicamente 46 por ciento del voltaje de saturación [8].

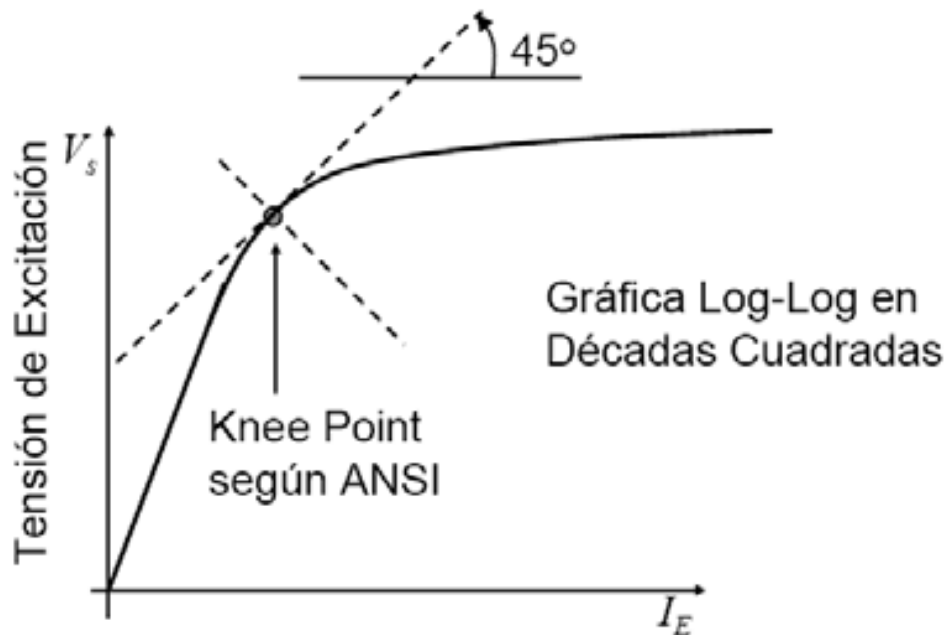


Figura 3.13. Voltaje de rodilla conforme a la norma IEEE.

Para la norma IEC, la tensión en el punto de rodilla se define como el punto de intersección de dos rectas en un gráfico doble logarítmico, tal como se muestra en la figura 3.14. Una de ellas es la prolongación de la parte lineal (proporcional) de la curva del transformador de corriente 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

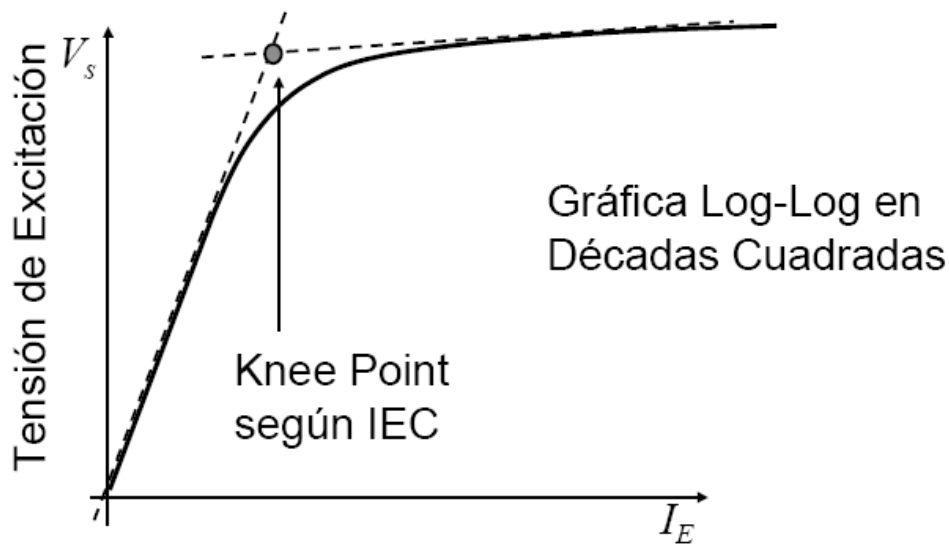


Figura 3.14. Voltaje de rodilla conforme a la norma IEC.

3.13 Clase de precisión TC

La precisión del transformador de corriente a menudo se discute utilizando el error de relación del transformador de corriente y la clasificación de voltaje terminal.

3.14 Error de relación

La corriente de excitación (error) del transformador de corriente (I_E) es la diferencia entre la corriente de relación (I_{sr}) y la corriente secundaria que ve la carga (I_s). La precisión de un transformador de corriente se define como la medida en que la corriente en el circuito secundario reproduce la corriente del circuito primario en la proporción indicada por la relación marcada [2].

Hay dos formas de medir la precisión de un transformador de corriente:

- prueba directa
- prueba indirecta.



La prueba directa se realiza inyectando una corriente primaria en el transformador de corriente y calculando la diferencia entre la corriente primaria inyectada y corriente secundaria medida en las terminales (después de tener en cuenta la relación marcada). Aunque esta es la forma más simple y precisa de probar la precisión del transformador de corriente, no es práctico para transformadores corriente para protección porque las magnitudes de corriente extremadamente altas que se requieren inyectar en el primario para alcanzar 20 veces el valor nominal son difíciles de generar.

La prueba indirecta se describe en [9]. Primero, se calcula V_E equivalente para una I_s y la carga total ($Z_B + R_s$). Con el primario en circuito abierto, se inyecta (V_s) en las terminales del secundario del transformador de corriente y mida la corriente de excitación I_E . Utilizando la fórmula (3.1) calcular el porcentaje de error de relación. La saturación ocurre cuando el error de relación de transformador de corriente excede el 10 por ciento.

$$Error\ RTC(\%) = \frac{I_E}{I_s} \cdot 100 \quad (3.1)$$

3.15 Clasificación de voltaje terminal

La mayoría de los transformadores de corriente para protección en los Estados Unidos son ANSI Clase C. Para clasificarse como un transformador de corriente de Clase C, el transformador de corriente debe construirse de modo que tenga un flujo de fuga insignificante. Si se puede omitir el flujo de fuga, el rendimiento del transformador de corriente puede determinarse mediante cálculo (Clase C). Generalmente, esto requiere que el transformador de corriente esté construido con un núcleo toroidal con arena y un embobinado totalmente distribuido y un único bobinado primario, como se muestra en la figura. 3.8. El transformador de corriente genérico mostrado en la figura. 3.1 se consideraría una Clase T porque el flujo de fuga en un transformador de corriente construido de esta forma no puede ser despreciado.

La clase T significa que el rendimiento del transformador de corriente solo se puede determinar con precisión mediante prueba.



El número que sigue a la letra C es la clasificación de voltaje del terminal secundario. IEEE define la clasificación de voltaje del terminal secundario como "la tensión secundaria del transformador de corriente que entregará el transformador de corriente cuando está conectada a una carga secundaria estándar, a 20 veces la corriente secundaria nominal, sin exceder un error de relación del 10%" [2].

El voltaje V_s más alto que el núcleo soportará sin entrar en una saturación significativa y asume una corriente simétrica estable (sin desplazamiento de corriente directa). Un aumento en la corriente primaria que intenta forzar un voltaje más allá de este punto simplemente da como resultado una mayor corriente de error y un aumento muy pequeño y desproporcionado de la corriente entregada a la carga. La definición también establece que, suponiendo un transformador de corriente nominal de 5 A, el transformador de corriente entregara 100 Amperes a una carga estándar cuando V_s coincide con la clasificación de voltaje del transformador de corriente.

IEEE define cargas estándar de transformadores de corriente para aplicaciones en relevadores como 1, 2, 4 y 8 Ω . En consecuencia, las clasificaciones de tensión estándar para los relevadores nominales de relevadores de 5 A son C100, C200, C400 y C800 (20 veces la corriente secundaria nominal de 5 A) [9]. Por ejemplo, una clase de precisión C400 en un transformador de corriente de 5 A significa que el error de relación no excederá el 10 por ciento para cualquier corriente de hasta 100 A secundaria (20 veces la corriente nominal) siempre que la carga no supere la carga estándar de 4 Ω .

A partir de esta definición, la clasificación de voltaje de un transformador de corriente define el voltaje V_s , la carga Z_B e I_s en el ejemplo que se muestra en la figura 3.15 para un transformador de corriente de C400, 5 A. La definición también nos dice que, a esta tensión, el error de relación (I_E / I_s) es un máximo del 10 por ciento. Si suponemos que este es el peor caso, entonces I_E debe ser igual a 10 A. Entonces podemos calcular de nuevo para encontrar $I_{ST} = 110$ A, que es la corriente primaria dividida por la razón de vueltas. Si vamos más allá de esto, empezaremos a tener más del 10 por ciento de error en la salida, y la corriente que lee la carga conectada no será confiable.

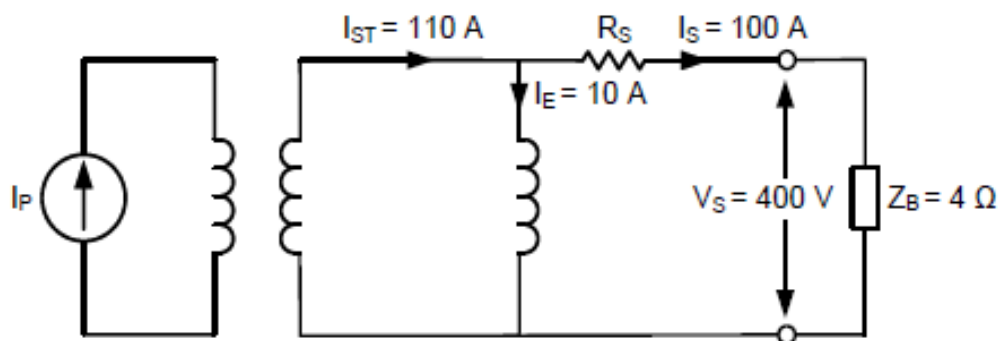


Figura. 3.15. Circuito equivalente de un TC C400, 5 A.

Del mismo modo, al aumentar la carga Z_B a un valor mayor que la carga estándar también se producirá un aumento del error. Comúnmente se aplica una regla empírica para evitar un error de saturación simétrico superior al 10% es utilizar una carga igual o inferior a la carga estándar y garantizar que la corriente de falla secundaria en el peor de los casos sea inferior a 100 A.

IEEE define las clasificaciones de voltaje un transformador de corriente como C100, C200, C400 y C800. Debido a que las clasificaciones se definen en niveles de voltaje específicos, no todos los transformadores de corriente con la misma clasificación de voltaje se fabrican iguales. Por ejemplo, un transformador de corriente con un voltaje de terminal de 810 V y un transformador de corriente con un voltaje de terminal de 1,000 V se clasificarían ambos como C800. El transformador de corriente con la gráfica de excitación que se muestra en la figura 3.10 tiene un voltaje terminal secundario de 496 V con una corriente de excitación o error de 10 A, que lo clasificaría como un C400.

Es importante tener en cuenta que estas clasificaciones de voltaje solo se aplican a la relación del devanado total del transformador de corriente, y al seleccionar una relación menor se reduce su precisión. Debido a que ambos devanados se distribuyen alrededor del mismo núcleo, están sujetos al mismo flujo y el voltaje inducido en cada vuelta de cualquier devanado es el mismo. Es decir, los volts máximos por vuelta que el transformador de corriente puede soportar sin saturación simétrica se fijan mediante el área de la sección transversal del núcleo. Si optamos por seleccionar una relación menor, habrá menos voltaje disponible en las terminales porque no todos los giros



disponibles están conectados a la carga. En la figura 3.10, por ejemplo, se puede ver que la derivación 300/5 del transformador de corriente tiene un voltaje de terminal mucho más bajo a 10 A de corriente de error que el de 2000/5. Para los transformadores de corriente de multirelación, la clasificación del voltaje de una derivación es directamente proporcional a la relación del transformador de corriente correspondiente a la derivación dividida por la relación nominal del transformador de corriente (suponiendo que los devanados estén completamente distribuidos alrededor del núcleo). Por ejemplo, si un C400, 1200/5 está funcionando en una toma de 600/5, la clasificación de voltaje en 600/5 se calcula como se muestra en (3.2).

$$V = C400 \left(\frac{600/5}{1200/5} \right) = C200 \quad (3.2)$$

Esto significa que el transformador de corriente admite una tensión de 200 V a 20 veces la corriente secundaria nominal de 100 A, lo que da como resultado una carga estándar de 2 Ω .

Una nota final sobre las clasificaciones del transformador de corriente y el punto de inflexión es: el punto de inflexión de la gráfica en la figura 3.10 es $V_s = 200$, que es la mitad de la clasificación de voltaje ANSI del TC C400. De hecho, 400 V ni siquiera está en la porción lineal de la pendiente.

El punto de inflexión solo muestra dónde el transformador de corriente comienza a ser no lineal, mientras que la calificación de IEEE define el punto de error del 10 por ciento (voltaje de saturación). La clasificación IEEE, no el punto de inflexión define el umbral para la saturación. Debido a que el voltaje del punto de inflexión normalmente es del 46 por ciento del voltaje de saturación, una regla empírica popular para evitar la saturación es garantizar que la clasificación IEEE sea el doble del voltaje terminal desarrollado por la corriente de falla máxima [8]. Esto asegura el funcionamiento cerca del punto de inflexión para la máxima corriente de falla simétrica.

3.16 Análisis del comportamiento del transformador de corriente en estado estable

La ecuación (3.3) es el criterio para evitar la saturación del transformador de corriente para corrientes de falla simétricas. Las fallas del mundo real rara vez son simétricas, por



lo que esta ecuación nunca debe usarse prácticamente para analizar el rendimiento del transformador de corriente. La ecuación (3.3) se puede usar para determinar la corriente de falla máxima permitida para una carga dada o la carga máxima permisible para una corriente de falla dada.

Los términos en (3.3) se definen de la siguiente manera:

$$\frac{I_{FALLA}}{I_{PRI}} \cdot \frac{Z_B + R_S}{Z_{B\ STD} + R_S} \leq 20 \quad (3.3)$$

I_{FALLA}	la corriente de falla máxima en amperios primarios para una falla dada
I_{PRI}	la corriente nominal primaria del transformador de corriente (por ejemplo, para una TC 2000/5, I_{PRI} es 2000)
Z_B	la carga real del circuito secundario del TC.
R_S	la resistencia interna del devanado secundario del TC
$Z_{B\ STD}$	la carga estándar del TC (por ejemplo, para un TC C800, el $Z_{B\ STD}$ es de $8\ \Omega$).

Z_B incluye tanto la impedancia del relevador conectado como la impedancia de los cables desde el transformador de corriente hasta el relevador.

Los relevadores basados en microprocesador tienen una carga insignificante, pero los relevadores electromecánicos no la tienen. La impedancia de los cables está determinada por el calibre del cable, la longitud de los cables, cómo están conectados los transformadores de corriente y el tipo de falla. El alambre de cobre # 10 AWG tiene una resistencia de $0.9989\ \Omega$ por 1,000 pies. La referencia [11] muestra cómo calcular la resistencia de otros calibres de cable.

Cuando se usa transformadores de corriente conectados en estrella y se realiza el cálculo para una falla de una sola fase a tierra, se debe usar una carga de dos vías porque la corriente de falla debe hacer un ciclo completo a través del circuito del transformador de corriente (fase y neutro) y volver al relevador.

R_S , la resistencia de devanado secundario del transformador de corriente, se especifica en la hoja de datos del transformador de corriente. El valor de R_S está directamente



relacionado con la resistencia del cable y el número de vueltas y, por lo tanto, depende de la derivación o tap para los transformadores de corriente multirelación. Z_{BSTD} es la carga estándar del transformador de corriente y debe ajustarse si el transformador de corriente no se aprovecha en su relación completa. En estos casos, la carga estándar debe multiplicarse primero por la relación del tap entre la relación total. Por ejemplo, para una TC C800, 2000/5 se selecciona la relación 1200/5, la carga estándar se muestra en (3.4). La clasificación C resultante para el TAP sería $4.8 \cdot 100 \text{ A} = \text{C480}$.

$$Z_{BSTD} = \frac{800}{20 * 5} \cdot \frac{1200}{2000} = 4.8 \ \Omega \quad (3.4)$$

Si alguno de los análisis en las subsecciones anteriores prueba que la saturación del transformador de corriente es una preocupación, existen varias soluciones prácticas que pueden usarse para mitigar la situación. La solución más obvia es usar un transformador de corriente con una clase de mayor precisión, pero a veces estos transformadores de corriente son simplemente demasiado grandes físicamente y no encajan en los requisitos de espacio dados. Otra opción es reducir la carga del transformador de corriente agregando otro conjunto de cables en paralelo. La eliminación de la carga tiene el mismo impacto en la saturación que duplicar la clase de precisión. Otra opción es usar derivaciones o Taps para duplicar la relación de vueltas. Esto tiene un impacto aún mayor, lo mismo que cuadruplicar la clase de precisión. Esto se debe a que al duplicar la relación de espiras se reduce a la mitad la corriente secundaria y se duplica la tensión disponible en las terminales del transformador de corriente para impulsar esa corriente a través de la carga conectada. Siempre que la relación de vueltas aumente, asegúrese de que las corrientes que mide el relevador durante el funcionamiento normal sigan siendo lo suficientemente altas para que la sensibilidad no se pierda.

3.17 Análisis del comportamiento del transformador de corriente en estado transitorio

Las corrientes de falla simétricas no son el único riesgo para la saturación del transformador de corriente. Las corrientes de falla con un desplazamiento de corriente directa exponencialmente decreciente, causada por la relación X / R del sistema, pueden producir una saturación del transformador de corriente significativa. No se recomienda seleccionar transformadores de corriente basados solo en la corriente de



falla simétrica porque ignora el riesgo de una fuerte saturación del transformador de corriente cuando la corriente de falla incluye compensación de corriente directa.

Para contabilizar el desplazamiento de corriente directa, podemos mejorar (3.4) incluyendo un término extra X/R , resultando en (3.5) [5]. Este término adicional es la relación X/R de todo el equivalente de Thevenin del sistema, desde la fuente hasta la falla, a través del transformador de corriente. La ecuación (3.5) solo considera el desplazamiento de corriente directa de la corriente de falla sinusoidal, no considera fuentes no sinusoidales.

$$\frac{I_{FALL}}{I_{PRI}} \cdot \frac{Z_B + R_S}{Z_{B STD} + R_S} \left(\frac{X}{R} + 1 \right) \leq 20 \quad (3.5)$$

La magnitud inicial del desplazamiento de corriente directa que se produce está determinada por el ángulo de incidencia de fallas, y el tiempo que tarda la componente de corriente directa en decaer viene determinado por la relación X/R del sistema. La ecuación (3.5) es bastante conservadora y asume un peor caso, la forma de onda completamente desplazada, que no suele ser el caso en el mundo real. Cualquier falla que no sea el peor de los casos dará como resultado una menor saturación. Por lo tanto, un valor superior a 20 en esta ecuación no significa que el transformador de corriente se saturará para esa corriente de falla, solo que podría hacerlo, suponiendo que la corriente de falla tuviera el desplazamiento en el caso más desfavorable.

3.18 Voltaje secundario (V_s)

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

$$V_s = I_F * Z_B \left(1 + \frac{X}{R} \right)$$

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

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

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

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

Pero

$$(BAN\omega)_{max} = V_s \text{ max}$$

$$V_s \text{ max} = I_F \cdot Z_B \left(1 + \frac{X}{R} \right)$$

Para evitar la saturación del transformador de corriente se debe cumplir que:

$$20 \geq \left(1 + \frac{X}{R} \right) \cdot \frac{I_{FALLA}}{I_{PRIM}} \cdot \frac{Z_B}{Z_{STD}}$$

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

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

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

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



$$20 \geq \left(1 + \frac{X}{R}\right) \cdot I_f Z_b \quad (3.6)$$

Donde:

I_f = Falla máxima en por unidad de la nominal del TC.

Z_b = Carga en por unidad de la carga estándar.

3.19 Desempeño del transformador de corriente ante transitorio

Para ilustrar el punto discutido en la sección anterior, se puede analizar dos transformadores de corriente C800 de diferentes fabricantes con dos diseños diferentes. La figura 3.16 muestra dos transformadores de corriente que están clasificados como C800 porque cada uno entrega 800 V a una carga estándar de 8Ω a 100 A de corriente secundaria. La construcción de los dos transformadores de corriente, sin embargo, es diferente. El transformador de corriente en la figura 3.16a (TC A) está construido de más cobre (RS es más pequeña) y menos hierro (VE es más baja), y el transformador de corriente en la figura 3.16b (TC B) está construido de más hierro (VE es mayor) y menos cobre (Rs es más grande).

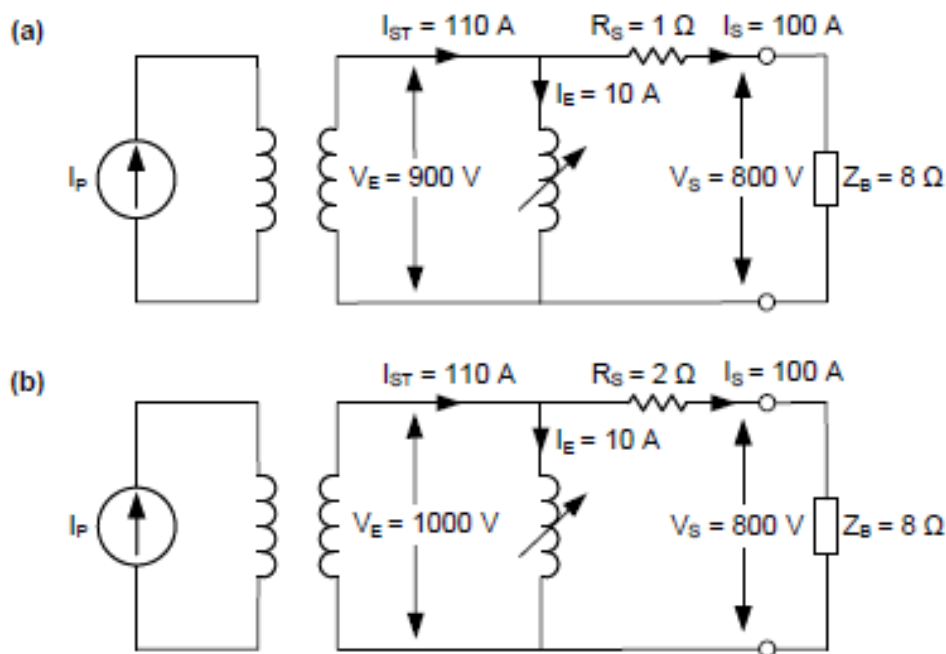


Figura 3.16. TCs C800, uno con más cobre y menos hierro (a) y uno con más hierro y menos cobre (b).

Si empleamos la fórmula (3.5) en cada transformador de corriente para la misma condición de falla, encontramos que el transformador de corriente de la figura 3.16b tiene una mayor probabilidad de saturación, incluso si las cargas son exactamente iguales.

Suponiendo que el transformador de corriente tiene las siguientes características 2000/5, C800 sometido a una falla de línea a tierra de 18,000 A con una relación X/R de 25 y una carga externa de 1,2 Ω , se obtiene que para el transformador de corriente en la figura 3.16a (R_s más pequeño):

$$\frac{18,000}{2,000} \cdot \frac{1.2\Omega + 1\Omega}{8\Omega + 1\Omega} (25 + 1) \leq 57.2 \quad (3.7)$$

Para el transformador de corriente de la figura 3.16b (R_s mayor):



$$\frac{18,000}{2,000} \cdot \frac{1.2\Omega + 2\Omega}{8\Omega + 2\Omega} (25 + 1) \leq 74.9 \quad (3.8)$$

Aunque el transformador de corriente de la figura 3.16b tiene más hierro (V_E es más alta), transitoriamente, (3.5) predice que se saturará más severamente.

3.20 ¿Qué pasa con la remanencia?

No hay forma de predecir el valor de la remanencia que puede existir en un transformador de corriente en un instante dado en el tiempo. La remanencia puede perjudicar o mejorar el comportamiento del transformador de corriente para una falla determinada. El peor caso es cuando una falla produce flujo del mismo signo que la remanencia. En este caso, el cambio de flujo requerido para saturar el transformador de corriente es igual a la diferencia entre el flujo de saturación del núcleo y la remanencia.

Independientemente de la cantidad de remanencia existente en un transformador de corriente, el efecto de la saturación solo dura aproximadamente medio ciclo. Se han realizado modificaciones a (3.5) para tener en cuenta los efectos de la remanencia mediante la reducción del transformador de corriente, pero solo son válidos para el primer medio ciclo de la falla [2]. El uso de estas modificaciones es innecesariamente conservador y, a menudo, pocos prácticos. Tenga en cuenta que, debido a la naturaleza aleatoria de la remanencia, incluso un transformador de corriente que se dimensionó correctamente con (3.5) puede saturarse momentáneamente. Esta saturación será de corta duración y tendrá poco efecto en el rendimiento de los algoritmos de los relevadores.

A pesar de las mejores intenciones, hay ciertos momentos en los que el uso de (3.5) para seleccionar los transformadores de corriente que nunca se saturarán se convierte en un ejercicio inútil. Un ejemplo de esto es en aplicaciones cerca de un bus de generación. Aquí, las relaciones X / R y las magnitudes de la corriente de falla son extremadamente altas, y por lo general es imposible evitar la saturación asimétrica incluso con los transformadores de corriente más grandes. La Referencia [2] recomienda seleccionar la clasificación práctica más alta para los transformadores de corriente y seleccionar la misma clase. De esta forma, aunque sepamos que los



transformadores de corriente se saturarán, se saturarán de la misma manera y las formas de onda saturadas se cancelarán mutuamente en el cálculo diferencial. Como no todos los transformadores con la misma clasificación de voltaje se crean iguales, es importante asegurarse de que ambos transformadores de corriente tengan la misma curva de excitación, voltaje de punto de inflexión y voltaje de terminal a 10 A de corriente de excitación.

Otro ejemplo por lo que no es posible evitar la saturación es en aplicaciones de interruptores de baja y media tensión, donde las corrientes de falla son altas y los requisitos de espacio fuerzan el uso de transformadores de corriente pequeños y de baja calidad. Consulte [12] y [13] para ver los criterios de selección para aplicaciones de baja tensión. Para obtener más información sobre cómo seleccionar del transformador de corriente para diversas aplicaciones de protección, consulte [1], [2], [7], [11], [14] y [15].

3.21 Mitigación de la saturación

Si alguno de los análisis en las subsecciones anteriores prueba que la saturación del transformador de corriente es una preocupación, existen varias soluciones prácticas que pueden usarse para mitigar la situación. La solución más obvia es usar un transformador de corriente con una clase de mayor precisión, pero a veces estos transformadores de corriente son simplemente demasiado grandes físicamente y no encajan en los requisitos de espacio dados. Otra opción es reducir la carga del transformador de corriente agregando otro conjunto de cables de transformador de corriente en paralelo. La eliminación de la carga tiene el mismo impacto en la saturación que duplicar la clase de precisión. Otra opción es usar derivaciones o taps del transformador de corriente para duplicar la relación de vueltas. Esto tiene un impacto aún mayor, lo mismo que cuadruplicar la clase de precisión. Esto se debe a que al duplicar la relación de espiras se reduce a la mitad la corriente secundaria y se duplica la tensión disponible en las terminales del transformador de corriente para impulsar esa corriente a través de la carga conectada. Siempre que la relación de vueltas aumente, asegúrese de que las corrientes que mide el relevador durante el funcionamiento normal sigan siendo lo suficientemente altas para que la sensibilidad no se pierda.



CAPÍTULO IV

RELEVADORES DE PROTECCIÓN

4.1 Introducción a relevadores de protección

El campo de la protección por relevadores digital comenzó con los intentos de investigar si las funciones de protección del sistema de potencia podían realizarse con una computadora digital. Estas investigaciones comenzaron en la década de 1960, un período durante el cual la computadora digital reemplazaba lenta y sistemáticamente muchas de las herramientas tradicionales de la ingeniería de energía eléctrica analítica. Los problemas de cortocircuito, flujo de carga y estabilidad, cuya solución era la preocupación principal de los planificadores de sistemas de potencia, ya se habían convertido a programas de computadora, reemplazando las placas de CD y los Analizadores de Red. Se pensó que la protección por relevadores era el próximo campo prometedor y emocionante. Desde el principio quedó claro que las computadoras digitales de ese período no podían satisfacer las necesidades técnicas de las funciones de protección de alta velocidad. Tampoco hubo ningún incentivo económico para hacerlo. Las computadoras eran demasiado costosas. Sin embargo, la perspectiva de desarrollar y examinar algoritmos de protección parecía atractiva para varios investigadores. A través de esa curiosidad esencialmente académica, este campo tan fértil se inició. La evolución de las computadoras en los años intermedios ha sido tan rápida que la sofisticación algorítmica exigida por los programas de protección finalmente ha encontrado una correspondencia en la velocidad y la economía del microprocesador moderno; de modo que actualmente los relevadores digitales ofrecen la mejor solución económica y técnica a los problemas de protección, en muchos casos la única solución viable. De hecho, estamos en el comienzo de una era en la que la protección digital se ha convertido en rutina, y ha influido aún más en el desarrollo de herramientas efectivas para la supervisión y el control en tiempo real de los sistemas de potencia.



Este capítulo presenta los desarrollos históricos en el campo de la protección digital la arquitectura de un relevador microprocesado sus componentes de hardware y su influencia que tienen en las tareas de protección por relevadores.

4.2 Relevador de protección

Son dispositivos electromagnéticos y electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños. Al decir “que protegen” se hace referencia a que, al actuar en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

4.3 Antecedentes históricos

Los relevadores y sistemas digitales de protección han experimentado un desarrollo acelerado en los últimos años y han venido desplazando a los relevadores analógicos en la mayoría de las aplicaciones. Los fabricantes de equipos de protección ofertan hoy una gran variedad de relevadores y sistemas digitales, que constituyen un verdadero reto para el personal técnico de las empresas eléctricas. A este personal corresponde la tarea de asimilar esta tecnología, y no siempre cuenta con la preparación necesaria.

Hace cincuenta años, los relevadores de protección electromecánicos usaban el par generado por las corrientes alternas para cerrar magnéticamente un conjunto de contactos mecánicos. Los contactos se mantienen abiertos o "restringidos" por un resorte mecánico. En realidad, estos dispositivos eran mucho más complicados. Las relaciones de fase entre las corrientes y los voltajes permitían que el relevador determinara la dirección de la falla. Esto hace que los relevadores sean selectivos, lo que da como resultado la desenergización de solo la parte de la red eléctrica que es absolutamente necesaria para aislar la sección con falla.

El magnetismo y los mecanismos de los relevadores electromecánicos son difíciles de formular, y sus características se obtienen principalmente a partir de datos de prueba experimentales. El cómo los relevadores responden, o deberían responder, a los armónicos, la saturación de transformadores de corriente y la distorsión de las ondas en general ha sido una fuente de discusión y controversia para los ingenieros que



diseñan relevadores de protección. Por el contrario, los relevadores microprocesados ejecutan algoritmos que son procedimientos matemáticos. Producen características analíticas que se pueden describir con precisión mediante una ecuación. Por lo tanto, tenemos la oportunidad de calcular la respuesta a formas de onda específicas. La clave del comportamiento de los relevadores microprocesados es calcular la respuesta del filtro digital y comparar la desviación de la respuesta con la señal de onda sinusoidal ideal.

En los años 50 y 60 se experimentó con relevadores por computadora, pero no era comercialmente viables debido al tamaño, el costo y la confiabilidad de las computadoras antiguas. A lo largo de los años 70 y la revolución de los microprocesadores cambió todo eso. Los relevadores basados en microprocesadores usaron las mismas relaciones de torque que los relevadores electromecánicos. En lugar de usar flujo magnético para generar el par, el relevador del microprocesador estimó el par. Los relevadores modernos basados en microprocesadores todavía usan la magnitud y el ángulo de fase del voltaje y la corriente de 60 Hz (50 Hz en Europa) para calcular el par como cantidades que determinan la existencia de fallas.

Uno de los desafíos de entonces (y sigue siéndolo hoy en día) es cómo convertir de manera confiable y eficiente las señales analógicas muestreadas (magnitud y el ángulo de fase) para las ecuaciones de torque. Dado que el componente fundamental es la única señal de interés, todas las demás señales, ya sean armónicas, ruido de arco o transitorios generados por la operación normal del sistema de potencia, se consideran ruido que corrompe la señal de interés. Schweitzer y Hou [16] revisaron siete de los algoritmos más comunes utilizados para convertir una secuencia de tiempo en un vector complejo variable en el tiempo. Solo dos de estos algoritmos se basan en una descomposición ortogonal de conjuntos de bases similar a la transformada Fourier.

Por su base constructiva, los relevadores pueden subdividirse en electromecánicos y estáticos. El concepto de relevador estático se refiere comúnmente a aquellos que carecen de partes móviles, en cuya construcción se utiliza dispositivos electrónicos (bulbos electrónicos o elementos semiconductores), o dispositivos magnéticos (amplificadores magnéticos, etcétera). No obstante, lo anterior, en los relevadores estáticos se utilizan por lo general relevadores electromagnéticos auxiliares en calidad de elementos de salida [17].



El desarrollo de los relevadores es un reflejo de la forma en que se han desarrollado la electromecánica y la electrónica en los distintos países. Los relevadores electromecánicos comenzaron a aparecer en los albores del presente siglo, debido a los crecientes requerimientos de protección de los entonces rudimentarios sistemas eléctricos de potencia. En 1901 surgieron los relevadores de sobrecorriente de inducción; en 1905-1908 se desarrolló el principio de la protección diferencial de corriente, a partir de 1910 comenzaron a aplicarse los relevadores direccionales y se comenzó a trabajar en el desarrollo de los relevadores de distancia, que se hicieron realidad en los primeros años de la década de 1920-1930 [17].

Los relevadores estáticos han pasado por tres fases en su desarrollo: las de su construcción a base de bulbos electrónicos, de elementos magnéticos y de elementos semiconductores. El primer intento de utilizar los bulbos electrónicos para la construcción de relevadores fue exitoso y dio lugar a un relevador de protección por onda portadora de líneas de transmisión en el año de 1925. En la década de 1930-1940 se publicaron varios trabajos sobre la construcción de relevadores de diversos tipos utilizando bulbos electrónicos. La primera versión comercial de un relevador estático de distancia a base de bulbos se hizo realidad en 1948. Es necesario señalar que la insuficiente confiabilidad de estos dispositivos limitó seriamente la utilización de estos primeros relevadores estáticos, con la única excepción de la protección piloto de líneas de transmisión por onda portadora. La utilización de los elementos magnéticos en la construcción de relevadores estáticos se inició en la década de 1930-1940 [17].

La aplicación de los semiconductores en el campo de la protección de sistemas eléctricos de protección comenzó a intentarse desde la década de 1930-1940, en relevadores a base de rectificadores de selenio y óxido de cobre, que no tuvieron aplicación práctica. El desarrollo del transistor dio impulso a esta línea de desarrollo, lo que se demuestra por el hecho de que en 1949 surgió el primer comparador de fase, en 1954 apareció el primer relevador de distancia y en 1959 y 1961 aparecieron versiones comerciales de relevadores de sobrecorriente y distancia. En la década de 1960-1970 nació una nueva generación de relevadores estáticos, basados en componentes electrónicos, tales como amplificadores operacionales y compuertas lógicas [17].



La más reciente generación de relevadores estáticos se desarrolló en la etapa de introducción masiva del microprocesador en distintas esferas de la industria. Sus orígenes, sin embargo, se remontan a finales de la década de 1960-1970, en que se concibieron y probaron algoritmos que demostraron las posibilidades potenciales de la utilización de una computadora digital para realizar funciones de protección. Estos trabajos se adelantaron a su época, pues las computadoras de entonces eran grandes, costosas y las más económicas carecían de la potencia de cálculo necesario para realizar las tareas de protección [17].

A modo de resumen, a continuación, se presenta una cronología del desarrollo de la tecnología de relevadores de protección, en que se resaltan las etapas fundamentales de las distintas generaciones de relevadores [17].

a) Relevadores electromecánicos

1901 - Relevador de sobrecorriente de inducción.

1908 - Relevador diferencial

1910 - Relevador direccional

1921 - Relevador de distancia tipo impedancia

1937 - Relevador de distancia tipo mho

b) Relevadores estáticos

Primera generación de bulbos electrónicos.

1925 - Protección piloto por comparación direccional (onda portadora)

1930 - Distintos tipos de relevadores



1948 - Relevador de distancia

Segunda generación: Transistores

1949 - Esquemas de comparación de fase

1954 - Relevador de distancia

1959 - Relevador de sobrecorriente (versión comercial)

1961 - Relevador de distancia (versión comercial)

Tercera generación: Circuitos integrados

1960-1970 Distintos tipos de relevadores

Cuarta generación: Microprocesadores

1969 - Protección de distancia

1970 - Protección diferencial de barras

1972 - Protección diferencial de transformador

1973 - Protección diferencial de generadores

1973 - Integración de funciones de protección y control

1978 - Relevadores de frecuencia

1980 - Relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso



1980 - Mediciones fasoriales para estimación de estado

1981 - Protección de motores

1982 - Localización de fallas

1983 - Protección piloto de fibra óptica

1984 - Registro digital de fallas

1987 - Protecciones adaptativas

4.4 Ventajas y limitaciones de los relevadores y sistemas digitales de protección

La tecnología digital tiene un conjunto de ventajas sobre la tecnología analógica, entre las que pueden mencionarse [17]:

- a) Las características de las componentes digitales no cambian con la temperatura, el voltaje de suministro o el envejecimiento.
- b) El comportamiento de las componentes digitales se mantiene invariable en todo el sistema.
- c) Los equipos basados en tecnología digital tienen menos componentes y menos conexiones.
- d) La resolución de un equipo digital depende del número de bits por palabra utilizado en los cálculos aritméticos.
- e) Los equipos digitales no requieren ajuste individual.
- f) La mayoría de los cambios de diseño implican solamente modificaciones en el software.



- g) Un sistema digital puede hacer funciones lógicas y aritméticas en el control de un proceso.
- h) Los datos almacenados en un sistema digital no se deterioran, a menos que haya una nueva falla en el sistema.

La introducción de tecnología digital en el área de protección de sistema eléctricos de potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular a los microprocesadores, ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son [17]:

- a) El costo de los relevadores digitales es menor a los relevadores analógicos.
- b) Los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos.
- c) Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las mediciones, control y supervisión de equipos primarios.
- d) Tiene capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema.
- e) Puede construir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación cambian automáticamente con las condiciones del sistema.
- f) Reducción del espacio que ocupa en el tablero, ya que se requiere menor alambrado,
- g) Proporciona información de eventos y registros de datos de fallas.

En la actualidad el relevador se programa para aplicar varias formas de procesamiento de señales, según el algoritmo utilizado y de acuerdo con la señal muestreada; con ello debe decidir si existe o no disparo. Por otro lado, examinando la matemática de los relevadores digitales, se pueden hacer algunas observaciones referentes al procesamiento de las señales digitales, esto presenta ventajas significativas.



De hecho, es posible interconectar relevadores digitales e intercambiar datos entre dispositivos a grandes distancias, en una condición normal de operación del sistema de potencia. La comunicación de los dispositivos digitales se da en base al lenguaje normalizado y que se utiliza en la mayoría de los equipos, la cual es una ventaja en los sistemas de protección.

Otra ventaja es la gran cantidad de software que se utiliza en el procesamiento de señales, esto es muy útil en la lógica de los relevadores microprocesados, debido a que les permite tener aplicaciones en muchos otros campos, además el bajo costo de memoria les permite obtener información completa de las señales muestreadas.

En la actualidad existen factores que impiden aprovechar plenamente las posibilidades potenciales de la protección digital;

- a) Existe un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación, que limita las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores.
- b) El hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad lo que dificulta su mantenimiento.
- c) Predomina la utilización del lenguaje ensamblador en los relevadores digitales, lo que limita la transportabilidad de los programas entre distintos relevadores.

En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios. Una prueba de ello es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos en más de diez años de experiencia de explotación y son preferidos en la actualidad por la mayoría de los ingenieros de protección.

4.5 Arquitectura de un relevador microprocesado

Un relevador microprocesado es un dispositivo que mediante una lógica programable procesa señales discretizadas de voltaje y corriente para detectar condiciones anormales de operación del sistema eléctrico de potencia y enviar una señal de disparo a los interruptores. En la figura 4.1 se presenta el diagrama de bloques de un relevador microprocesado, en el subsistema de entradas analógicas se tiene el proceso de

reducción de la magnitud de los voltajes y corrientes del sistema de potencia utilizando los transformadores de corriente (TC's) y/o transformadores de potencial (TP's), la adecuación de la señal hacia el relevador se hace utilizando Tc's y Tp's auxiliares, asegurando con esto aislar eléctricamente el relevador del resto del sistema eléctrico de potencia. Los Tc's y Tp's auxiliares convierten las señales de corriente a niveles voltaje del orden no mayor a 5V, con los cuales el relevador puede trabajar con normalidad. Las señales de salida de los transformadores auxiliares pasan a través de un filtro antialiasing el cual filtra las señales de alta frecuencia. Las señales de salidas del filtro pasan por un buffer de datos (memorial temporal), para llegar al proceso de muestreo y retención, una vez realizado este proceso se utiliza un multiplexor para acoplar estas muestras a los convertidores analógicos - digitales, en este punto la salida del convertidor analógico - digital se lleva a un procesamiento de señales digitales con el cual se alimenta al microprocesador.

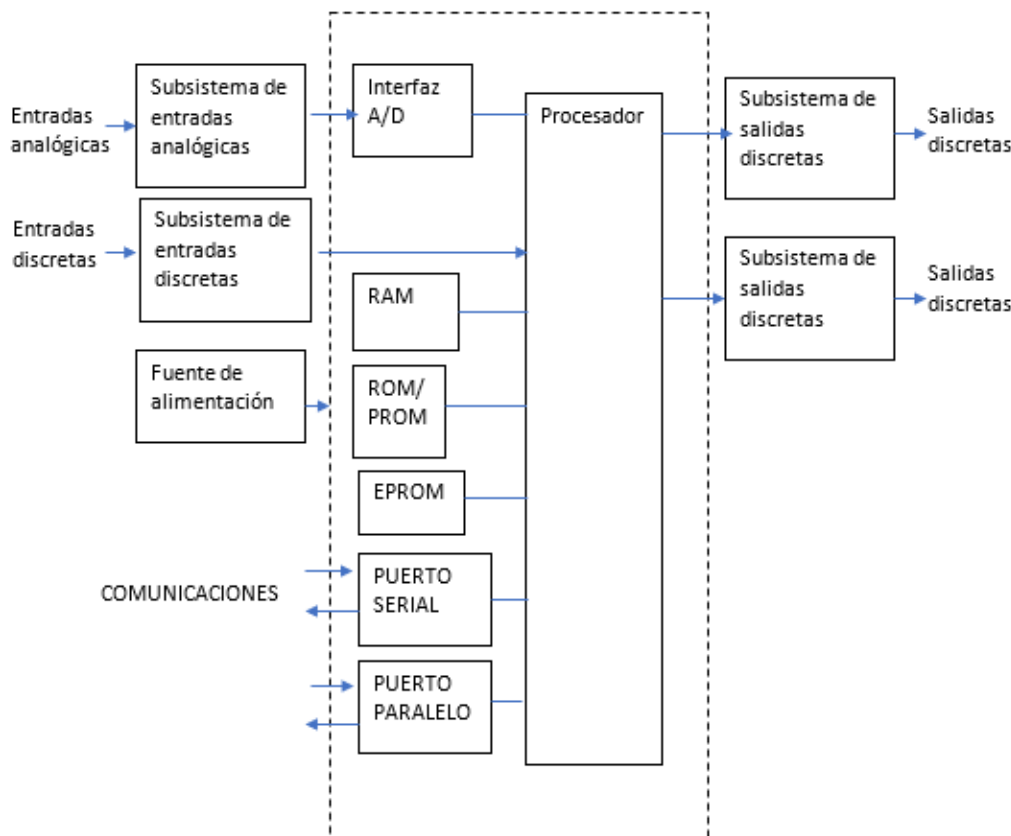


Figura 4.1. Diagrama de bloques de un relevador [17].

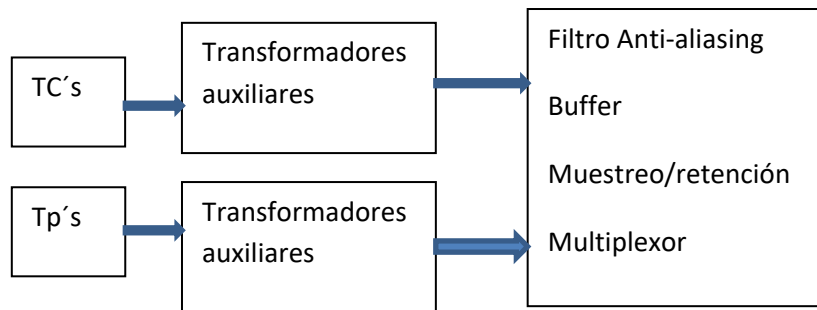


Figura 4.2. Subsistema de entradas analógicas.

4.6 Filtro anti-aliasing

Es un filtro analógico que tiene una doble función. La primera, asegurar que el ancho de banda de la señal muestreada este limitado en el rango de la frecuencia deseada. Así cualquiera de las componentes de frecuencia, de la señal muestreada, mayores $\frac{1}{2}$ de la frecuencia de muestreo serán atenuados de modo que la cantidad de distorsión de la señal debido al aliasing sea insignificante. En general, la función del filtro es prevenir el efecto anti-aliasing (frecuencias no deseadas producidas cuando la frecuencia de muestreo es menor de dos veces la componente de mayor frecuencia de la señal), eliminar el ruido y permitir el paso solo de componentes de la frecuencia requerida, existen varios tipos de filtros básicos [18].

- a) Pasa banda
- b) Rechaza banda
- c) Pasa bajas
- d) Pasa altas

4.7 Buffer

El buffer, es una ubicación de la memoria en una computadora o en un instrumento digital reservada para el almacenamiento temporal de información digital, mientras que está esperando ser procesada y se consideran como dispositivos de ganancia unitaria que son usados para acoplar impedancias en los circuitos, estos dispositivos son usados entre dos fases o arreglos en un sistema para la eficiente transferencia de potencia, el buffer tiene alta impedancia de entrada y una baja impedancia de salida [18].



4.8 Muestreo y retención (S/H)

El muestreo de una señal analógica es realizado en la práctica por un circuito de muestreo y retención (S/H); la señal muestreada es entonces cuantificada y convertida a la forma digital. Generalmente, el circuito S/H se integra en el convertidor análogo - digital.

El S/H es un circuito analógico - digital controlado, el cual sigue a la señal de entrada de información analógica durante el modo de muestreo y la mantiene fija durante el modo de retención, al valor instantáneo de la señal, en este punto el sistema se cambia del modo de muestreo a modo de retención. La función principal del circuito S/H es muestrear la señal de entrada de información instantemente y después sostenerla como un valor constante, para que el convertido analógico - digital obtenga datos y los represente de forma digital. El circuito de un proceso S/H permite que el convertidor analógico - digital funcione más lentamente comparado con el tiempo usado realmente al adquirir las muestras [18].

Matemáticamente el muestreo de la señal implica la transformación de una señal de entrada en el tiempo continuo al tiempo discreto, esto puede ser visto como la convolución de dos señales continuas en el tiempo. Supóngase que se tiene una señal senoidal de 60 Hz continua en el tiempo como en la figura 4.3 y una señal de la función de muestro a 1440 Hz como la figura 4.4, la convolución de ambas señales genera el muestreo tal como se muestra en la figura 4.5, [19].

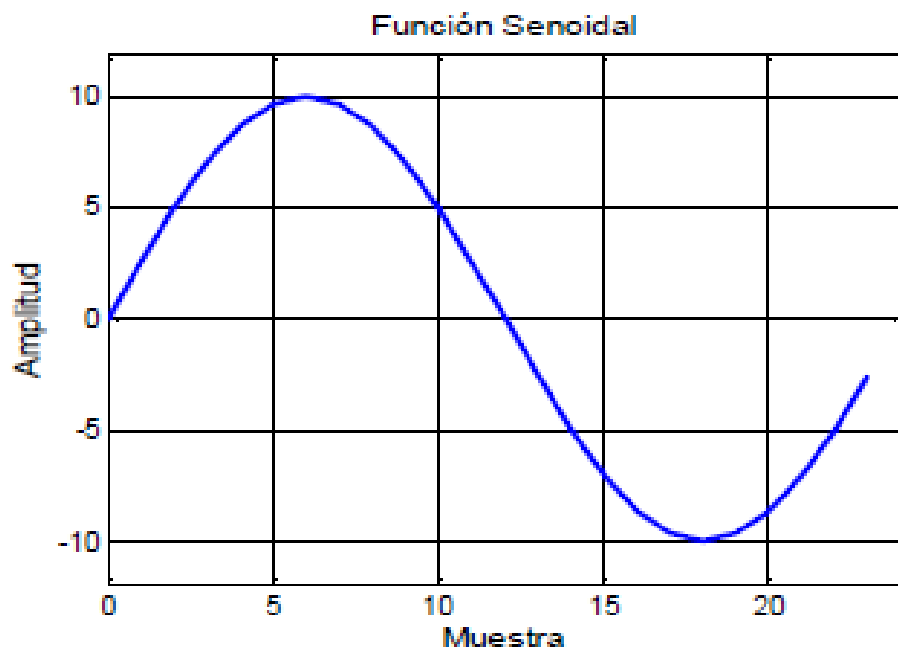


Figura 4.3. Señal senoidal continua en el tiempo [19].

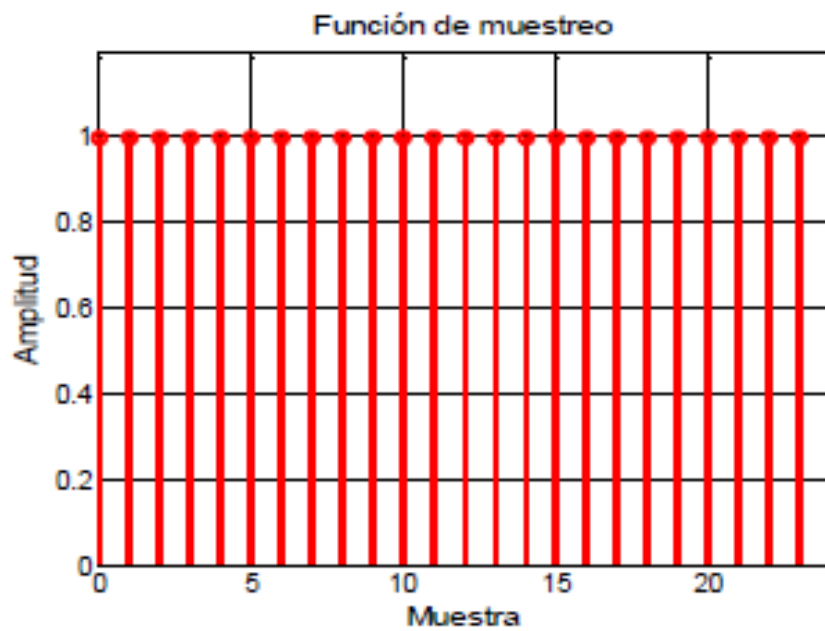


Figura 4.4. Función de muestreo [19].

En la figura 4.5 se muestra que la convolución de las señales genera 24 muestras o puntos de la onda senoidal, ello depende del desempeño y características del microprocesador para la conversión y procesamiento de la señal. En sus inicios las unidades numéricas implementaron 4 muestras por ciclo para determinar la magnitud de la forma de onda, algunas unidades actuales sobrepasan por mucho a ese número de muestras por ciclo y algunas exceden las 96 muestras por ciclo [19].



Figura 4.5. Señal muestreada [19].

4.9 Multiplexor

Se utiliza como dispositivo que puede recibir varias entradas y transmitir las, para ello lo que hace es dividir en múltiples canales, para que varios nodos puedan comunicarse al mismo tiempo. Son dispositivos que seleccionan una señal a partir de dos o más canales de entrada y transfiere esta señal a su canal de salida, un multiplexor analógico esencialmente es una colección de interruptores analógicos controlados por lógicas de



selección de canal, estos son necesarios para transferir las señales muestreadas por los circuitos S/H uno a uno, al convertidor A/D.

4.10 Convertidor analógico - digital

El convertidor analógico - digital, es la interfase entre la entrada de las señales analógicas y los cálculos del microprocesador digital, el proceso de convertir una señal analógica continua en el tiempo a una secuencia digital requiere cuantificar valores muestrados a un número finito de niveles y cada nivel por un número de dígitos binarios. El dispositivo electrónico que realiza esta conversión de una señal analógica a una secuencia digital se llama un convertidor analógico - digital (A/D) de n-bit; el cual toma las señales de voltajes desconocidos y convierte a un número binario de n-bits este valor, el cual es la relación entre el voltaje desconocido y el voltaje de plena escala. Por lo tanto, la simulación de la acción A/D en un modelo del software del relevador es beneficiosa, principalmente para vigilar la saturación y reducir los efectos del error.

El reloj de muestreo (figura 4.6) genera pulsos de corta duración y de una cierta frecuencia, que marcan los instantes de muestreo; en cada uno de ellos se hace la conversión del valor instantáneo de la señal analógica a una palabra digital, que queda disponible en el microprocesador.

Existen las siguientes variantes para el muestreo de señales analógicas:

- a) Tomar muestras con espaciamiento uniforme durante todo el ciclo de la señal (figura 4.7). Esta es la variante más utilizada en relevadores microprocesados y la frecuencia de muestreo es: $f_m = 1/\Delta t$.
- b) Muestrear con alta frecuencia durante parte del ciclo, detener el muestreo para procesar los datos y reanudarlo posteriormente.
- c) Muestreo con baja frecuencia en régimen normal del sistema y conmutar a una frecuencia mayor en caso de falla.

En la variante de muestreo con espaciamiento uniforme durante todo el ciclo de la señal existen dos alternativas: muestreo uniforme en tiempo o en ángulo. En el muestreo uniforme en el tiempo el intervalo de tiempo entre muestras Δt es constante,



es decir, la frecuencia de muestreo f_m es constante; también es conocido como muestreo asincrónico, y es el más utilizado hasta el momento.

4.11 Procesamiento digital de señales

(DSP, es el acrónimo de *Digital Signal Processor*), un DSP es un sistema basado en un procesador o microprocesador que posee un juego de instrucciones, un hardware y un software optimizados para aplicaciones que requieran operaciones numéricas de alta velocidad y se aplica ampliamente a los procesos matemáticos continuos, aplicados en tiempo real. Por esta razón, un sistema que trabaje de esta forma (tiempo real) recibe muestras (samples en inglés), normalmente provenientes de un convertidor analógico/digital. Algunas de las funciones para el procesamiento digital de señales incluyen) [18].

- a) Filtro digital
- b) Convolución
- c) Correlación
- d) Transformada rápida de Fourier

4.12 Microprocesador

El microprocesador del relevador digital es el encargado de ejecutar los programas de protección, controlar diversas funciones de tiempo, y realizar tareas de autodiagnóstico y de comunicación con los periféricos. La ejecución de las instrucciones se puede realizar en varias fases:

- a) Prelectura de la instrucción desde la memoria principal.
- b) Envío de la información al decodificador.
- c) Decodificación de la información, es decir, determinar que instrucciones es y por tanto qué se debe de hacer.
- d) Ejecución.
- e) Escritura de resultados en la memoria principal o en los registros.



4.13 Microcontrolador

Incluye hardware computacional y algún hardware adicional, un programa interno y memoria de datos, de algún hardware especializado conveniente para control de tiempo real o adquisición de datos, normalmente incluye un puerto serie útil en comunicación, con algún control de alto nivel o con un dispositivo de interfase y algunas veces los convertidores A/D son incluidos [18].

4.14 Memoria

En el relevador se requieren distintos tipos de memoria; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios de los programas de protección, y para almacenar datos a ser guardados posteriormente en memoria no volátil. Los programas del relevador se guardan en memorias de lectura solamente, de tipos no programables (ROM) o programable (PROM), y se ejecutan directamente desde allí, o se cargan inicialmente a memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajustes del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memorias tipo PROM borrables (EPROM), o eléctricamente borrables (EEPROM) [17].

4.15 Subsistema de entradas discretas

El subsistema de entradas discretas tiene las funciones de acondicionar las señales para su aplicación al procesador, proveer aislamiento eléctrico necesario entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger el relevador contra sobrevoltajes transitorios.

Las señales discretas, que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros relevadores. Estas señales reciben un procesamiento en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la microcomputadora, que constituye el elemento principal del relevador. Las señales discretas de salida del relevador reciben procesamiento en el subsistema de salidas discretas, que generalmente incluyen relevadores electromecánicos auxiliares para proveerlos de salidas tipo contactos. El relevador realiza también funciones de señalización de sus operaciones (banderas) y de su estado funcional mediante dispositivos de señalización. En la actualidad la mayoría



de los relevadores digitales disponen también de capacidad de comunicación con otros equipos de comunicación, mediante puertos seriales, en paralelo o ethernet [17].

4.16 Subsistema de salidas discretas

El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de las salidas del procesador, consiste en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar o tiristor de salida del relevador [17].

4.17 Comunicaciones

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfases de comunicación serial; permiten el intercambio de información remota fuera de línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registro de falla o de datos de ajustes, y otras. Para el intercambio de información en tiempo real es necesario disponer de una interfaz de comunicación paralela [17].

4.18 Fuente de alimentación

El relevador debe contar con una fuente de alimentación independiente, generalmente de tipo conmutado, que pueda conectarse al banco de baterías de la subestación, y produce los voltajes de corriente directa para los circuitos del relevador (típicamente 5V y +/-15V) [17].



CAPÍTULO V

RESPUESTA DE RELEVADORES DE PROTECCIÓN A LA SATURACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

5.1 Introducción

Cuando un transformador de corriente se satura, proporciona información distorsionada al relevador conectado, lo que puede provocar que el relevador se comporte de forma inesperada. Al seleccionar un transformador de corriente para una aplicación de relevador de protección, es importante verificar si el transformador de corriente se satura a los niveles de corriente de falla que ocurrirán en el sistema.

La respuesta de los relevadores microprocesados a formas de onda derivado a la saturación de transformadores de corriente, así como el efecto de la remanencia contenida en el núcleo del transformador de corriente. Esto brinda una base para analizar la filosofía de la respuesta ideal y extraer conclusiones sobre el grado de tolerancia a la distorsión de la onda.

5.2 Propiedades de las señales del sistema eléctrico de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están sujetos a muchos tipos de perturbaciones y transitorios eléctricos. Estos transitorios pueden ser producidos por descargas atmosféricas, fallas y operaciones de rutina como energización o desenergización de una línea, operación de interruptores, conexión y desconexión de cargas inductivas o capacitivas.

Cuando ocurre un cambio repentino, como falla, se produce una redistribución de la energía eléctrica y magnética almacenada en elementos capacitivos e inductivos en la red. Esta redistribución de energía no puede ocurrir instantáneamente, así que el sistema de potencia atraviesa un estado transitorio antes de alcanzar un nuevo estado estacionario.



Inmediatamente después de ocurrir una falla en el sistema eléctrico de potencia se espera que los relevadores de protección sean capaces de detectarla en muy poco tiempo, para así preservar la estabilidad del sistema eléctrico y minimizar el periodo de exposición de los equipos a la falla, evitando posibles daños.

La mayoría de los relevadores de protección toman las decisiones en base en la frecuencia fundamental de las señales de voltaje y corriente (50 o 60 Hz). Pero es precisamente durante la falla que las señales de voltaje y corriente se ven distorsionadas por los transitorios, por la componente exponencial de corriente directa y frecuencias superiores a la frecuencia fundamental del sistema.

La respuesta dinámica de los relevadores de protección depende en gran medida de las señales obtenidas de los transformadores de corriente (TC), y estas señales dependen en general de la respuesta ante transitorios de dichos instrumentos y del tipo de transitorio generado por el sistema eléctrico de potencia.

Cuando domina el comportamiento inductivo - resistivo del sistema eléctrico de potencia, los voltajes y las corrientes son sinusoidales con desviaciones exponenciales decrecientes. Las desviaciones (offset) pueden afectar severamente las corrientes, pero rara vez afectan los voltajes. Suponiendo que de manera instantánea se aplica una corriente de corriente directa trifásica en las terminales de una máquina síncrona con excitación constante y cero cargas, la onda de corriente resultante consistirá de dos componentes:

1. Componente de ca
2. Componente de directa

El cual describe un circuito RL predominantemente inductivo ($X \gg R$) para el cual es válido escribir:

$$L \frac{di}{dt} + Ri = Ep [\text{sen}(\omega t + \alpha)] \quad (5.1)$$



o bien

$$\frac{di}{dt} + \frac{R}{L}i = \frac{Ep}{L} [\text{sen}(\omega t + \alpha)] \quad (5.2)$$

Con i como variable dependiente y t como variable independiente. Esta ecuación admite como solución:

$$i = \frac{Ep}{Z} [\text{sen}(\omega t + \alpha - \beta)] - \frac{Ep}{Z} \left[\text{sen}(\alpha - \beta) e^{-\frac{t}{T1}} \right] \quad (5.3)$$

Donde la componente en estado permanente o estacionario es:

$$\frac{Ep}{Z} [\text{sen}(\omega t + \alpha - \beta)] \quad (5.4)$$

y la componente en estado transitorio es:

$$\frac{Ep}{Z} \left[\text{sen}(\alpha - \beta) e^{-\frac{t}{T1}} \right] \quad (5.5)$$

donde:

$T1 = L/R$ es la constante de tiempo de la red.

Ep = Tensión pico del sistema

β = ángulo inicial de fase de la corriente de falla.

α = ángulo del sistema.



$$\alpha = \tan^{-1} \frac{\omega L}{R} \quad (5.6)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2} \quad (5.7)$$

Algunos valores usuales para constantes de tiempo se dan en la tabla 5.1:

Tabla 5.1.- Constantes de tiempo

T1 (milisegundos)	Circuito primario
200 a 300	Grandes máquinas
10 a 30	Redes de media tensión
50 a 120	Redes de alta tensión
20 a 60	Redes de transporte de alta tensión

Dependiendo de la magnitud y el ángulo de desfase entre las ondas de tensión y corriente puede presentarse características asimétricas en las corrientes de falla. Para que no exista asimetría, la componente en estado transitorio de la ecuación (5.3) debe ser igual a cero.

$$\frac{Ep}{Z} \left[\text{sen}(\alpha - \beta) e^{-\frac{t}{T_1}} \right] = 0 \quad (5.8)$$

Es decir, si se considera que el circuito es puramente inductivo, ($X \gg R$) de tal manera que $\alpha = 90^\circ$. Y si la corriente de falla ocurre en el punto de máximo voltaje, es decir $\beta = 90^\circ$. Por lo tanto $(\alpha - \beta) = 0^\circ$. Se tiene que no existe asimetría y el transitorio es mínimo figura 5.1.

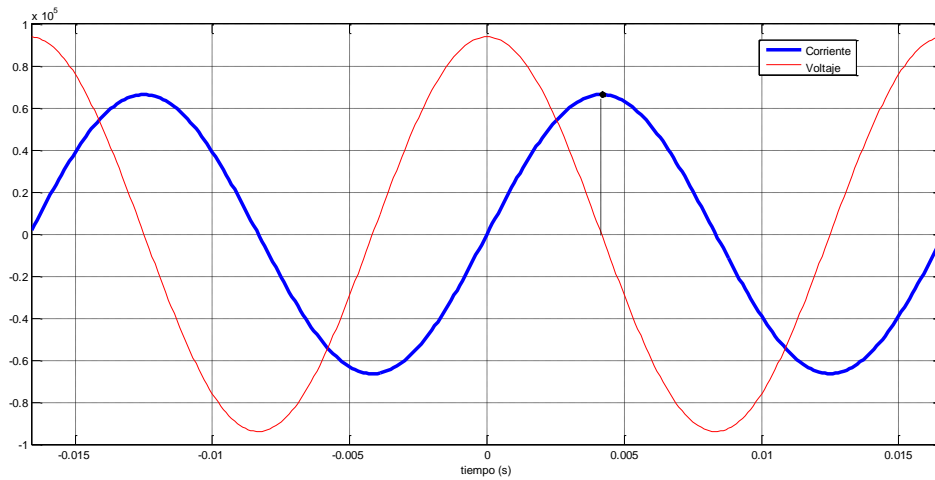


Figura 5.1.- Características de la falla simétrica.

Si la falla ocurre cuando el voltaje está en el cruce por cero, se tiene la máxima asimetría $(\alpha - \beta) = 90^\circ$, $\alpha = 90^\circ$ y $\beta = 0^\circ$. Como se muestra en la figura 5.1.

Sin embargo, esto sería correcto si el circuito no tuviera resistencia $R = 0$, y la componente de directa no decaería, en el caso real R si existe y el producto $I_{cd}^2 R$ hace que la componente disminuya exponencialmente, como se muestra en la figura 5.2.

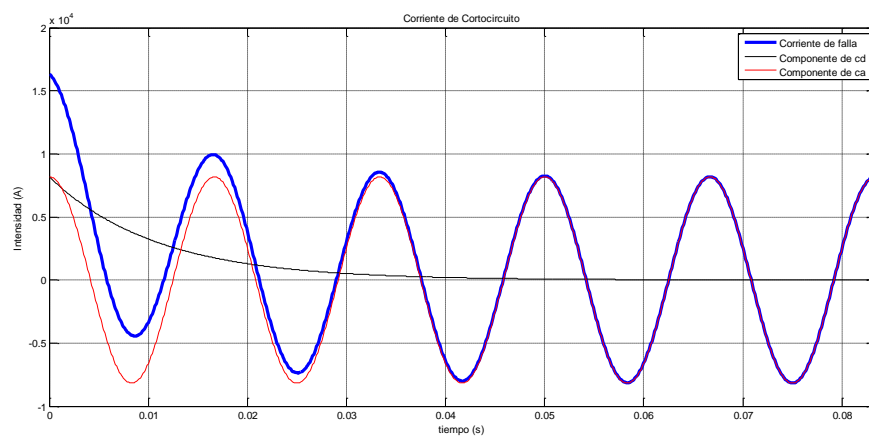


Figura 5.2.- Características de la falla asimétrica.

En un sistema trifásico la máxima asimetría ocurre en solo una de las fases como se muestra en la figura 5.3.

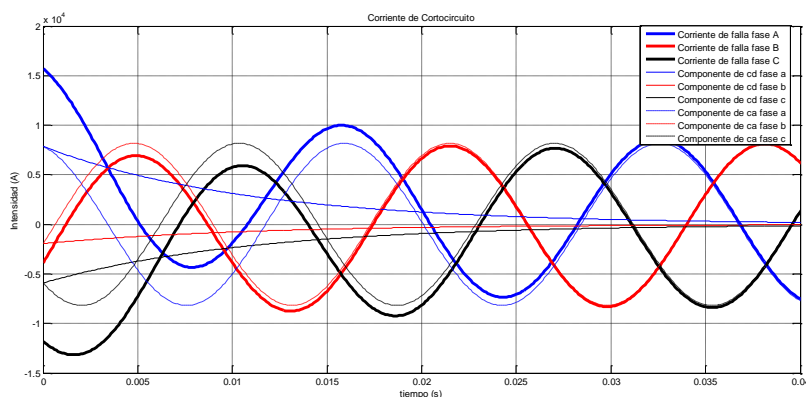


Figura 5.3.- Características de la falla asimétrica en el sistema eléctrico de potencia.

5.3 Filtrado digital para relevadores de protección

Los relevadores microprocesados ejecutan procedimientos matemáticos y producen características analíticas que se pueden describir con precisión mediante ecuaciones. Por lo tanto, tenemos la oportunidad de calcular la respuesta del relevador para cualquier forma de onda especificada. La clave del comportamiento de los relevadores microprocesados es la salida del filtro digital. Esto se obtiene al muestrear corrientes y/o voltajes de onda sinusoidal en intervalos de tiempo discretos.

El filtrado digital es el proceso simple de multiplicar las muestras sucesivas por coeficientes predeterminados y luego combinarlos para obtener cantidades digitales que representan los componentes fasoriales de la entrada.

Por ejemplo, una primera muestra tomada en un momento arbitrario en una onda senoidal de corriente es el valor instantáneo de corriente directa que representa:

$$I \cos (\omega \cdot t + \theta) \quad (5.9)$$



donde θ es un ángulo arbitrario.

Una segunda muestra tomada 90° después es:

$$I_{sen}(\omega \cdot t + \theta) \quad (5.10)$$

En consecuencia, tan solo tomar dos muestras separadas 90° extrae los componentes real e imaginario de un fasor. *El término "filtrado" se usa porque la magnitud de los componentes cambia cuando el intervalo de muestreo permanece fijo y la frecuencia de entrada varía.* La salida del filtro varía en magnitud y fase en función de la frecuencia de entrada. En consecuencia, se utilizan más de dos muestras por ciclo y se seleccionan los coeficientes de filtro para obtener una respuesta de frecuencia favorable.

Por ejemplo, un filtro coseno de 16 muestras por ciclo de ciclo completo es particularmente adecuado para los relevadores de protección. Al extraer el elemento fundamental, el filtro rechaza todos los armónicos, incluido la exponencial decreciente de corriente directa [21].

Coeficientes del filtro:

$$CFC_n = \cos \left[\frac{2\pi}{16} \cdot n \right] \quad (5.11)$$

Filtro coseno:

$$IX_{smp+spc} = \frac{2}{N+1} \sum_{n=0}^N I_{smp+spc-n} CFC_n \quad (5.12)$$

Magnitud del fasor:

$$|I_0|_{smp+spc} = \sqrt{(IX_{smp+spc})^2 + \left(IX_{smp-\frac{spc}{4}}\right)^2} \quad (5.13)$$



Salida del fasor:

$$I_{0 \text{ } smpl+spc} = IX_{smpl+spc} - X_{smpl-\frac{spc}{4}} \quad (5.14)$$

donde:

$$N = 15$$

$$n = 0, 1, 2, \dots, N$$

smpl = secuencia de muestras 0, 1, 2, 3,16.

spc = número de muestras por ciclo (16)

$I_{smpl+spc-n}$ = muestras de corriente

$I_{Xsmpl+spc}$ = Salida de filtro

I_0 = fasor de corriente derivado del filtro

En la ecuación (5.14), cualquier valor de *smpl* indica que se han almacenado 16 muestras de la corriente. El índice *n* varía de 0 a 15 para aplicar los coeficientes y sumar las muestras para producir el resultado. Con 16 muestras por ciclo, 4 muestras representan 90 grados eléctricos

5.4 Requisitos de filtrado para relevadores de protección

Los requisitos de filtrado dependen del principio de protección y la aplicación. En los relevadores de ondas viajera, los componentes de frecuencia del sistema de potencia son interferencias y los transitorios son la información.



En casi todos los demás relevadores, los componentes de frecuencia del sistema son la información y todo lo demás interfiere. Entre las excepciones se encuentran los relevadores que utilizan relevadores de restricción de armónicos y de voltaje máximo, que pueden necesitar detectar eventos fuera de la frecuencia fundamental del sistema de potencia. Por ejemplo, los relevadores de distancia miden la impedancia, y como la impedancia se define en una frecuencia determinada, los filtros del relevador de distancia deben guardar solo la frecuencia fundamental.

El filtrado del relevador de sobrecorriente debe preservar la componente fundamental y rechazar otros componentes, por dos razones. Primero, modelamos el comportamiento del sistema de potencia a la frecuencia fundamental en los programas de cortocircuito. En segundo lugar, los relevadores deben coordinarse, y si los coordinamos en función de su rendimiento en la frecuencia fundamental, no hay garantía de que los relevadores se coordinen en todas las condiciones [17].

5.5 Características de diseño del filtro

El filtro debe tener ciertas características, no importa cómo lo construimos; analógico, digital, electromecánico, o alguna combinación:

1. Respuesta del filtro pasa banda, sobre la frecuencia del sistema, porque el resto de los componentes no son interesantes.
2. Rechazo de la componente de corriente directa y rampa para garantizar que las exponenciales sean filtradas.
3. Atenuación o rechazo armónico para limitar los efectos de las no linealidades.
4. Ancho de banda razonable para una respuesta rápida
5. Buen comportamiento transitorio

Elegir con precisión las características de filtrado, basado en los requisitos de relevador, es la mejor garantía de que el diseño tendrá éxito en el laboratorio y en el campo.



Un diseño digital nos permite elegir entre el filtro de respuesta de impulso finito (FIR), mientras que los filtros analógicos nos limitan prácticamente a las respuestas de impulso infinito (IIR).

La salida de los filtros de respuesta finita (FIR) depende de un historial de tiempo finito de la entrada; mientras que las salidas de los filtros de respuesta infinita (IIR) dependen de todo el historial anterior de la entrada.

Las razones para seleccionar los filtros FIR son:

1. Los filtros olvidan rápidamente la condición previa a la falla y trabajan en el análisis del sistema con falla. Una vez que los filtros se llenan de datos, sus estimaciones fasoriales de la tensión o corriente en falla ya no se corrompen con los datos previos a la falla.
2. Los filtros FIR naturalmente tienen ceros en sus respuestas de frecuencia. es relativamente fácil ponerlos donde los queremos, por ejemplo, en la componente de corriente directa y armónicos [17].

5.6 Respuesta del filtro digital a la saturación del transformador de corriente

Los relevadores digitales o basados en microprocesadores usan varios filtros para extraer la componente de frecuencia fundamental de las formas de onda del sistema eléctrico de potencia. La figura 5.4 es el diagrama esquemático del relevador basado en microprocesador que muestra la conversión de una señal de forma analógica a digital. En la figura 5.4, el transformador auxiliar del relevador convierte la corriente secundaria del transformador de corriente a una señal de voltaje escalada. El filtro *anti-aliasing LPF* elimina las componentes alta frecuencia y evitan el alias de las señales de alta frecuencia, y el convertidor A / D convierte la señal al valor digital con una tasa de muestreo típica de 16 muestras por ciclo. La función del filtro digital es rechazar todos los armónicos y extraer el componente de frecuencia fundamental de las formas de onda de voltaje y corriente. Los relevadores luego usan estos valores filtrados digitalmente como fasores en elementos tales como elementos de distancia, elementos de sobrecorriente, sobretensión y baja tensión.

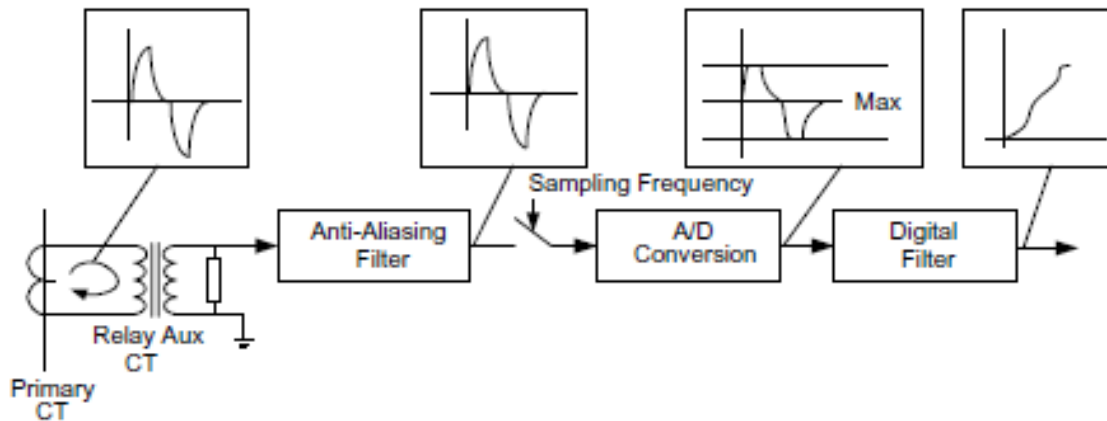


Figura 5.4. Diagrama esquemático de un relevador microprocesados.

La saturación del transformador de corriente causa una distorsión severa en la forma de onda de la corriente secundaria suministrada a los relevadores de protección. El transformador de corriente puede saturarse tan severamente que la corriente secundaria es efectivamente cero [22, 23].

5.7 Implementación digital de relevadores de sobrecorriente

Los relevadores microprocesador usan un par de filtros de respuesta de impulso finitos ortogonales para la adquisición del fasor de corriente y de voltaje. Los fasores generalmente se obtienen usando filtros de Fourier o Coseno, que eliminan los componentes de corriente directa y armónicos.

La figura 5.5 muestra las formas de onda saturadas y no saturadas asociadas a un transformador de corriente C800, con una relación de transformación de 2000/5, una resistencia de devanado de 0,76 ohmio, y una corriente primaria de 16,000 Amperes primarios.

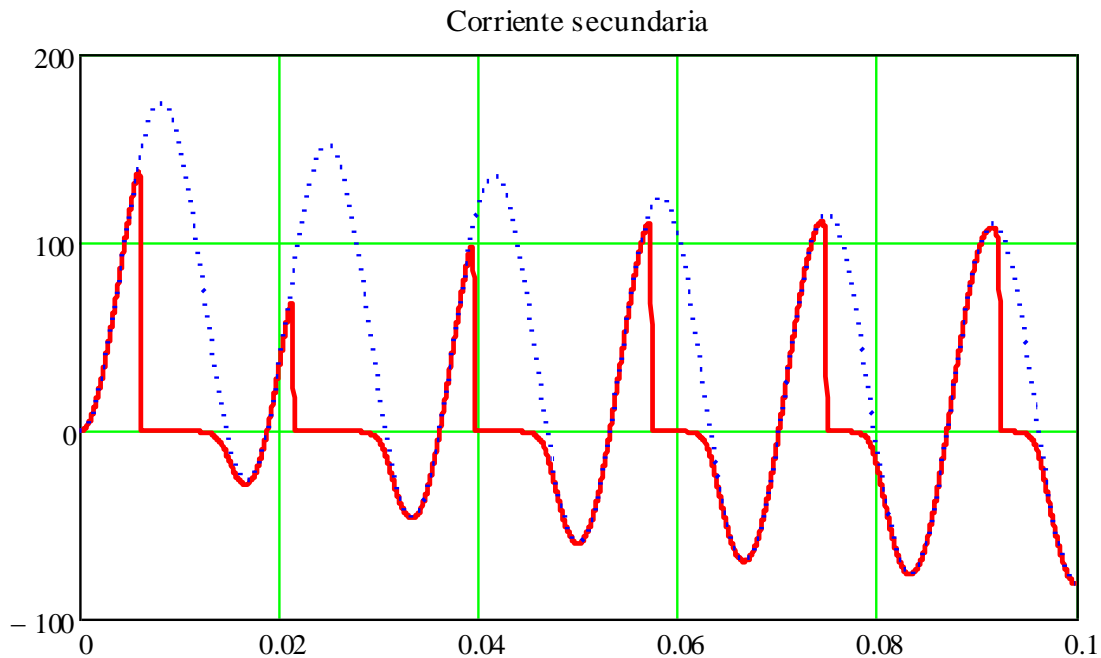


Figura 5.5. Forma de onda saturada de un transformador de corriente.

Una vez que ocurre la saturación en los transformadores de corriente los filtros digitales no pueden realizar una estimación precisa de la corriente de falla. En la figura 5.6, se representa la estimación de la corriente de falla realizada por el filtro coseno, el ajuste del elemento de sobrecorriente instantáneo se encuentra ajustado a 60 Amperes secundarios. En este caso, la asimetría de la corriente de falla y la saturación del transformador de corriente hacen que la corriente estimada por el relevador no llegue al valor RMS esperado, es decir a los 89,43 Amperes. Si la protección está definida para operar de forma instantánea a partir de ese valor, se tendrá un retardo de aproximadamente 200 mseg debido a la saturación del transformador de corriente.

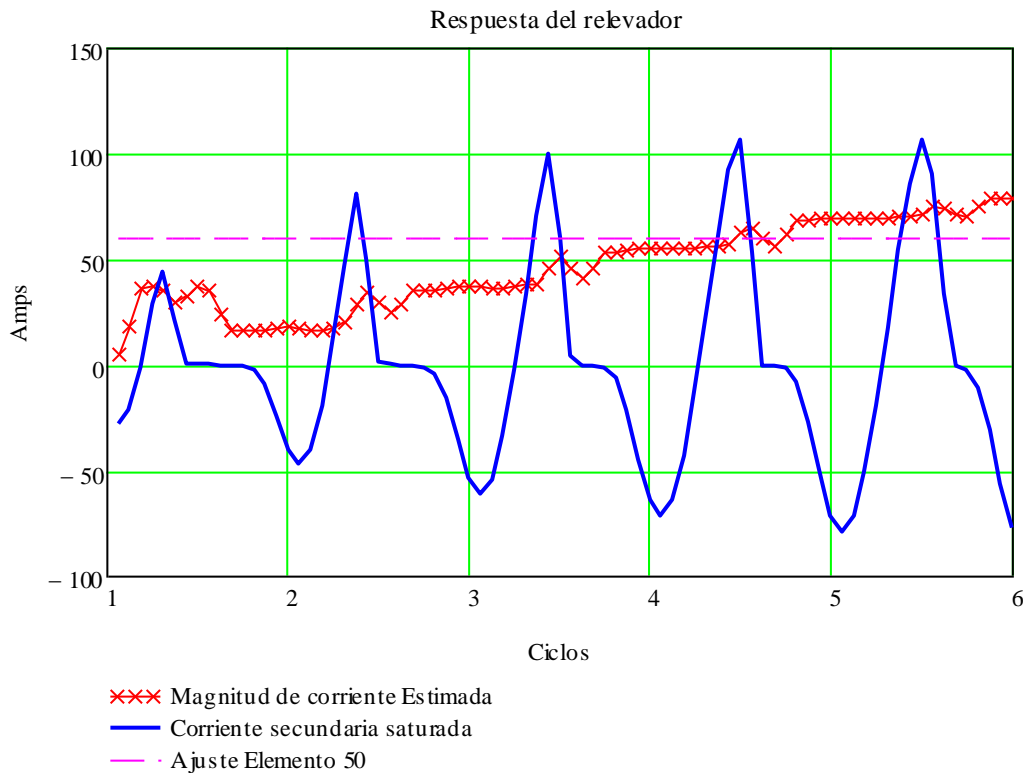


Figura 5.6. Estimación del filtro coseno

5.8 Caso de estudio

Se analizará el comportamiento del relevador de protección en una red de 13.8 kV ante la saturación simétrica y asimétrica de los transformadores de corriente y se analizarán los efectos de la relación de transformación, el burden y la relación X/R en la saturación de los transformadores de corriente [25].

La subestación Cinco de Mayo está constituida por 2 líneas de 115 kV, 2 transformadores de 40 MVA con conexión Delta - Estrella con relación de transformación de 115/13.8 kV y 8 alimentadores de distribución de 13.8 kV.

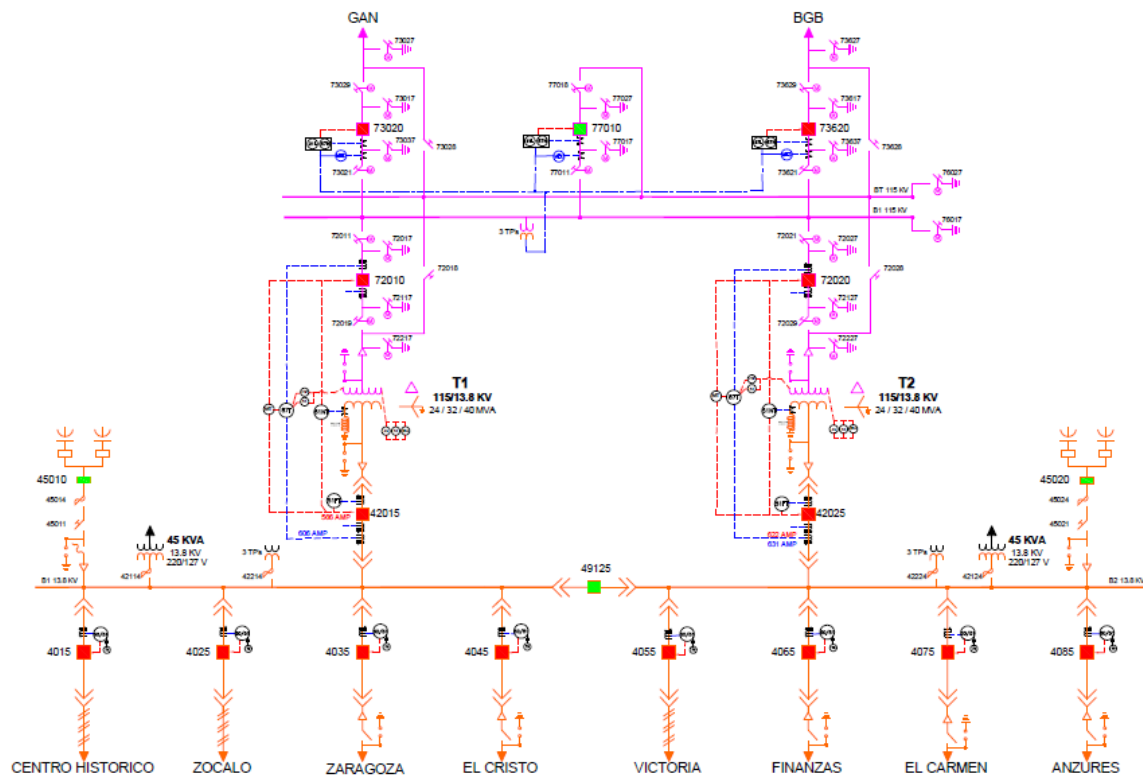


Figura 5.7. Diagrama unifilar de protecciones Subestación CIY.

El equivalente Thévenin en el bus de 13.8 kV de la subestación CIY se muestra en la tabla 5.2.

Tabla 5.2.- Equivalente de Thévenin del bus de 13.8 kV.

1. Bus Fault on:		2 CIV-M.T. T2 13.8 kV 3LG		FAULT CURRENT (A @ DEG)			THEVENIN IMPEDANCE (OHM)		
				0 SEQ	A PHASE	B PHASE	C PHASE		
+ SEQ	- SEQ	0.00°	0.0	0.00°	10732.5@ -88.9	10732.5@ 151.1	10732.5@ 31.1		
0.01464+j0.74222	0.01463+j 0.7419			0.+j4.18533					
SHORT CIRCUIT MVA= 256.5		X/R RATIO= 50.6814		R0/X1= 0.		X0/X1= 5.63893			

- $X/R = 50.6814$
- $R = 0.01464$ Ohms
- $X = 0.7422$ Ohms
- $MVA_{acc} = 256.5$
- I_{cc} Trifasica = 10,732 Amp

- Voltaje nominal = 13.8 kV

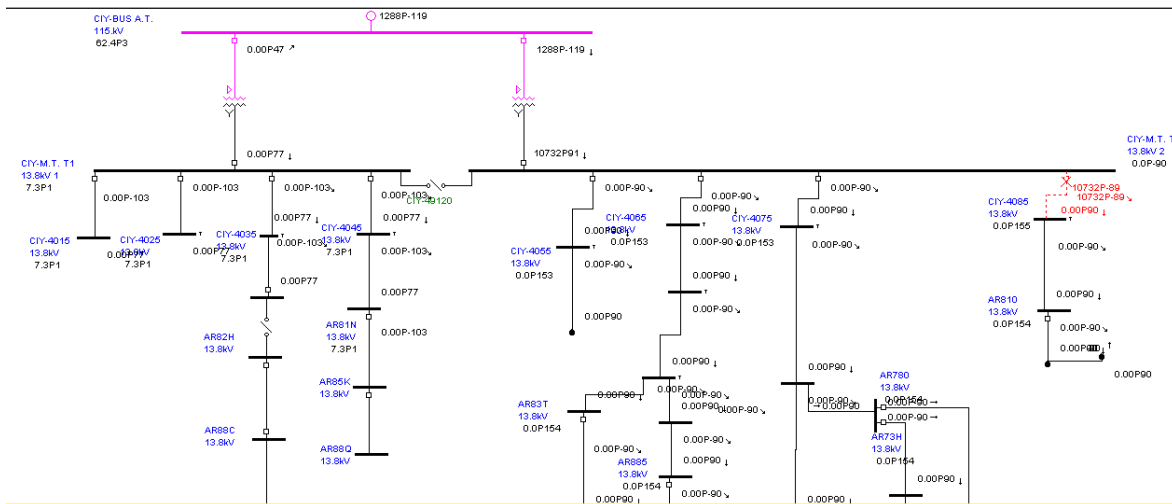


Figura 5.8. Simulación de falla trifásica en el CIY-4085.

El esquema de protección cuenta con un transformador de corriente marca *eei* con las siguientes características:

El transformador de corriente *eei* (equipos electro industriales, S.A. de C.V.):

- Número de serie: C5458-48
- Relación de transformación: 50/100/150/200/250/300/400/450/500/600/5 A.
- Frecuencia nominal: 60 Hz.
- Clase de precisión para Norma ANSI C 57.13, C-200.

La tabla 5.3 muestra los resultados correspondientes a las pruebas de campo realizadas al transformador de corriente (relación de transformación, polaridad, saturación y resistencia óhmica de devanados).



Tabla 5.3.- Pruebas de inyección secundaria.

Inyección de tensión secundaria											
Toma	X1-X2	X1-X3	X1-X4	X1-X5	X2-X3	X2-X4	X2-X5	X3-X4	X3-X5	X4-X5	
Placa Del Fab	100:5	150:5	400:5	600:5	50:5	300:5	500:5	250:5	450:5	200:5	
Medido	99.997:5	149.999:5	399.95:5	599.977:5	50.003:5	299.954:5	499.98:5	249.951:5	449.978:5	200.026:5	
%de Error	-0.003	-0.001	-0.012	-0.004	0.005	-0.015	-0.004	-0.020	-0.005	0.013	
(V) Prueba	7.2275	10.841	28.907	43.364	3.6141	21.679	36.137	18.065	32.523	14.457	
(A) Prueba	0.2654	0.1769	0.0664	0.0442	0.5308	0.0885	0.0531	0.1062	0.0590	0.1327	
(V) Prim.	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	0.3614	
Desv. An.	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	359°58'	
Polaridad	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	Correcto	
Rod.	Tens. (V)	22.170	33.231	88.630	132.97	11.060	66.457	110.79	55.401	99.740	44.338
	Corr. (A)	0.5684	0.3786	0.1420	0.0947	1.1339	0.1893	0.1136	0.2273	0.1263	0.2841
Resist. (Ohmios)	0.054	0.079	0.200	0.309	0.025	0.146	0.255	0.121	0.230	0.109	

En la figura 5.9 se muestra la curva de excitación de un transformador de corriente clase C200.

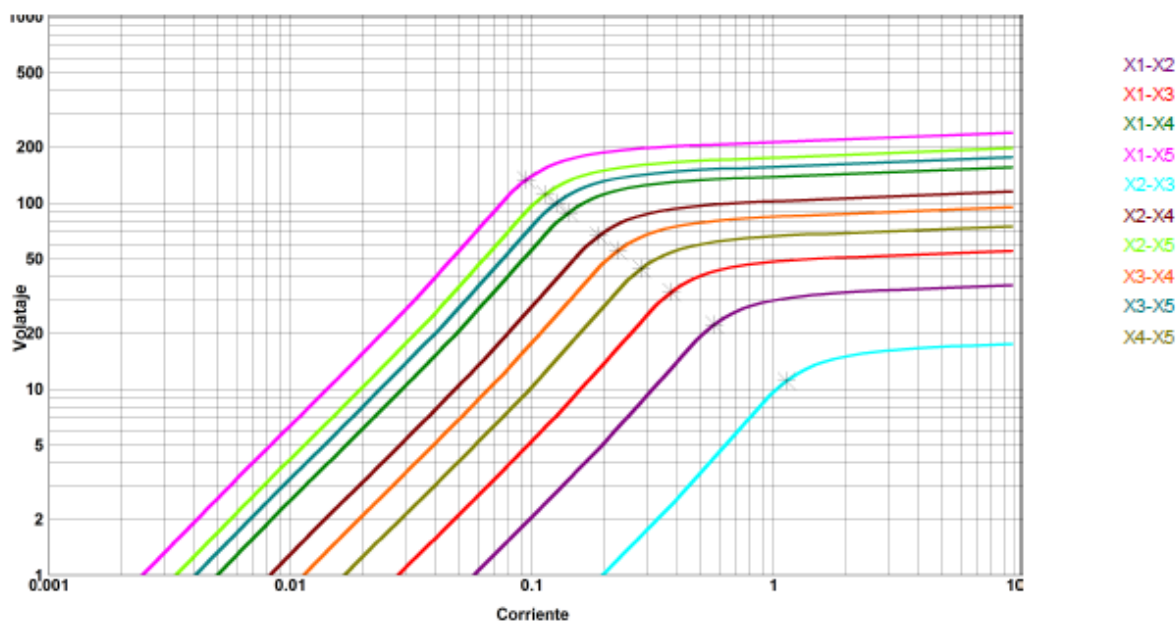


Figura 5.9. Curvas de saturación del transformador de corriente con clase C-200.

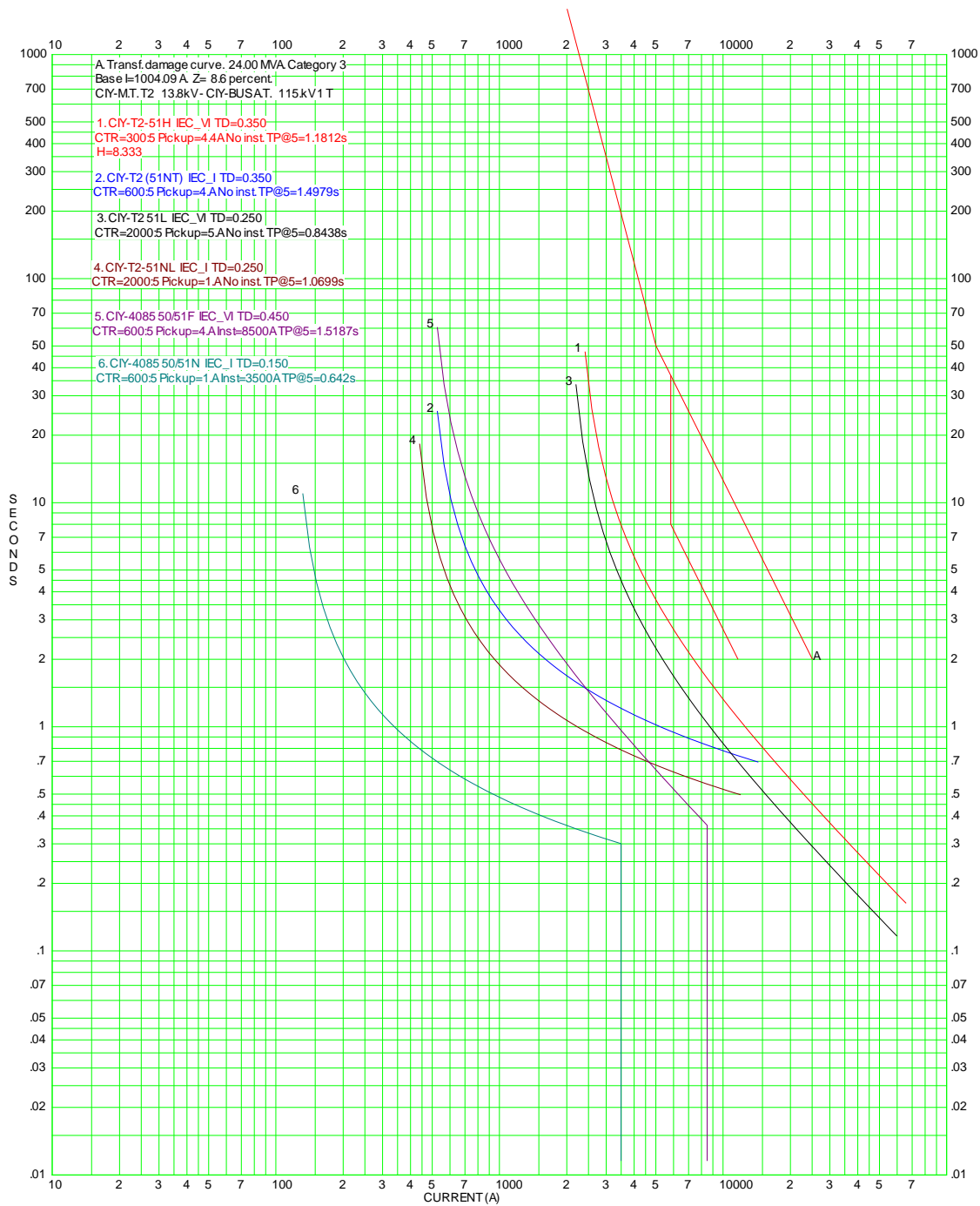
El burden o la carga secundaria nominal para un transformado C-200 es de 2 Ohms, es decir 50VA con factor de potencia de 0.5.



En base al estudio de coordinación de protecciones figura 5.10, se tiene dos elementos de protección para proteger el alimentador de 13.8 kV con los siguientes ajustes:

Tabla 5.4.- Ajustes de protección del alimentador de 13.8 kV.

Elemento	Pick up	Time Dial	Curva
50F	70.83 A	N/A	N/A
51F	4 A	0.45	IEC-VI
50N	30 A	N/A	N/a
51N	1 A	0.15	IEC-I



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage		By
For		No.
Comment		Date

Figura 5.10. Coordinación de protecciones subestación CIY.



5.8.1 Efecto de la relación de transformación en la saturación de los transformadores de corriente

Los 8 alimentadores en 13.8 kV cuentan con conductores ACSR - 366.4, ver tabla 5.5, cuya capacidad de conducción es de 455 amperes, en base a la tabla 5.4 se puede seleccionar la relación de transformación más próxima 500/5, debido a que la corriente de corto circuito simétrica máxima es 10,732 Amperes, sin embargo, debido a que este valor es superior a 20 veces la corriente nominal se selecciona la relación de 600/5 para cumplir con la norma ANSI C 57.13.

Tabla 5.5.- Características de conductores desnudos.

Calibre (AWG o KCM)	Material	Hilos	Área (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/1000 m)	Kg/1000 m 3 Conductores + 5%	Carga de ruptura (Kg)	Capacidad (Amperes)	Equivalente en conductividad
2	Cu	7	33,62	8,14	305	931	1312	230	-
1/0	Cu	7	53,48	9,36	485	1479	2155	310	-
3/0	Cu	7	85,01	11,8	771	2352	3341	420	-
250	Cu	19	126,7	15,24	1149	3505	5048	540	-
3/0	AAC	7	85,01	12,75	234,4	715	1377	330	Cu 1/0
266,8	AAC	19	135,2	16,31	372,8	1137	2784	440	Cu 3/0
336,4	AAC	19	170,5	18,29	470,1	1434	2730	510	Cu 4/0
477	AAC	19	241,7	21,77	666,4	2033	3773	640	300
1/0	ACSR	6/1	62,4	10,11	216	659	1940	240	Cu 2
3/0	ACSR	6/1	99,23	12,75	343	1046	3030	315	Cu 1/0
266,8	ACSR	26/7	157,22	16,28	545	1662	5100	455	Cu 3/0
336,4	ACSR	26/7	198,3	18,31	689	2101	6375	530	Cu 4/0

Si se simula falla simétrica trifásica en terminales del interruptor de uno de los alimentadores, se obtiene:

Datos de la simulación:

RTC: 600/5
 Burden: 2 Ohms
 Icc: 10,732 Amperes
 Vs: 132.97 Volts

Resistencia de devanado: 0.309
 Remanencia: 0.5

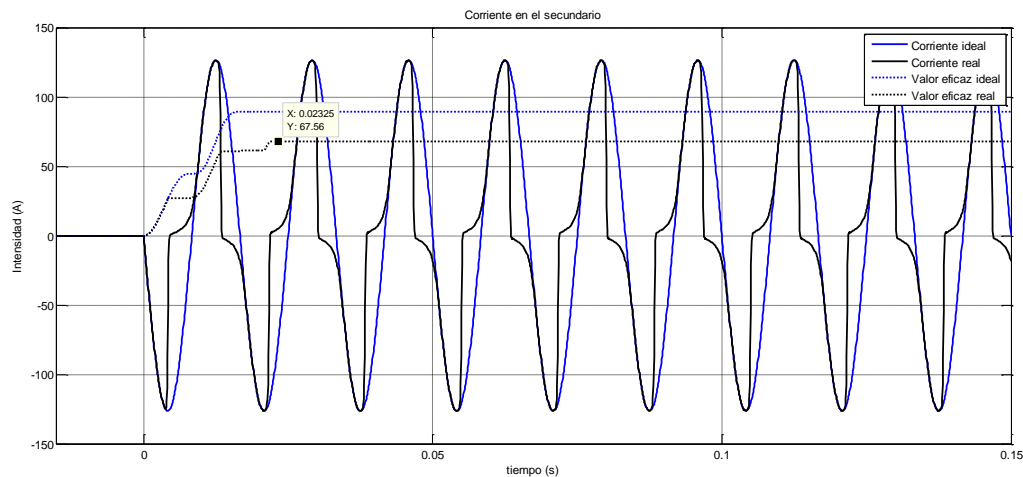


Figura 5.11. Simulación de falla trifásica simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200 del CIY-4085.

Derivado a que la falla trifásica simétrica se simula en terminales del interruptor del alimentador el valor eficaz estimado por el relevador de protección para una corriente de falla de 10,732 Amperes - primarios debería ser de 89.43 Amperes - secundarios, sin embargo debido a la saturación del transformador de corriente se observa que el relevador estima un valor eficaz de 67.56 Amperes por lo que el elemento de protección 50F, no operará, debido a que el ajuste para este elemento de protección es 70.83 Amperes, por lo que deberá operar el elemento de protección 51F, sin embargo, en lugar de operar en un tiempo aproximado de 300 milisegundos como lo indica el estudio de coordinación de protecciones el relevador operara en un tiempo 400 milisegundos debido a la saturación del transformador de corriente, lo que implica un retardo de 100 milisegundo con respecto al estudio de coordinación de protecciones.

Conforme al estudio de coordinación de protecciones debe existir un margen de coordinación de 300 milisegundos entre el elemento de protección del alimentador 51F y el elemento de protección del transformador de potencia 51L, sin embargo, el margen de coordinación se reduce a 200 milisegundos entre estos elementos debido a



la saturación del transformador de corriente, si también se consideran los tiempos de retardo inherentes al equipo primario y al esquema de protección, es decir, 66 milisegundos para la apertura del interruptor y 30 milisegundos para la operación del esquema de protección el margen de coordinación entre el elemento de protección del transformador de potencia 51L y el elemento de protección del alimentador 51F se reduce a 104 milisegundos lo que compromete severamente el margen de coordinación y la correcta operación del esquema de protección.

Se podría pensar que el efecto de la saturación tendría que afectar al elemento de protección del transformador de potencia 51L, sin embargo, debido a que el esquema de protección tiene tres transformadores de corriente con relación de 2000/5 Amperes clase C - 200 no existe saturación en los transformadores de corriente y el valor estimado por el relevador es igual al valor eficaz ideal. Con esto se puede ver el efecto que tiene el correcto dimensionamiento del transformador de corriente al seleccionar la relación de transformación de corriente evitando que se presente el efecto de saturación como se puede observar en la figura 5.12. Esto se debe principalmente a que la relación de transformación es mayor y por lo tanto la corriente secundaria que circulará a través del secundario del transformador de corriente será menor, es decir, 26.83 Amperes.

Datos de la simulación:

RTC:	2000/5
Burden:	2 Ohms
Icc:	10,732 Amperes
Vs:	132.97 Volts
Resistencia de devanado:	0.687
Remanencia:	0.5

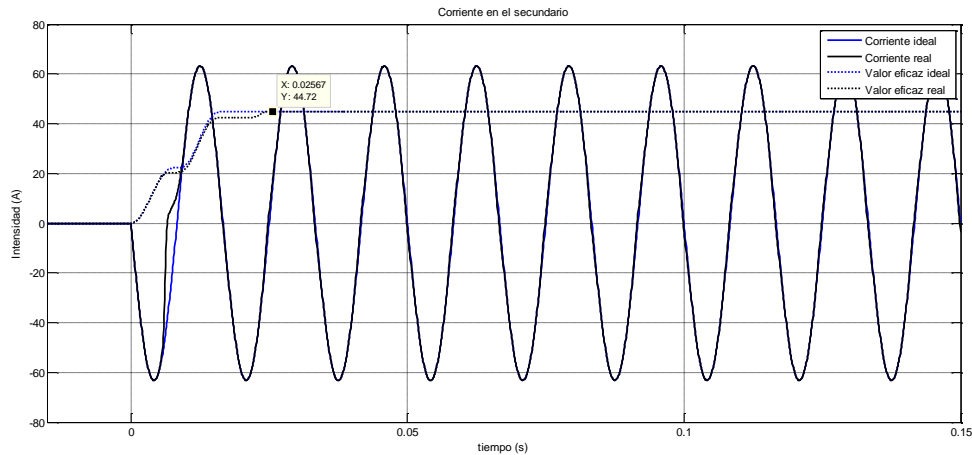


Figura 5.12. Simulación de falla trifásica simétrica para un transformador de corriente de relación 2000/5 C - 200 del CIY-42015.

5.8.2 Efecto de burden o carga conectada al secundario del transformador de corriente

Considerando el caso de estudio del inciso 5.8.1, se analizará el efecto del burden o carga conectada al secundario del transformador de corriente. Si se simula dos casos en el cual el burden 2 Ohms se reduce a 1.5 Ohms y posteriormente se reduce a 1 Ohm, es decir, si el burden se reduce al 75 % y posteriormente al 50% del valor nominal, se observa lo siguiente:

Datos de la simulación:

RTC:	600/5
Burden:	1.5 Ohms
Icc:	10,732 Amperes
Vs:	132.97 Volts
Resistencia de devanado:	0.309
Remanencia:	0.5
Icc Trifásica:	10,732 Amperes-primarios

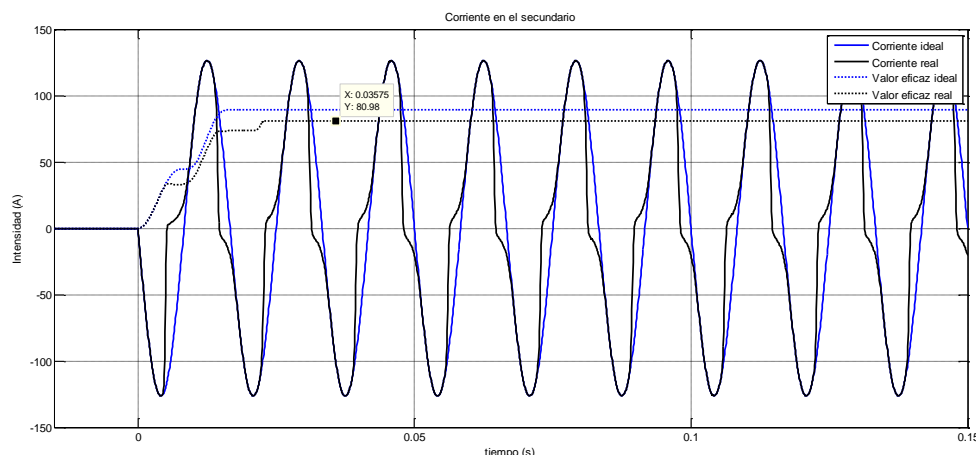


Figura 5.13. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200, con un burden del 75% del valor nominal.

Al igual que el inciso 5.8.1 el ajuste del elemento de protección 50F es 70.83 Amperes secundarios, el valor eficaz de la corriente de falla es de 89.43 Amperes secundarios, como se observa en la simulación, aunque existe saturación el valor eficaz estimado por el relevador es 80.98 Amperes, por lo cual se tendrá la operación del elemento de protección 50F, sin embargo, se tendrá un pequeño retraso de 16 milisegundos debido a la saturación del transformador de corriente.

Si se reduce el burden a 1.0 Ohms secundarios se obtiene:

RTC:	600/5
Burden:	1.0 Ohms
Icc:	10,732 Amperes
Vs:	132.97 Volts
Resistencia de devanado:	0.309
Remanencia:	0.5
Icc Trifasica:	10,732 Amperes-primarios

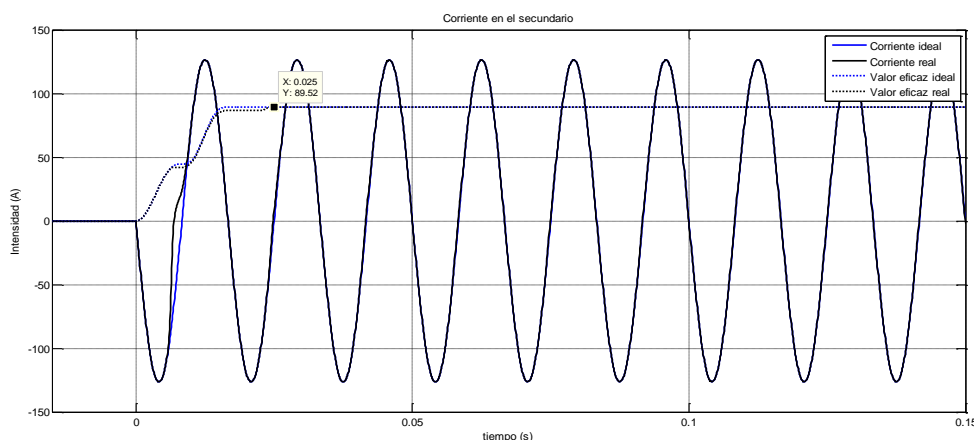


Figura 5.14. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5 C - 200, con un burden del 50% del valor nominal.

De este último caso de simulación se puede observar el efecto que tiene el burden o la carga conectada al secundario en la saturación del transformador de corriente, ya que al reducir el burden al 50%, es decir, 1 Ohm se observa que no existe saturación y por lo tanto el relevador de protección operara en los valores esperados.

El burden se puede reducir aumentando el calibre o el área transversal de los conductores, reduciendo la distancia entre los transformadores de corriente y los relevadores de protección.

5.8.3 Efecto de la relación X/R

Como se describió en la sección 5.2 la relación X/R es una característica particular del sistema eléctrico de potencia, sin embargo, para analizar el efecto que tiene esta relación en la saturación de los transformadores de corriente, se considera una relación X/R inferior a la relación considerada en los inicios anteriores, lo que implica trasladar este análisis a otro punto o a otra subestación del sistema eléctrico de potencia, figura 5.15.

La subestación Amozoc (AMZ) tiene 2 líneas de subtransmisión de 115 kV, 2 transformadores de 30 MVA con relación de transformación de 115/34.5 kV y 115/13.8kV y 8 alimentadores de los cuales se tienen 4 en 13.8 kV y 4 en 34.5 kV.

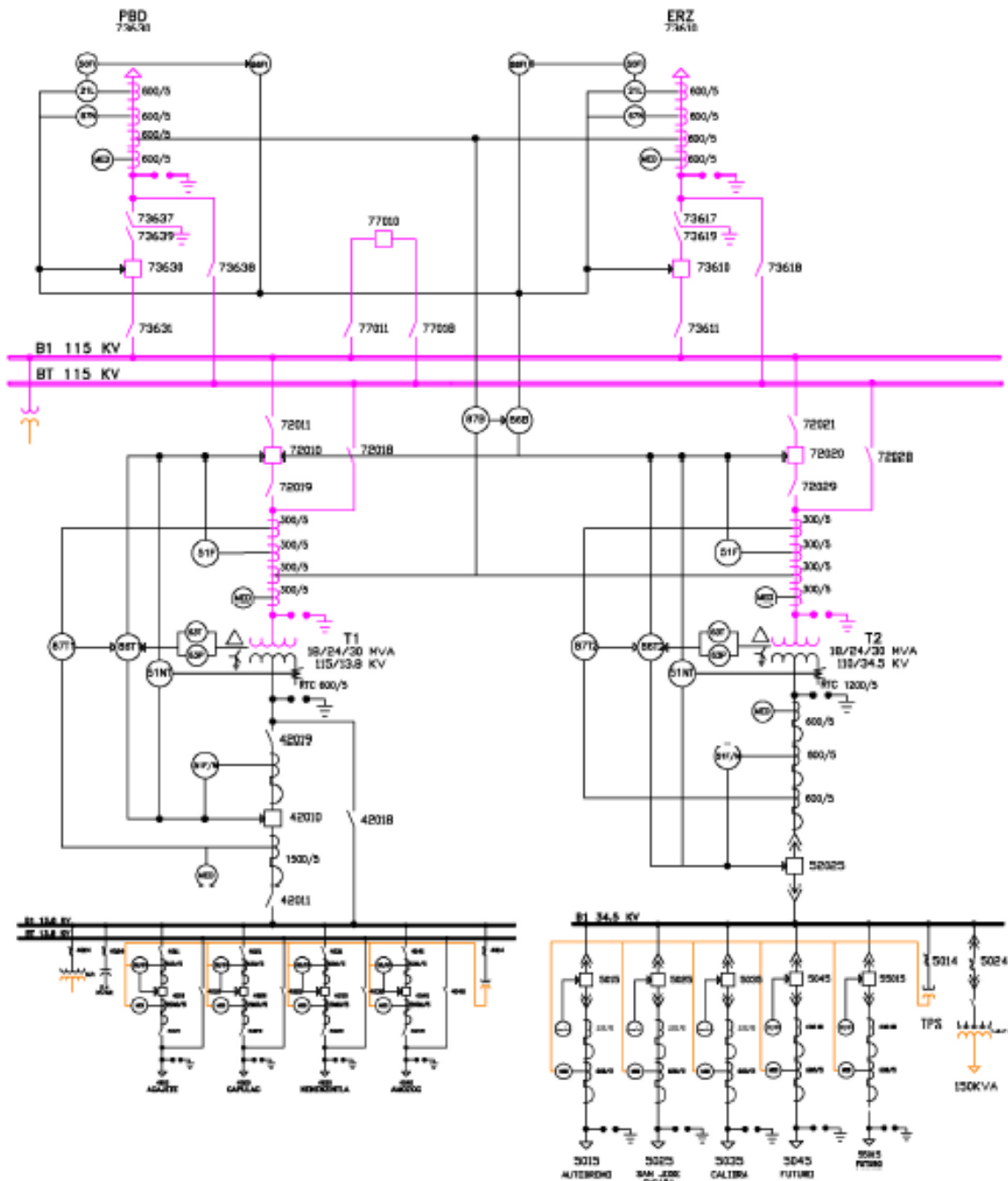


Figura 5.15. Diagrama unifilar de protecciones Subestación AMZ.

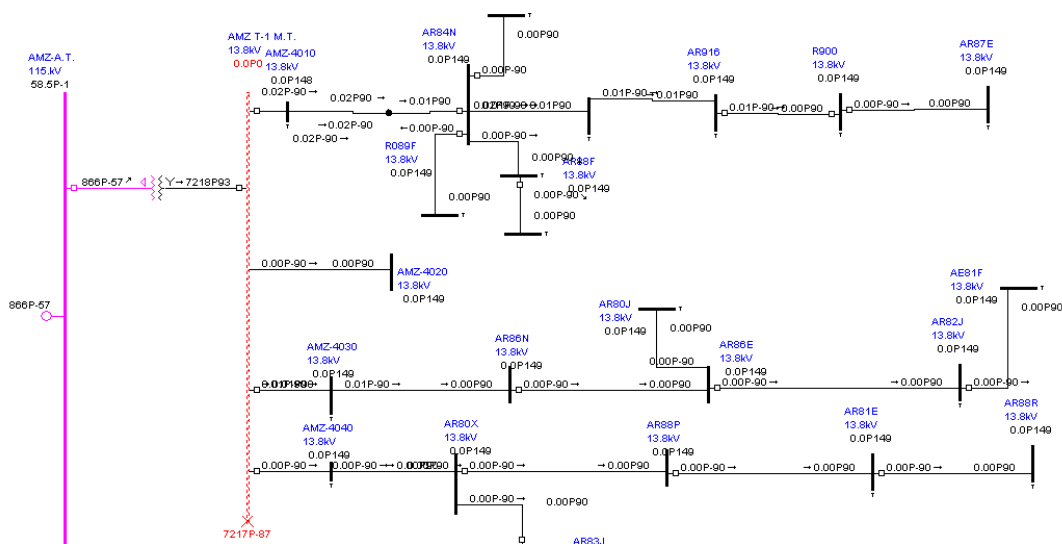


Figura 5.16. Simulación de falla trifásica en el bus de 13.8 kV de la subestación AMZ.

El equivalente Thévenin en el bus de 13.8 kV de la subestación AMZ se muestra en la tabla 5.7.

Tabla 5.7.- Equivalente de Thévenin del bus de 13.8 kV.

```

-----
1. Bus Fault on:      0 AMZ T-1 M.T. 13.8 kV 3LG
-----
+ SEQ      - SEQ      FAULT CURRENT (A @ DEG)
7217.5@ -87.1    0.0@  0.0    A PHASE
0.05555+j1.10251  0.05555+j 1.1022  0.0@  0.0    7217.5@ -87.1    B PHASE
THEVENIN IMPEDANCE (OHM)
0.+j4.43535      C PHASE
SHORT CIRCUIT MVA= 172.5    X/R RATIO= 19.8462    R0/X1= 0.    X0/X1= 4.02297
-----
    
```

- $X/R = 19.8462$
- $R = 0.0555$ Ohms
- $X = 1.10251$ Ohms
- $MVA_{acc} = 172.5$
- I_{cc} Trifásica = 7217 Amp
- Voltaje nominal = 13.8 kV

En base al estudio de coordinación de protecciones figura 5.17, se tiene dos elementos de protección para proteger el alimentador de 13.8 kV con los siguientes ajustes, tabla 5.8:

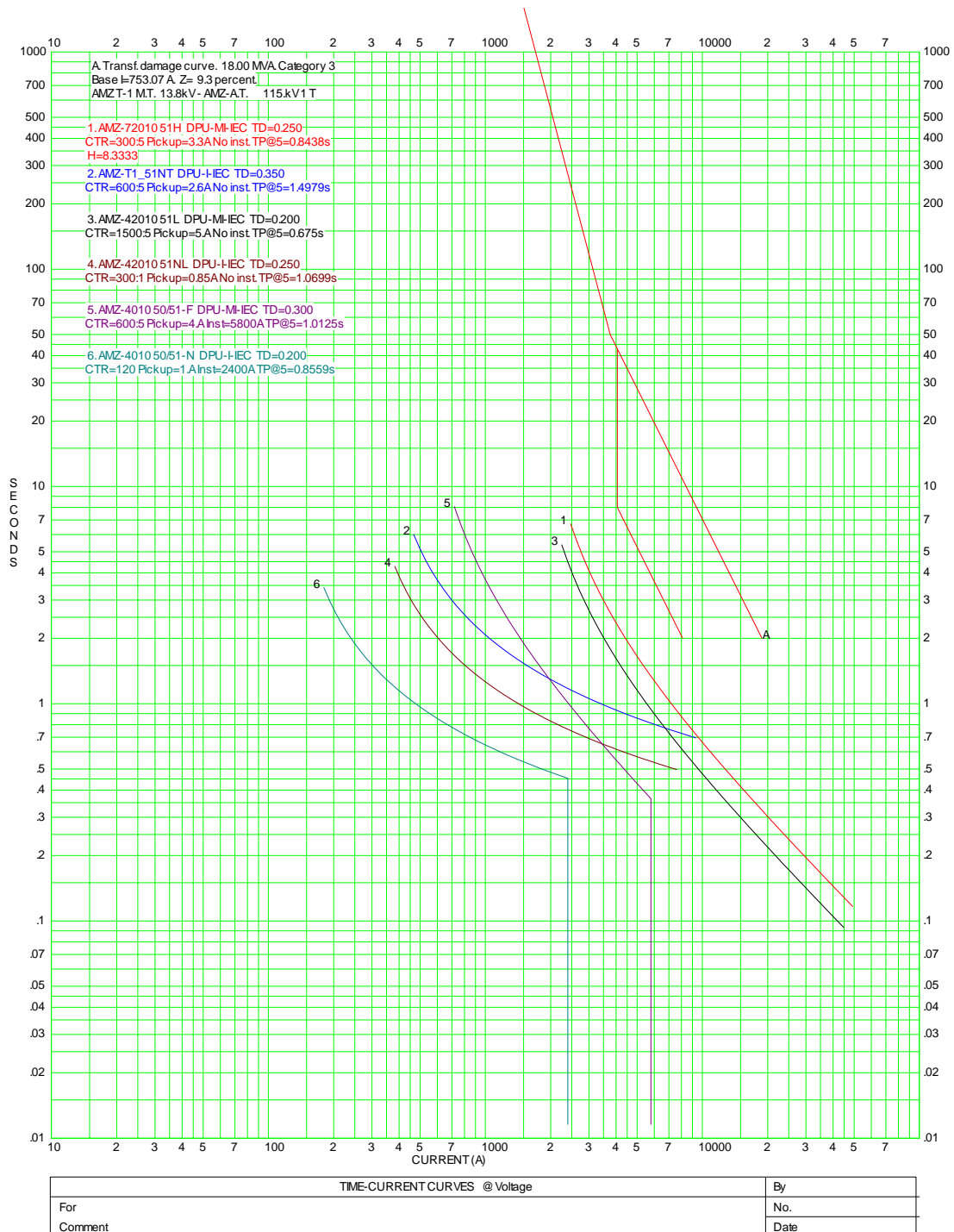


Figura 5.17. Coordinación de protecciones subestación AMZ.

Tabla 5.8.- Ajustes de protección del alimentador de 13.8 kV.

Elemento	Pick up	Time Dial	Curva
50F	48.33 A	N/A	N/A
51F	4 A	0.3	IEC-VI
50N	20 A	N/A	N/a
51N	1 A	0.2	IEC-I

Considerando que los parámetros del transformador de corriente son los mismos que en los incisos anteriores al simular la falla simétrica en terminales del interruptor del alimentador de la subestación AMZ se obtiene:

Datos de la simulación:

RTC: 600/5
 Burden: 2 Ohms
 Icc: 7,213 Amperes
 Vs: 132.97 Volts
 Resistencia de devanado: 0.309
 Remanencia: 0.5

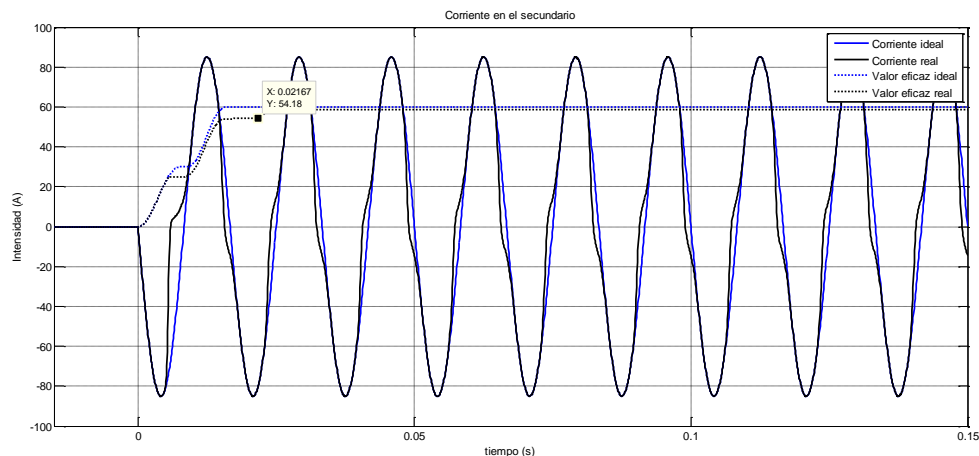


Figura 5.18. Simulación de falla simétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010.



De la figura 5.18 se puede observar que para el mismo grupo de transformadores de corriente no existe saturación debido a que se tiene una relación X/R menor a la establecida en los incisos 5.8.1 y 5.8.2. Lo que implica que el relevador de protección opere correctamente y se mantenga el margen de coordinación entre los elementos de protección del alimentador y los elementos de protección del transformador.

Las corrientes de falla simétricas no son el único riesgo para la saturación del transformador de corriente. Las corrientes de falla con componente de corriente directa (cd), causadas por la relación X/R del sistema, pueden producir una saturación del transformador de corriente. No se recomienda seleccionar transformadores de corriente basados solo en la corriente de falla simétrica porque se ignora el riesgo de una fuerte saturación del transformador de corriente cuando la corriente de falla incluye la componente de cd.

De la figura 5.20 se puede observar que la consideración de la componente de corriente directa (cd) en la corriente de falla, causadas por la relación X/R del sistema producen saturación de los transformadores de corriente.

El retardo de tiempo para la operación del elemento de protección 50F es de 6 ciclos o 100 milisegundos. Por lo que en la selección y dimensionamiento de los transformadores de corrientes es necesario considerar dicha relación.

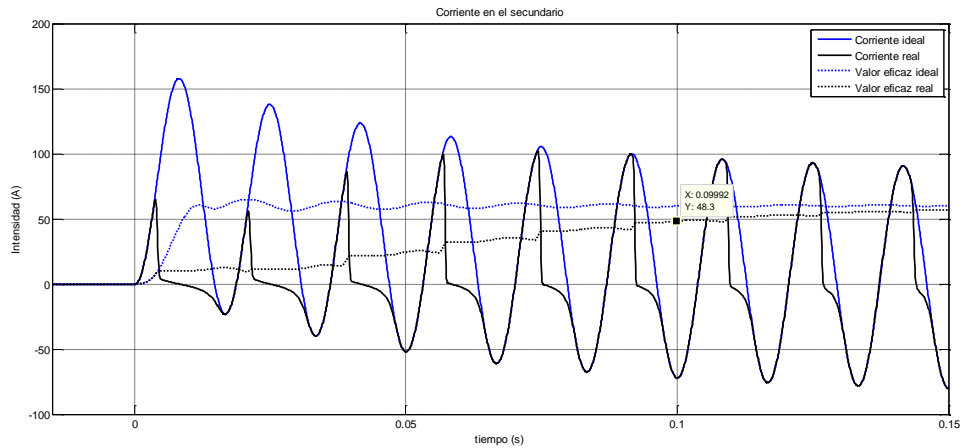


Figura 5.19. Simulación de falla asimétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010.

Para evitar la saturación por componentes de corriente continua en la onda primaria y con una carga puramente resistiva, el voltaje de saturación requerido está dado por la ecuación:

$$20 \geq \left(1 + \frac{X}{R}\right) I_f Z_b \quad (5.15)$$

I_f = corriente de falla máxima en pu.

Z_b = Carga conectada en el secundario en por unidad.

Para evitar que el voltaje en terminales del secundario del transformador de corriente sea mayor al valor establecido por la ecuación 5.15 y evitar una saturación severa del transformador de corriente debido a la componente de corriente directa se requiere que el burden sea menor a 0.1595 Ohms, es decir, 3.98 VA.

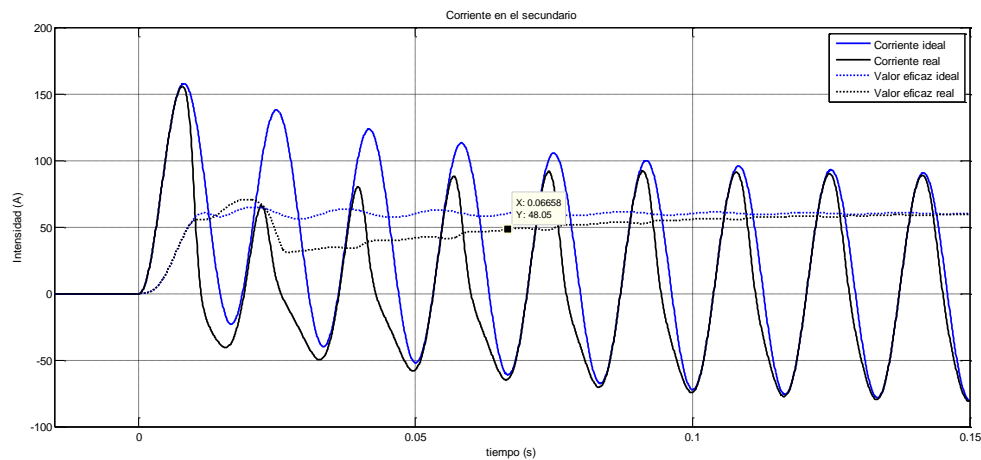


Figura 5.20. Simulación de falla asimétrica para un transformador de corriente de relación 600/5, C - 200 del AMZ-4010 con un burden del 8% del nominal.

Diseñar un transformador de corriente para una aplicación de protección siempre ha sido un reto. Dimensionarlo hasta un valor que le permita transferir la máxima corriente de falla esperada sin ninguna distorsión resultaría en transformadores de corriente con una tensión de rodilla muy alta. El costo y tamaño de dichos transformadores pueden ser también demasiado grandes y poco prácticos. Incluso diseñando un transformador de corriente que no se sature bajo las peores fallas no garantiza que actúe correctamente, esto es debido al flujo remanente del núcleo magnético del transformador.



CAPÍTULO VI

DETECCIÓN DE SATURACIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN REPORTE DE EVENTOS

6.1 Introducción

El análisis de los reportes de eventos del relevador después de una operación puede ser una tarea difícil, especialmente cuando existen dudas acerca de la validez de la operación. Los relevadores de protección dependen de mediciones precisas de corriente y voltaje para realizar su trabajo correctamente.

Cuando se satura un transformador de corriente, la corriente que mide el relevador no representa lo que realmente está en el sistema de potencia y puede hacer que el relevador se comporte de forma inesperada.

La capacidad de detectar cuándo se han saturado los transformadores de corriente mediante el uso de reportes de eventos es necesario para analizar correctamente la operación del relevador.

6.2 Reporte de eventos raw contra reportes filtrados

La mayoría de los relevadores basados en microprocesadores modernos almacenan al menos dos tipos de informes de eventos: sin procesar (sin filtrar) y filtrados. Ambos tipos de informes de eventos son importantes y se usan para diferentes propósitos. Para comprender cómo detectar la saturación del transformador de corriente, primero necesitamos entender las diferencias entre estos dos tipos de informes.

La figura 6.1 es un diagrama simplificado que muestra cómo se introducen y procesan las corrientes a un relevador de protección.

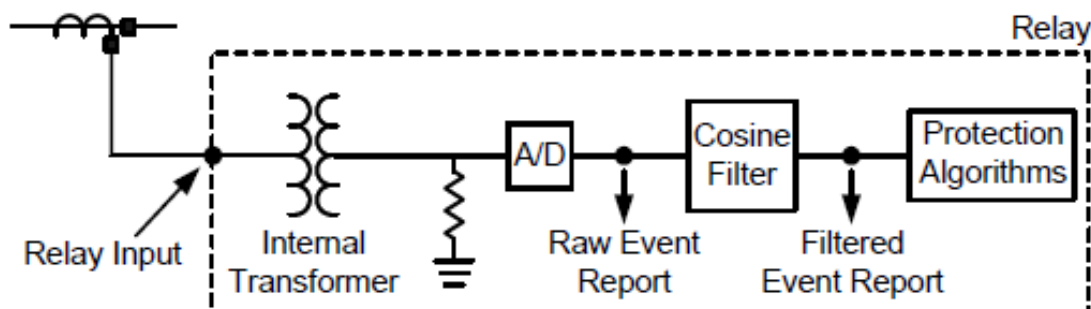


Figura 6.1. Procesamiento de la señal en un relevador de protección.

El proceso de voltajes es similar. La corriente medida por un transformador (típicamente 5 Amperes) se lleva a las entradas del relevador e inmediatamente se reducen por un transformador interno a una señal de nivel de miliamperios. Esta corriente pasa a través de una pequeña resistencia, lo que resulta en una señal de nivel de milivoltios que las placas del circuito del relevador pueden manejar. A continuación, el voltaje es leído por un convertidor analógico / digital que convierte los datos analógicos en muestras digitales. Estas muestras se pasan a través de un filtro coseno que calcula un fasor de 60 Hz equivalente. El objetivo de este filtro es eliminar todos los armónicos fuera de la frecuencia fundamental (60 Hz), así como cualquier desplazamiento de cd, para crear una señal de 60 Hz que se puede representar como un fasor con una magnitud y un ángulo. La mayoría de los algoritmos de relevadores utilizan estos fasores (en lugar de muestras sin procesar) para realizar sus funciones de protección [19] y [20].

6.2.1 Reportes de eventos raw

Los reportes de eventos raw se capturan antes que el filtro coseno en la figura 6.1. Debido a esto, los datos en los reportes de eventos raw se asemejan más a las señales reales que ocurren en el sistema de potencia.



Las formas de onda en estos informes de eventos incluyen compensación de cd y armónicos fuera de la frecuencia fundamental. Las señales de corriente en los reportes de eventos raw a menudo no son tan suaves como los reportes de eventos filtrados porque el filtro de coseno aún no se ha aplicado.

Los reportes de eventos descargados en el formato de archivo COMTRADE son siempre datos brutos y se pueden reproducir mediante un equipo de prueba. Se puede cambiar la configuración y reproducir un evento en sus relevadores para verificar el funcionamiento correcto.

6.2.2 Reportes de eventos filtrados

Los reportes de eventos filtrados se capturan después del filtro coseno en la figura 6.1. Debido a que los algoritmos del relevador también usan estas cantidades, esto hace que los informes de eventos filtrados sean útiles para analizar el comportamiento de los elementos protección después de una falla. Sin embargo, debido a que contienen información después del filtro coseno, a los informes de eventos filtrados les faltan armónicos de nivel superior y desplazamiento de cd, dejando solo una forma de onda de 60 Hz que es simétrica alrededor del eje cero. Esto hace que sea especialmente difícil ver la saturación del TC.

En la figura 6.2 se muestra un ejemplo de la diferencia entre las señales en los reportes de eventos filtrados y raw. La figura 6.2a muestra las señales de un transformador de corriente no saturado y saturado en un reporte de evento raw.

La figura 6.2b muestra cómo se ve este mismo evento en un reporte de eventos filtrados. Tenga en cuenta que las características que hacen que la forma de onda saturada del TC sea única son eliminadas por el filtro de coseno, y la señal resultante se parece a la corriente de falla normal. Como se muestra en la figura 6.2a, la mayor parte de la señal en la forma de onda saturada existe al comienzo de cada ciclo y cae a cero cuando se satura el TC. Debido a esto, el fasor resultante (después del filtro de coseno) tendrá una magnitud reducida y un ángulo en adelante en comparación con lo que sería si el TC no se saturara.

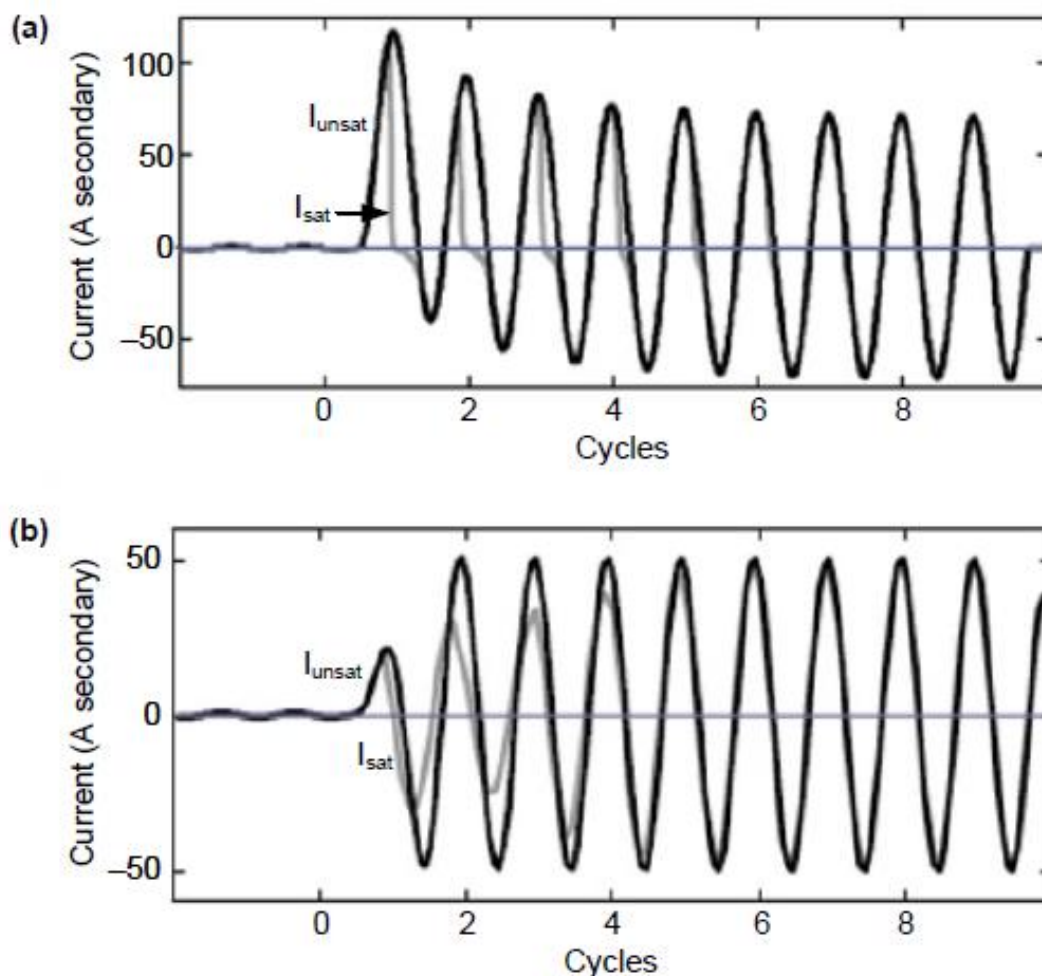


Figura 6.2. Reporte de evento correspondiente a la saturación del TC en (a)raw y (b) filtrado.

Tanto los tipos de eventos raw como filtrados son útiles y necesarios en el análisis de eventos. El tipo de informe de evento que se debe usar para el análisis depende de si el algoritmo de protección que se analiza utiliza datos sin procesar o filtrados. La gran mayoría de los algoritmos de protección utilizan datos filtrados, por lo que el informe de eventos filtrado es el más analizado. Sin embargo, como se muestra en la figura. 6.2, algunas condiciones del sistema de potencia (saturación de TC, inrush, etc.) solo se pueden detectar en los informes de eventos raw porque los filtros de relevador eliminan las características que los hacen únicos. Incluso el experto en análisis de eventos más experimentado no tendrá mucha suerte buscando la saturación del TC en los informes de eventos filtrados.

Para determinar si los TCs se han saturado, los reportes de eventos del relevador pueden ser inspeccionados por varias características conocidas.

6.3 Técnicas para detectar la saturación en transformadores de corriente

6.3.1 Buscar la forma de onda característica

La forma más sencilla de detectar la saturación de transformadores de corriente es buscar en los datos de evento raw las formas de onda de "diente de sierra" características mostradas. La figura. 6.3 muestra un Transformador de corriente que se saturó y luego se recuperó durante una falla de fase a fase. Esta forma de onda es muy similar a los casos de libros de texto, y la saturación del TC debe sospecharse inmediatamente.

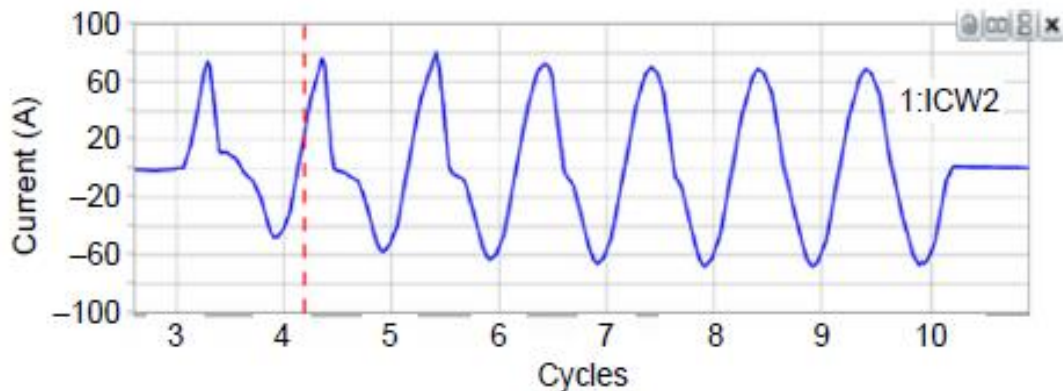


Figura 6.3. El TC de fase C se satura y se recupera durante una falla de fase a fase.

En general, busque corrientes que no siguen con precisión la forma de onda esperada para las condiciones del sistema dadas.

Por ejemplo, la condición de energización o inrush en un transformador de potencia. Un relevador ve corrientes de inrush cuando un transformador es energizado por primera vez, y estas corrientes de entrada tienen una forma particular.

La figura. 6.4 muestra tres ejemplos de informes de eventos durante una condición de inrush, cada uno con niveles variables de saturación de TC. La figura 6.4a muestra un evento de inrush sin saturación del TC.

La figura 6.4b y la figura 6.4c muestran un evento de inrush diferente. En la figura 6.4b, el TC de la fase B está saturada ligeramente, y en la figura 6.4c, hay una saturación de TC severa en las tres fases.

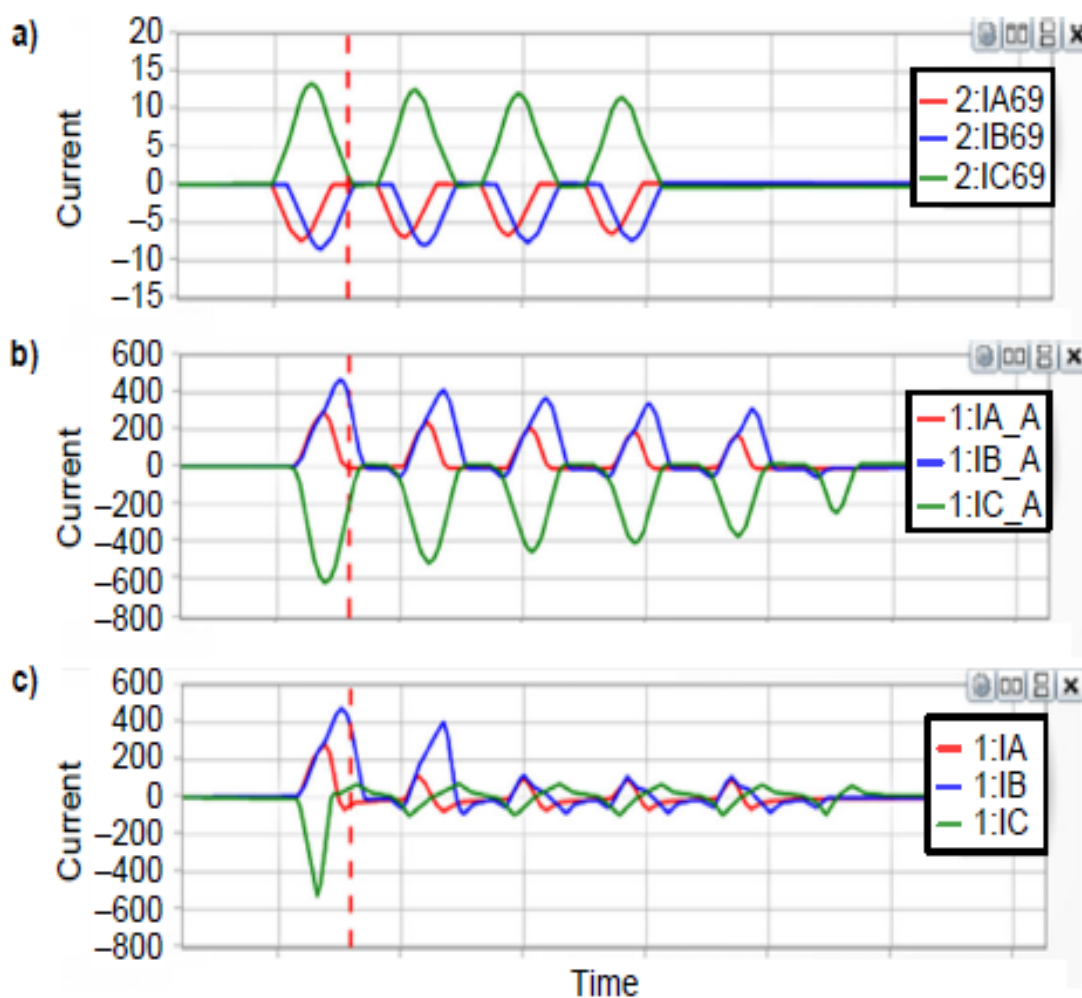


Figura 6.4. Corrientes de inrush (a) sin saturación de TC, (b) ligera saturación de TC, y (c) severa saturación de TC.

6.3.2 Buscar cambios en la frecuencia

Dependiendo del nivel de saturación del TC y cuánto tiempo persiste, puede que no siempre sea tan obvio como lo que hemos visto hasta ahora.

La saturación ligera, aunque es capaz de seguir causando errores de funcionamiento del relevador, no siempre nos proporciona las formas de onda típicas de diente de sierra mostradas anteriormente. La figura. 6.5 muestra una forma de onda de corriente de un TC saturado que podría no ser inmediatamente obvia. En casos como este, podemos usar el hecho de que los transformadores de corriente saturados emiten intensas corrientes de armónicos.

Una forma de detectar armónicos de nivel superior es buscar frecuencias superiores a 60 Hz. Podemos detectar un cambio en la frecuencia mediante el uso de cursores de tiempo en el software de análisis de eventos para crear una "ventana" de un ciclo en el reporte de eventos *raw*. Las dos líneas verticales azules en la figura. 6.5 están separadas por un ciclo en el tiempo (con un ciclo basado en una frecuencia nominal de 60 Hz). Si la forma de onda entre los dos cursores es un ciclo completo de la forma de onda, significa que la corriente es una señal de 60 Hz y que el TC no está experimentando saturación.

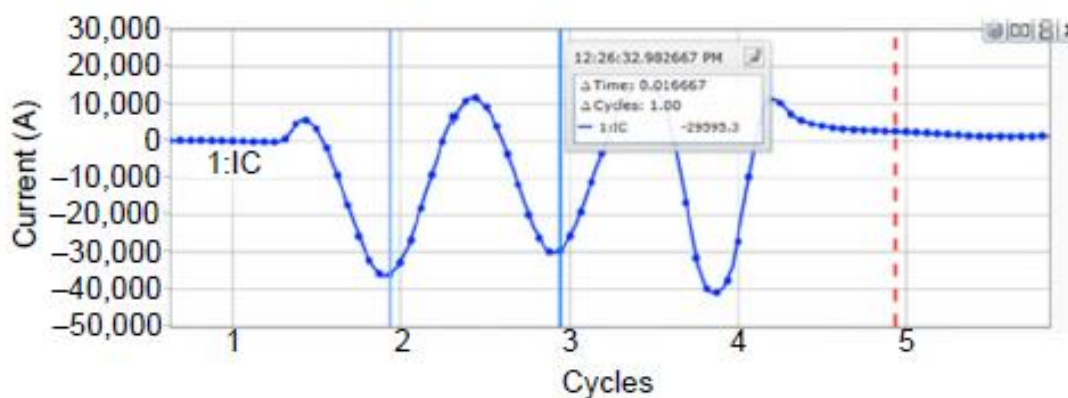


Figura 6.5 No existe distorsión de frecuencia cuando un ciclo de datos encaja en un ciclo ventana.

Si movemos la ventana más adelante a lo largo de la forma de onda y comparamos los resultados. En la figura 6.6, la ventana sigue siendo un ciclo de tiempo. Sin embargo, ahora la ventana comienza en un pico positivo, pero no termina en un pico positivo. En realidad, termina después de un pico, lo que muestra que la señal ahora está más comprimida (una frecuencia más alta que 60 Hz) que antes. Esto podría ser una señal de que el TC está saturado.

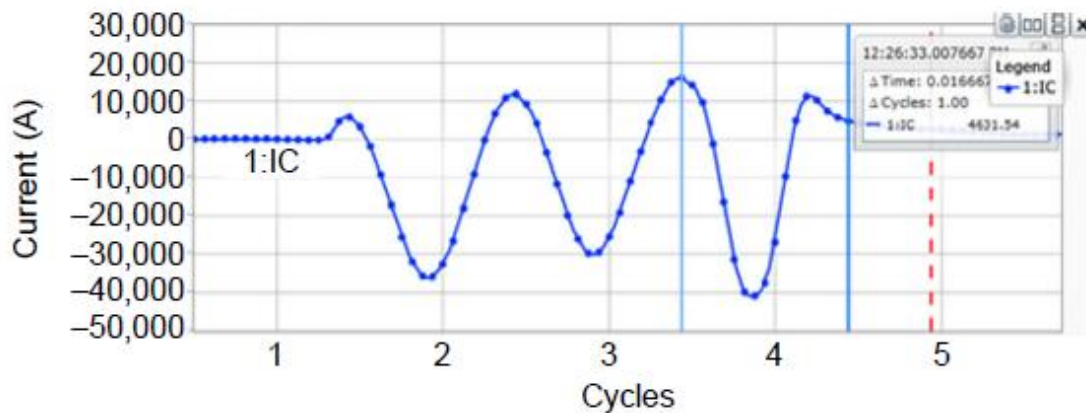


Figura 6.6. La frecuencia es superior a 60 Hz cuando se ajusta más de un ciclo de datos en una ventana de un ciclo podría existir saturación.

Esta misma técnica se puede aplicar a los informes de eventos filtrados hasta cierto punto. Cuando se pasa una forma de onda saturada a través del filtro de coseno, hay algo de distorsión en la salida en comparación de cuando se pasa una forma de onda no saturada.

6.3.3 Buscar contenido armónico

Otra forma de detectar si un TC está saturado es observar los armónicos individuales. La saturación asimétrica produce una gran cantidad de armónicos pares y la saturación simétrica produce principalmente armónicos impares. El software de análisis de eventos se puede usar para mostrar la cantidad de contenido armónico en las dos ventanas de un ciclo del evento anterior que se muestra en la figura 6.5 y la figura 6.6.

La figura 6.7a muestra el contenido del segundo armónico durante la primera ventana de un ciclo donde el TC no está saturando (figura 6.6). La figura 6.7b muestra el

contenido del segundo armónico durante la segunda ventana de un ciclo donde el TC está saturando (Figura 6.7). Observe que hay mucho más contenido de segundo armónico en la forma de onda cuando el TC se ha saturado. Al igual que con los cambios de frecuencia, la saturación del TC no es la única causa del contenido armónico de formas de onda de corriente. La condición de inrush que se muestra en la sección anterior también genera grandes cantidades de contenido armónico que el relevador medirá. La medición del contenido de armónicos es solo un método que se puede usar al tratar de determinar si un TC se ha saturado.

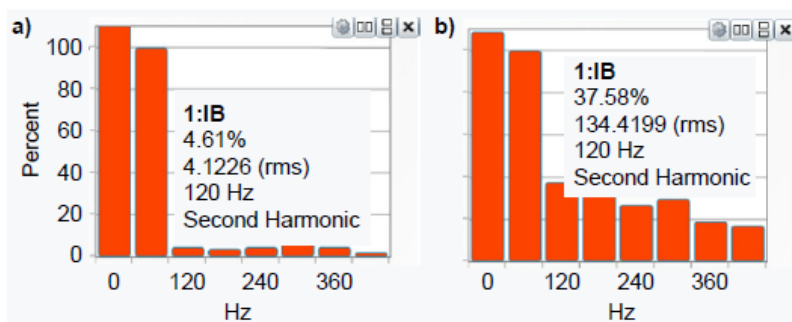


Figura 6.7. Contenido del segundo armónico de la forma de onda actual cuando TC no está saturado (a) y está saturado (b).

6.3.4 Búsqueda de corriente residual falsa

La corriente residual falsa es un signo de saturación del TC que se puede encontrar en los reportes de eventos filtrados. La saturación del TC en cualquiera de los TCs trifásicos crea una corriente de tierra residual falsa. La figura 6.8 muestra un reporte de eventos filtrados de un transformador delta-estrella después de una falla externa de fase a fase en un alimentador aguas abajo. Las trazas superiores (W1) muestran las corrientes de fase y la corriente residual en el lado de la estrella del transformador. Se sospecha saturación del TC porque no esperaríamos que existiera corriente de secuencia cero para una falla de fase a fase.

Se observa cómo la corriente residual decae lentamente con el tiempo, que corresponde a los TC que salen de la saturación. Las trazas inferiores (W2) muestran las corrientes de fase y la corriente residual en el lado de la conexión delta del

transformador. También se sospecha que se trata de una corriente residual falsa porque no se espera que existiera corriente de secuencia cero en el lado de la conexión delta para esta falla. Tenga en cuenta que solo la corriente residual no esperada (calculada por el relevador como la suma de todas las tres fases o cableada en una entrada del relevador en una conexión residual) es un signo de saturación de TC - la corriente de neutro no esperada a través de un TC con núcleo equilibrado no lo es. Siempre que se sospeche saturación de TC a partir de reportes de eventos filtrados, los datos *raw* se deben descargar para verificar.

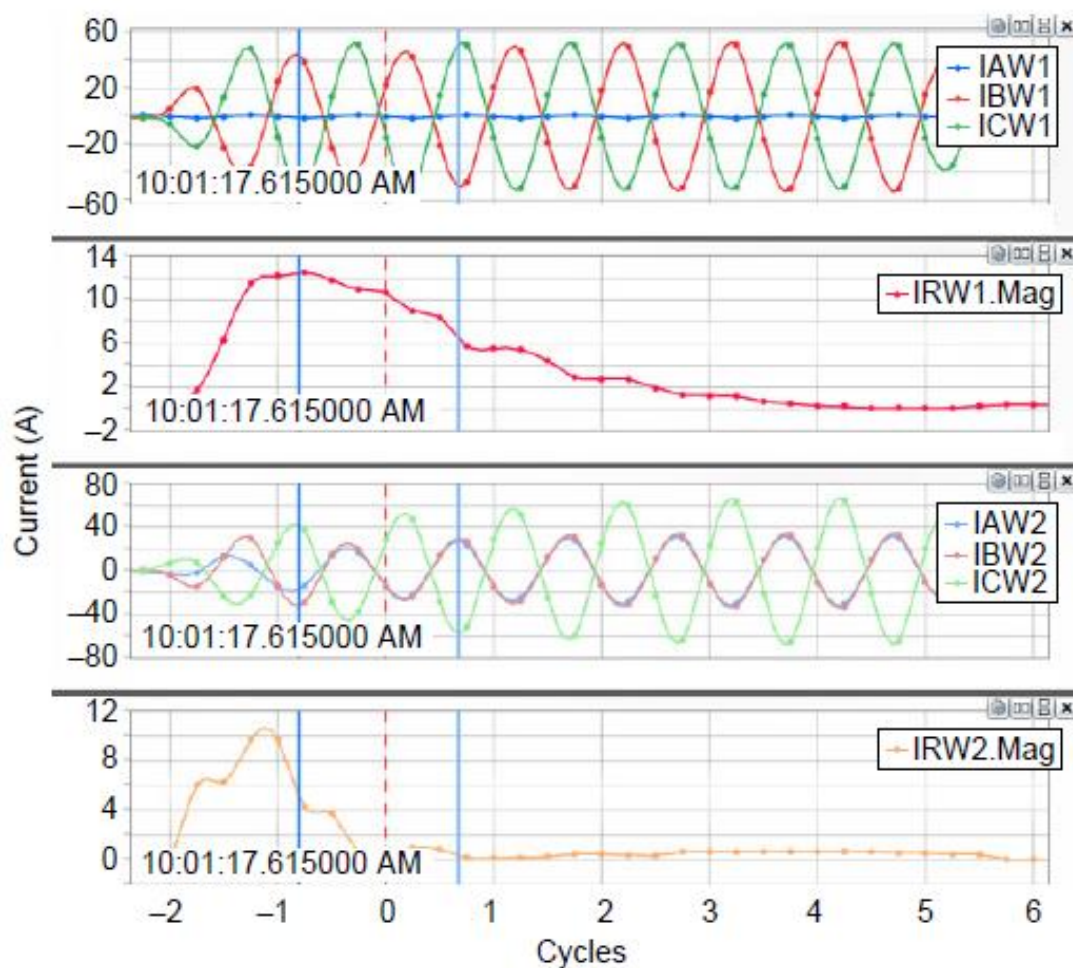


Figura 6.8. Corriente residual falsa que aparece cuando los TC se saturan durante una falla externa.

6.3.5 Aplicaciones diferenciales: buscar corrientes no iguales

La mayoría de las operaciones erróneas de aplicaciones diferenciales ocurren cuando los transformadores de corriente se saturan durante fallas externas. Para detectar la saturación en eventos diferenciales, debemos recordar que el principio diferencial se basa en la expectativa de que la corriente que ingresa a una zona de protección sea igual a la corriente que abandona la zona de protección durante condiciones normales. La figura 6.9 muestra un reporte de evento *raw* de una falla externa de fase B a fase C en una aplicación diferencial de dos terminales. Tenga en cuenta el cambio sutil en las corrientes IBW1 e ICW1 cerca del marcador de tiempo vertical (naranja) de 670 ms. Aunque el cambio parece menor, fue suficiente para que este relevador funcionara mal.

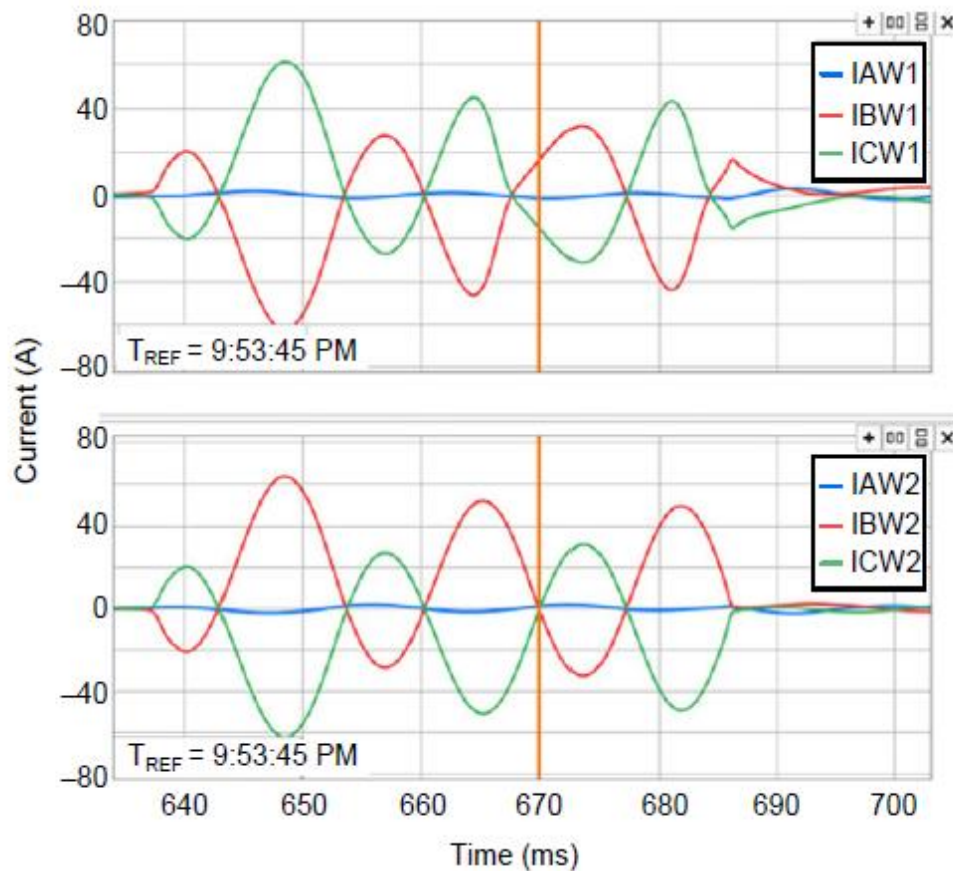


Figura 6.9. Falla externa de fase B-C en un diferencial de dos terminales.

Basado en el principio de protección diferencial, se espera que, para esta falla externa, IBW1 estará a 180° de desfasado con IBW2. Lo mismo es cierto para ICW1 e ICW2. La figura 6.10 muestra las corrientes de fase B y fase C comparadas a través del diferencial. Los puntos de datos del devanado 2 se anulan para que la diferencia entre las formas de onda sea más fácil de ver. Si no hubiera habido saturación de TC, las curvas estarían una encima de la otra. Sin embargo, se puede ver que las corrientes del devanado 1 experimentaron saturación alrededor del punto de 670 ms en los datos de falla, lo que causa distorsión y una diferencia con el devanado 2. Las magnitudes de las señales diferenciales resultantes de la saturación en el devanado 1 se pueden encontrar agregando los datos del devanado 1 y el devanado 2, como se muestra en las graficas de la figura. 6.11.

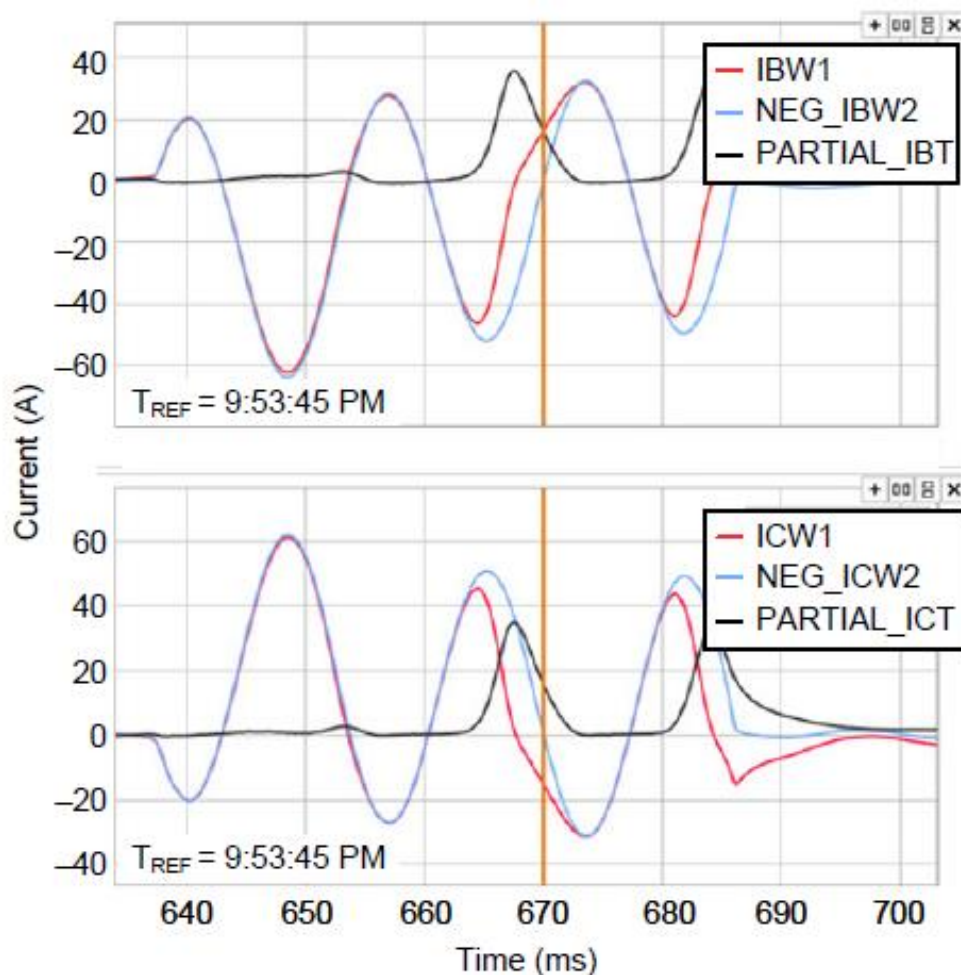


Figura 6.10. Comparación de los TCs con el devanado 2.



Siempre que las corrientes de fase a través de un diferencial no son iguales y estén 180 grados fuera de fase durante una condición de falla externa, se sospecha de saturación del TC. Tener en cuenta las diferencias de relación de TC y las conexiones de transformador y del TC es importante, ya que estas cosas también pueden dar como resultado que las corrientes de fase no sean iguales y estén desfasadas 180 grados durante las condiciones normales.



6.4 Conclusiones

Un TC funciona según el principio de inducción electromagnética. El flujo de corriente en el devanado primario de un TC genera un flujo magnético alterno, que a su vez induce un voltaje alterno a través del devanado secundario.

El núcleo de hierro de un TC está formado por un número fijo de imanes moleculares, que se alinean dinámicamente con el campo magnético alterno. Cuando todos los imanes están alineados en la misma dirección, se alcanza la densidad de flujo máxima y se dice que el núcleo de TC está saturado.

Hay dos tipos de saturación de TC: saturación simétrica y saturación asimétrica. La saturación simétrica es causada por corrientes de falla simétricas de gran magnitud, mientras que la saturación asimétrica es causada por corrientes de falla con desplazamiento de cd.

Cuando un interruptor se dispara durante una corriente asimétrica (antes de que se disipe la componente de cd), la remanencia puede permanecer en el núcleo del TC y afectar su comportamiento cuando se energiza nuevamente.

Se puede usar un circuito TC equivalente simple para modelar el comportamiento de TC usando cantidades rms.

El punto de inflexión de una gráfica de excitación de un TC no es lo mismo que el voltaje de saturación. La clase de precisión del TC (clasificación del voltaje) es una mejor estimación del voltaje de saturación.

IEEE define la clasificación de voltaje como el voltaje secundario del TC que entrega el TC cuando está conectado a una carga secundaria estándar a 20 veces la corriente secundaria nominal sin exceder un error de relación del 10 por ciento [2].

La clasificación de voltaje para un TC solo es válida para su relación completa y cambia si se selecciona otra relación inferior.



La ecuación (5) se puede usar para determinar la corriente de falla máxima permisible para una carga dada, o la carga máxima permisible para una corriente de falla dada, mientras se evita la saturación.

Es importante comprender la diferencia entre los reportes de eventos filtrados y sin filtrar o raw y descargar ambos tipos de datos (a la tasa de muestreo más alta disponible) de los relevadores después de un error.

La saturación del TC se puede detectar en reportes de eventos sin filtrar buscando la forma de onda característica, los cambios de frecuencia o el contenido de armónicos. En los reportes de eventos filtrados se puede buscar la corriente residual falsa.

Los TC saturados proporcionan señales incorrectas a los relevadores y pueden provocar errores de funcionamiento del relevador, principalmente en aplicaciones diferenciales.

Aunque muchos algoritmos de protección existentes representan un cierto grado de saturación de TC, esto no excusa al ingeniero de realizar la debida selección del TC.

TRABAJOS A FUTURO

- Analizar el comportamiento de otros elementos de protección ante la saturación de los transformadores.
- Desarrollar una herramienta computacional que permita el análisis y simulación de los transformadores de corriente.



REFERENCIAS

- [1] S. E. Zocholl, “Analyzing and Applying Current Transformers”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., Pullman, WA, 2004.
- [2] IEEE Standard C37.110-2007, IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes.
- [3] D. Subedi and S. Pradhan, “Analyzing Current Transformers Saturation Characteristics for Different Connected Burden Using LabVIEW Data Acquisition Tool,” *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, Vol. 9, Issue 10, 2015.
- [4] B. Kasztenny, N. Fischer, D. Taylor, T. Prakash, and J. Jalli, “Do CTs like DC? Performance of Current Transformers With Geomagnetically Induced Currents,” proceedings of the 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2016.
- [5] M. Thompson and R. Folkers, “Secure Application of Transformer Differential Relays for Bus Protection,” proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2005.
- [6] S. Hodder, B. Kasztenny, N. Fischer, and Y. Xia, “Low Second- Harmonic Content in Transformer Inrush Currents - Analysis and Practical Solutions for Protection Security,” proceedings of the 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, March 2014.
- [7] H. J. Altuve, N. Fischer, G. Benmouyal, and D. Finney, “Sizing Current Transformers for Line Protection Applications,” proceedings of the 66th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 2013.



- [8] S. E. Zocholl and D. W. Smaha, "Current Transformer Concepts," proceedings of the 46th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA, April 1992.
- [9] IEEE Standard C57.13, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers.
- [10] Forest K. Harris, *Electrical Measurements*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 1952.
- [11] G. Benmouyal, J. Roberts, and S. E. Zocholl, "Selecting CTs to Optimize Relay Performance," proceedings of the Pennsylvania Electric Association Relay Committee Fall Meeting," September 1996.
- [12] S. Manson and A. Upreti, "Current Transformer Selection Techniques for Low-Voltage Motor Control Centers," proceedings of the 63rd Annual Petroleum and Chemical Industry Technical Conference, Philadelphia, PA, September 2016.
- [13] J. R. Linders, C. W. Barnett, J. W. Chadwick, P. R. Drum, K. J. Khunkhun, W. C. Kotheimer, P. A. Kotos, D. W. Smaha, J. W. Walton, P. B. Winston, and S. E. Zocholl, "Relay Performance Considerations With Low-Ratio CTs and High-Fault Currents," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 31, Issue 2, March– April 1995.
- [14] S. E. Zocholl, "Rating CTs for Low Impedance Bus and Machine Differential Applications," proceedings of the 27th Annual Western Protective Relay Conference," Spokane, WA, October 2000.
- [15] M. Donolo, A. Guzmán, M. V. Mynam, R. Jain, and D. Finney, "Generator Protection Overcomes Current Transformer Limitations," proceedings of the 41st Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 2014.



[16] Edmundo O. Schweitzer, III and Daging Hou, “Análisis de la operación de las protecciones de sobrecorriente en redes de distribución con presencia de distorsión armónica,” proceedings of the 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1992.

[17] H. J. Altuve “Introducción a los relevadores y sistemas digitales de protección,” Universidad Autónoma de Nuevo León, facultad de ingeniería mecánica y eléctrica doctorado en ingeniería eléctrica.

[18] Leticia Garcia Antonio, “Modelado y aplicación de relevadores digitales (distancia y sobrecorriente) utilizando el algoritmo de mínimos errores cuadrados”.

[19] Luis Antonio Gutiérrez Páez, “Desarrollo de un prototipo de relevador de sobrecorriente 50N/51N”.

[20] Manuel Aguilar Muñoz, “Análisis de la operación de las protecciones de sobrecorriente en redes de distribución con presencia de distorsión armónica”.

[21] Stanley E. Zocholl and Gabriel Benmouyal, “Microprocessor Relays Respond to Harmonics, Saturation, and Other Wave Distortions”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA.

[22] E. O. Schweitzer III and Daging Hou, “Filtering for Protective Relays,” 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 20-22, 1993.

[23] G. Benmouyal, “Removal of DC-Offset in Current Waveform Using Digital Mimic Filtering,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 2, No. 2, pp. 621-630, April 1995.

[24] David Sebastián, “Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia”.



[25]Hector Hugo Muñiz Reyes, “Estudio y simulación del comportamiento transitorio de transformadores de corriente y sus efectos en relevadores de protección”, XVII Conferencia Doble Latinoamérica, mayo 2018.