



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

“Fallas simultaneas en circuitos de media tensión que originan el disparo de bancos de potencia en la zona de operación de transmisión Pachuca”

Que para obtener el grado de

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

Presenta:

María de la Luz Cristell Díaz Martínez

Asesor de tesis:

M.C. Carlos Moran Ramírez

Coasesor de tesis:

Dr. Alejandro Bautista Hernández

PUEBLA

ABRIL 2024

ÍNDICE

	Página
Oficio de autorización de tesis.....	i
Acta resolutive de impresión de tesis.....	ii
Glosario de términos	iii
Lista de figuras	iv
Apéndice A.....	vii
Resumen	xiii
Dedicatorias.....	xvi
Agradecimiento.....	xvii
Capítulo 1 Introducción	
1.1 Generalidades.....	1
1.2 Planteamiento del Problema.....	4
1.3 Justificación	4
1.4 Hipotesis	5
1.5 Objetivos	5
1.5.1 Objetivos Generales	6
1.5.2 Objetivos Particulares.....	6
1.6 Metodología	7
1.7 Alcances y Metas	7
Capítulo 2 Elementos de un Transformador de Potencia	
2.1 Introducción	8
2.2 Elementos de un Transformador	8
2.3 Devanados	10
2.4 Tipos de Núcleo	11
2.5 Tipo de Devanados	15
2.6 Cambiador de Derivaciones	16
2.7 Boquillas Bushing.....	16
2.8 Tanque	16
2.9 Radiadores.....	17
2.9.1 Accesorios del Transformador.....	17

Capítulo 3 Protección de los Transformadores de Potencia.

3.1 Introducción.....	18
3.2 Transformadores en el SEN.....	20
3.3 Protecciones del Transformador.....	21
3.4 Protección Primaria del Transformador.....	27
3.5 Protección de Respaldo de lado primario.....	28
3.6 Protección de Respaldo de lado Secundario del Transformador	29
3.7 Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del Transformador (51NT-H)	29
3.8 Protección de Respaldo de lado Terciario del Transformador (50/51T)	30
3.9 Protección de fases para alimentador de Servicios Propios (50/51SP)	30
3.10 Protección de fases para alimentador de servicios Propios (50/51SP)	31

Capítulo 4 Problemas Operativos de los Transformadores de Potencia 230/23 KV de 60 MVA.

4.1 Introducción.....	33
4.2 Tipos de Fallas en los Transformadores de Potencia.....	38
4.3 Casos de Estudio y Códigos de Matlab.....	42
4.4 Simulación Aspen.....	50

Capítulo 5 Propuesta de Solución ante Fallas Simultaneas en el Transformador de Potencia 230/23 KV de 60 MVA.

5.1 Conclusiones Generales.....	79
5.2 Problemas de la Coordinación de Protecciones	81
5.3 Aportaciones Personales con Relevadores.....	84
5.4 Implementacion de Flexlogic con GOOSE A la Protección 87T G.E T60.....	89
Referencias	93



No. Oficio: SIEP/020/2024

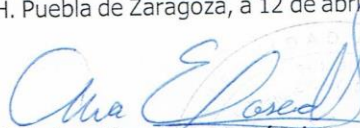
Mtro. Alfredo Avendaño Arenaza
Director General de Bibliotecas
Presente

Por este medio me permito saludarle y, al mismo tiempo, me dirijo a usted para informarle que la tesis con título **"Fallas Simultaneas en Circuitos de media tensión que originan el disparo de Bancos de Potencia en la Zona de Operación de Transmisión Pachuca"** ha sido avalada bajo los preceptos de integridad académica; por tanto, se autoriza la impresión de tesis del alumno:

Nombre del alumno: María de la Luz Cristell Diaz Martínez
Matrícula: 222470060
Facultad de Ingeniería.
Maestría en Ingeniería con Opción Terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Sin más por el momento, agradezco la atención al presente.

Atentamente
"Pensar bien, para vivir mejor"
H. Puebla de Zaragoza, a 12 de abril de 2024


M. I. Ana Elena Posada Sánchez
Secretaria de Investigación y Estudios
de Posgrado.


M.C. Carlos Moran Ramirez
Director de Tesis.


Dr. Alejandro Bautista Hernández
Co-director de Tesis.

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CFE	Comisión Federal de Electricidad
S.E	Subestación Eléctrica
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
RNT	Red Nacional de Transmisión
RGD	Redes Generales de Distribución
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
PT1	Protección Primaria 1 del Transformador
PT2	Protección Primaria 2 del Transformador.
PPT	Protección Primaria del Transformador
PRP	Protección de Respaldo lado Primario del Transformador
PRS	Protección de Respaldo lado Secundario del Transformador
PRT	Protección de Respaldo lado Terciario del Transformador
PRN	Protección de Respaldo Neutro del Transformador
50F	Protección de Sobrecorriente de Fase Instantánea
50N	Protección de Sobrecorriente de Neutro Instantánea
50H	Protección de Sobrecorriente Instantáneo de Fase
51F	Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase
50FI	Protección de Falla de Interruptor
51N	Protección de Sobrecorriente Temporizada de Neutro
51NT-H	Protección de Sobrecorriente a Tierra Conectado en TC del Neutro del Primario del Transformador.
51NT-X	Protección de Sobrecorriente a Tierra conectado en TC del Neutro del Secundario del Transformador
87T	Protección Diferencial de Transformador
SISNOV	Sistema de Novedades
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Events (Protocolo de Comunicación)

LISTA DE FIGURAS

	<i>Página</i>
Capítulo 2 Elementos de un Transformador de Potencia	
Figura 2.1 Lado primario y secundario de un transformador.	9
Figura 2.2 Esquema de construcción monofásica de forma de núcleo	10
Figura 2.3 - Esquema de construcción de forma de núcleo de tres fases	11
Figura 2.4 Muestra un núcleo de Autotransformador monofásico de potencia	12
Figura 2.5 Devanado tipo cruzado	13
Figura 2.6 Devanado cruzado de un transformador trifásico	14
Figura 2.7 Devanado tipo helicoidal	15
Figura 2.8 Devanado de disco continuo de un transformador de potencia	18
Figura 2.9 Elementos de un transformador	18
Capítulo 3 Funciones de los Transformadores en el SEN	
Figura 3.1 Tabla para hacer referencia de las Redes Eléctricas que tiene la SEN	19
Figura 3.2 Grafica Zonas de Protección para circuitos de Distribución	23
Figura 3.3 Esquema de protección para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados.	23
Figura 3.4 Tabla de Protecciones para Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados conexión estrella-estrella-delta	24
Figura 3.5 Tabla de Protecciones para Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados conexión estrella-estrella-delta	30
Figura 3.6 Tabla de Protecciones que operaron en los casos de estudio 10 MVA y mayores con tres devanados conexión estrella-estrella-delta	32
3.6 Tabla de Protecciones que operaron en los casos de estudio	33

Capítulo 4 Problemas Operativos de los Transformadores de Potencia 230/23 KV de 60MVA.

Figura 4.1 Gráfica de Fallas de Transformadores de Potencia	34
Figura 4. 2 Gráfica de Elementos de Falla de los Transformadores	36
Figura 4.3 Gráfica de inventario de fallas que causaron incendio	37
Figura 4.4 Grafica de las Fallas más comunes en los circuitos de Media Tensión	39
Figura 4.5 Grafica de Libranzas 2022-20223 de la Zona de Transmisión Valle de México	40
Figura 4.6 Datos de placa del Transformador	52

Capítulo 5 Propuesta de Solución ante Fallas Simultaneas en el Transformador de Potencia 230/23KV de 60MVA en S.E. IROLO.

5.1 Coordinación de elementos de Sobrecorriente de tiempo inverso	79
5.2 Gráfica de coordinación cuando se presenta la Falla Simultánea	80
5.3 Grafica de Coordinación (51F/n) cuando se presenta falla Simultanea	81
5.4 Esquema de Protección para fallas simultaneas tipo Distribuido	82
5.5 Esquema de Protecciones Centralizados	83
5.6 Método cableado por cobre	84
5.7 Conexión por cobre o Fibra óptica	85

Apéndice A

Captura de Pantalla la Simulación en ASPEN

Figura A.1 Gráfica de Simulación del Caso 3 en Matlab	50
Figura A.2 Captura de pantalla de los Datos de Impedancia del Transformador en ASPEN	53
Figura A.3 Captura de pantalla de los Valores de Corto Circuito (Proteccion50 /51 H)	54
Figura A.4 Captura de Pantalla en ASPEN Corto Circuito del Bus de la Falla Trifásica	57
Figura A.5 Captura de Pantalla de la Curva del Transformador IRO T1 ajuste 51H	59
Figura A.6 Tiempo de Operació Protecció 50-51H	60
Figura A.7 Curva del Transformador IRO T1	62
Figura A.8 Tiempo de Operació de la Protecciones 51NTH	63
Figura A.9 Resumen del Transformador IRO T1	64
Figura A.10 Captura de Pantalla de la Curva del Transformador IRO T2ajuste 51H	70
Figura A.11Tiempo de Operació Protecció 50-51H	71
Figura A.12 Curva del Transformador IROLO T2 51NTH	72
Figura A.13 Tiempo de Operació Protecció 51NTH	74
Figura A.14 Curva del Transformador IROLO T2 51NTL	76
Figura A.15 Tiempo de Operació de la Protecció 51NTL	77
Figura A.16 Resumen del Transformador IROLO T2	78
Figura A.17 Ajuste 51H del Transformador IROLO	79
Figura A.17 Simulació de Falla Simultanea con 2 fuentes	80
Figura A.18 Lógica de Falla Simultanea GOOSES	88
Figura A.19 Lógica definitiva para S.E IROLO	89
Figura A.20 51H del Transformador de S.E IROLO	90
Figura A.21 51NTH Y 51 NTL del Transformador S.E IROLO	90

RESUMEN

Las fallas simultaneas en circuitos de media tensión se puede originar por diversas razones como corto circuito, sobre carga, caídas de tensión defectos de los equipos de protecciones.

Se presenta problema de coordinación en las protecciones, se propone un esquema para el transformador IROLO T2 ya que es el equipo que se trabajó en su ajuste en la Subestación Eléctrica.

La finalidad de proponer un esquema de protecciones y generar lógicas que contribuyan a un disparo seguro.

Para esta investigación se utilizaron los softwares ASPEN Y MATLAB. Para la simulación se usan 3 casos de estudio, frecuentes en la Zona de Operación de Pachuca (Falla Externa ocasionada por un incendio de boquilla de Transformador, Fauna Nociva y Opera Protección 63 BH Y 86T de transformador derivado a la alta vibración generada por corrientes de falla).

Para resolver esta problemática se sugiere la implementación de Flexologic con GOOSE.

Este protocolo GOOSE ya se ha usado en la CFE, se utiliza fibra óptica para su comunicación ante la eventualidad que se presente.

Las protecciones 51H Y 51NTL tendrán un tiempo de operación de 0 .8 seg y para la protección 51NTL es de 0.6 seg.

Abstract

Simultaneous failures in medium voltage circuits can occur for various reasons such as short circuit, overload, voltage drops, defects in protective equipment.

There is a coordination problem in the protections, a scheme is proposed for the IROLO T2 transformer since it is the equipment that was worked on to adjust it. At the Electrical Substation.

The purpose of proposing a protection scheme and generating logic that contributes to safe tripping.

For this research, ASPEN and MATLAB software were used. For the simulation, 3 study cases are used, frequent in the Pachuca Operation Area (External Failure caused by a Transformer nozzle fire, Harmful Fauna and Opera Protection 63 BH and 86T of transformer derived from the high vibration generated by currents of failure).

To solve this problem, the implementation of Flexologic with GOOSE is suggested. This GOOSE protocol has already been used in the CFE, fiber optics are used for communication in the event that it arises.

The 51H and 51NTL protections will have an operating time of 0.8 sec and and for the 51NTL protection is 0.6 sec.

DEDICATORIAS

Le agradezco a Dios por permitir vivir este momento, de poder conseguir un grado más de preparación para seguir trabajando en equipo.

A mis padres (Armando Díaz Gutiérrez y María de la Luz Martínez López) por siempre creer en mí, pero sobre todo por sus consejos. Por darme valores y principios también fomentados que nadie los puede romper. Siempre he dicho que la calidad de persona que soy es gracias, a ustedes que siempre compartieron con los demás sus victorias sin esperar nada a cambio.

Roberto Maximiliano Alegría Diaz, gracias por ese comentario que me motiva a tomar la decisión de estudiar la maestría, bien lo dijiste como un doctor en matemáticas iba a tener una mamá con solo una ingeniería. Gracias por llegara mi vida a demostrarme que no hay obstáculo pequeño, solo existen pretextos para no alcanzar los sueños. Se que juntos estamos cambiando mentalidades respecto a la inclusión con amor. Porqué bien lo dices con Autismo si se puede. Por ayudarme a cuidar a tu hermana cuando yo tenía clases, aprendiste a ser el hermano mayor que tu niña necesitaba, por esas tortas que preparabas los viernes para que cenáramos.

Cristell Alegría Diaz; gracias por ser una niña noble, que muchas veces escucho mis clases. Cuando tenía que participar en clase, tu guardabas silencio. Por esos dibujos tan lindos, para cumplir esta meta. Tú me ayudaste siendo una niña grande como te encanta que te diga. Te toco hacer tareas muchas veces a mi lado solo pidiendo una vez la explicación para evitar distraerme en la clase. Por sacrificar tus sábados de juegos, pero sé que este logro va a hacer un cambio en tu vida. Ya vendrán fines de semana divertidos para nosotros.

Julio Alegría por acompañarme en este nuevo reto, sé que tiempo atrás te pedí que estudiaras para superarte, pero sobre todo para cumplir una meta juntos. Hoy sé que ambos somos un equipo cada uno tiene sus objetivos personales. Gracias por entender mi mentalidad de trabajar en equipo y demostrar que mi mayor competencia no eran mis compañeros si no la Cristell que pausa sus

metas por el diagnóstico de Max, ese autismo que tocó mi puerta y me enseñó que cada simpleza de la vida vale la pena valorar. Cuando empecé a dar conferencias nunca olvidaré lo que me dijiste procura ser tan grande que todos quieran alcanzarte y tan humilde que todos quieran estar contigo (Mahatma Gandhi). Hoy esa es mi frase favorita, porque solo busco libertad de expresarlo que pienso sin dañar a los demás.

A mis hermanos Viridiana y Gabriel que sé que muchas veces no entendían para que estudiaba tanto, o quizás no entendían que esto no se trata de obtener un reconocimiento más, si no era un compromiso con mi persona. Se que para ustedes siempre voy a hacer la estudiosa. Pero sé que a la distancia siempre estuvieron apoyándome. Y que cada logro y fracaso que he tenido han estado ahí para demostrarme su cariño.

Por último, le agradezco a Dios por que me dio al mejor abuelo Roberto Martínez Alonso, que fue el que me enseñó a creer en mí. Por enseñarme tanto de las instalaciones eléctricas, recuerdo tu cara cuando te dije que quería ser ingeniera electromecánica, tenía tantos miedos. Me encantaba llegar de vacaciones para contarte lo que había aprendido en la escuela. Pasar ratos juntos mientras, hacíamos trabajos en la casa ya sea de electricidad o carpintería sin duda eres mi ángel.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a la vida el poder tener esta experiencia en la que el mayor reto era, demostrarme que podía ser mamá y estudiante a la vez. Volviendo a ser la estudiante que se esmera pero que por cuestiones de la vida de Max entendí que los logros si no se comparte no saben a Victoria, que cada experiencia buena o mala te ayuda a ser mejor.

Dr. Juan Carlos Escamilla gracias por la oportunidad y la confianza que me tuvo para formar parte de un proyecto así poder representar la Facultad. Esta oportunidad me hizo conocer personas que me brindaron su amistad y sabiduría cuando necesite alguna asesoría. Por sus asesorías cuando tenía que realizar algún tramite y por su paciencia.

A mi asesor de tesis el Mtro. Carlos Moran Ramírez que cada vez que requería una asesoría siempre me brindo su tiempo y sus conocimientos. Que siempre me motivaba a dar más para demostrar que el querer es poder.

Gracias a Dr. Alejandro Bautista Hernández por su paciencia y tiempo, pero sobre todo por confiar en mi para poder realizar este trabajo. Si le aprendí algo es a no precipitarme y reflexionar en lo que tenemos que hacer a su tiempo.

A mis compañeros que sé que al principio no entendían mi forma de ser, solo quería demostrarles que cuando el trabajo en equipo se hace en coordinación y buena comunicación se ven buenos resultados. Gracias Arellano, Héctor, Fernando, Javier, Israel, Scarlett.

Abelardo Márquez, Luis Martínez gracias por apoyándome y trabajar en equipo. Porque sé que juntos pasamos enojo, tristezas, pero sobre todo risas cuando no entendíamos como actuar cuando algo nos parecía.

Peo sin duda fuimos cómplices en esta aventura, que nos enseñó a ser mejores profesionistas y personas.

A los maestros que tuve en este recorrido por sus enseñanzas, paciencia y el compartir sus experiencias en el ambiente laboral. Gracias a los docentes que tuvieron la confianza en mi persona para poderlos apoyar con algún tema relacionado en clase.

Al CONACYT por la beca para poder seguir con mis estudios.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Generalidades

Todos los sistemas de distribución pueden experimentar fallas donde participan más de un alimentador. Durante las fallas simultáneas, el relevador del transformador del lado de baja tensión mide una corriente superior a la corriente medida por los relés de los alimentadores fallados. Por lo tanto, el relé de transformador puede disparar más rápido que los relevadores de los alimentadores fallados, perdiendo así la coordinación de protecciones. Una operación del relevador del respaldo afecta el servicio de los circuitos no involucrados en la falla [1].

Si se describen las causas de las fallas simultáneas en alimentadores de distribución y se analizan los problemas de coordinación de protecciones causados por este tipo de fallas, se pueden proponer esquemas de bajo costo utilizando relevadores de protección multifunción con capacidad de comunicaciones y lógica de programación.

La protección Buchholz está presente en todos los transformadores equipados con un tanque conservador. Un relevador Buchholz típico tiene dos ajustes para sus contactos. Uno está arreglado para operar ante pequeñas acumulaciones de gas y el otro para grandes desplazamientos de aceite en eventos críticos de fallas internas. Para el primero se activa una alarma y el último normalmente se conecta al disparo del relevador 86T que es un relevador de contactos múltiples de reposición manual y con este se disparan los interruptores de alta y baja del transformador de potencia, sin embargo, hay ocasiones que primero dispara el transformador, antes de alarmar.

Durante el transitorio de energización, la corriente Inrush en transformadores puede alcanzar valores pico de varias veces la corriente

nominal. El aumento de la corriente durante la energización es debido a la saturación del núcleo. Cuando el transformador se energiza y coincide que la

forma de onda senoidal de tensión está en 90° , entonces el flujo en el núcleo del transformador es el flujo máximo de estado estacionario. Por otro lado, si el transformador se energiza cuando la forma de onda senoidal de tensión está en 0° , entonces el flujo máximo es dos veces el flujo normal de estado estacionario y en base a la característica de magnetización de un transformador, cuando se duplica el valor del flujo máximo en el núcleo, resulta una enorme corriente de magnetización [4].

Las fallas más comunes en un transformador pueden ocurrir en diferentes componentes pueden ser problemas mecánicos y eléctricos o un estrés térmico ocasionado por diferentes condiciones.

La función principal del sistema de protección es resguardar al transformador de cualquier falla al detectarla y desenergizar lo más rápido posible. Si no es posible, entonces se aísla para evitar un daño mayor. Sus componentes principales son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas (temperatura de devanados) y el relé de presión súbita.

De acuerdo a estudios realizados en las subestaciones eléctricas los eventos de mayor ocurrencia fueron por el disparo de bancos de transformadores de potencia debido a la operación incorrecta de equipos auxiliares como: relevadores de flujo de aceite del tanque del cambiador de taps, por el relevador Buchholz del tanque principal al operar ante fallas externas, por humedad en microswitches de válvulas de sobrepresión y por daño en relevador auxiliar de disparo y falla de aislamiento en cables de disparo de banco [4]

1.2 Planteamiento del Problema

El análisis de las fallas en una red de 23kV del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), siempre ha sido un problema para el ingeniero de protecciones, debido a la complejidad que pueda existir o a las conmutaciones de cargas que pueda establecerse en una red de 23 kV. Derivado a los reportes de fallas de cargas en la red de 23 kV y en los transformadores de potencia de 230/23 kV de la Zona de Operación de Distribución Pachuca, en especial en la S.E. Eléctrica Irolo, se visualiza que las fallas más comunes en los transformadores son disparos Buchholz, disparo por corriente de Inrush, disparos por fauna nociva, sobreexcitación del transformador, fallas por descargas atmosféricas y fallas simultaneas en la red de distribución.[2]

La definición de fallas simultaneas, proviene de su particularidad de fallas múltiples de secuencia cero, negativa o positiva en los diferentes puntos de la red de media tensión, que alimenta dicho transformador, mismas que pueden causar una mala operación de los elementos de sobre corriente de tiempo del relé del transformador del lado de baja tensión. La protección contra fallas simultáneas previene la mala operación del interruptor del lado de baja tensión del transformador.[2]

Para el análisis del disparo de bancos de potencia por fallas simultaneas en la red de distribución se estudia, el transformador de potencia de la subestación Irolo con capacidad de 60MVA cada uno con una transformación de 230/23 KV.[2]

1.3 Justificación

Con una mejor coordinación de protecciones entre el transformador y las protecciones de los circuitos de media tensión en 23 kV, se logra incrementar la continuidad del servicio a los usuarios finales y se evitará salidas incorrectas del transformador de potencia de S.E. Irolo.

1.4 Hipótesis

Con una adecuada coordinación de protecciones para fallas simultaneas en el transformador de potencia de subestación Irolo, se disminuirá en un 90% la salida incorrecta de este transformador de potencia.

De acuerdo con el 10% de salidas incorrectas de un transformador de potencia de 60MVA de 230/23kV, se necesita mejorar la coordinación de protecciones para fallas simultaneas en dicho Transformador de S.E. Irolo, ya que pertenecen a un corredor industrial robusto, en el ámbito de Ciudad Sahagún Hidalgo.[14]

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivos Generales

Analizar fallas simultaneas en un Transformador de 230/23 kV de 60MVA Subestación Eléctrica Irolo, para crear acciones correctivas del esquema de protecciones y generar una lógica de disparo seguro por fallas simultaneas.[14]

1.5.2 Objetivos Particulares

- 1.-Solucionar el problema de fallas simultaneas en redes de distribución, que originan el disparo de bancos de potencia en la Subestación Irolo de media tensión.
- 2.-Simular a través de software ASPEN y Matlab fallas simultaneas del transformador de la subestación Irolo.

- 3.-Simular el comportamiento que tiene el equipo cuando se presentan los 3 casos expuestos.
- 4.-Analizar y proponer acciones correctivas, en base a los resultados adquiridos en las pruebas a realizar.
- 5.- Obtener una lógica de disparo seguro, ante la eventualidad de fallas simultaneas en la RED de Distribución.

1.6 Metodología

Este trabajo surgió por las fallas que presentan los transformadores de la Zona de Transmisión Pachuca partir de 2018 hasta el año en curso. [3].

Analizar las fallas simultaneas en redes de distribución de media tensión. Se expondrán 3 casos de fallas simultaneas que surgieron no solo en la Subestación Irolo, si no en otras subestaciones que tiene las mismas características en su transformador, que corresponden al esquema de protección para transformadores mayor a 10 MVA de 3 devanados en conexión Estrella-Estrella –Delta Protecciones que publico la CFE a través de la Dirección de Operación de Transmisión.[6][19]

Se programarán licencias para dicha subestación, así se puedan realizar las pruebas de caracterización de curvas para los tiempos de operación. Monitoreo de equipo de protección con el que se cuenta en la subestación, revisar la programación que tienen los relevadores en el cuarto de control.

Causas típicas de fallas simultáneas incluyen los siguientes 3 puntos principales.

- 1) Varios circuitos en la misma estructura o líneas que comparten el mismo derecho de vía.
- 2) Enlaces en el Sistema de Distribución.
- 3) Descargas atmosféricas.

Se busca ser objetivos y que se creen nuevas lógicas para solucionar el problema.

1.7 Alcances y Metas

- 1.- Se realiza el modelado de las fallas con la ayuda de ASPEN, Matlab para el comportamiento que surge al momento de la falla.
- 2.- Solución al problema de coordinación cuando se presentan fallas simultáneas en circuitos es detectar esta condición y acelerar el disparo de los relés de los alimentadores fallados para conservar la correcta coordinación.
- 3.- Obtener un retardo de tiempo de 3 a 6 ciclos proporciona seguridad para que la corriente de magnetización y/o carga fría que se pueda presentar en corto tiempo por operación de equipos en la red no ocasione un disparo indeseado.
- 4.- Obtener un esquema centralizado, donde la lógica puede estar integrada en el relevador del transformador o en un procesador lógico adicional (MES) o 42010.
- 5.- Utilizar el procesador lógico que puede proveer un reporte de eventos secuenciales, lo cual facilita el análisis de fallas.
- 6.- Ofrecer funciones adicionales como el disparo rápido de bus y la protección de falla interruptor.

Capítulo 2

Elementos de un Transformador de Potencia

2.1 Introducción

Los transformadores eléctricos de potencia son de utilidad para variar los valores de tensión de un circuito de corriente alterna, manteniendo su potencia. Su funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética (Faraday).

Si usamos el termino transformador de potencia sabemos que nos referimos transformadores utilizados entre el generador y los circuitos de distribución. Generalmente tienen una capacidad de 500kVA y superior a este parámetro.[5]

Los transformadores de potencia se pueden clasificar en 3 grupos por su tamaño.

- 1) Transformador pequeño :500-7500 kVA.
- 2) Transformadores medianos:7500 kVA-100MVA
- 3) Transformadores grandes:100MVA

2.2 Elementos de un Transformador

Las principales componentes de un transformador de potencia son el núcleo magnético, los devanados, el conmutador o cambiador de derivaciones (en vacío o bajo carga), el tanque, los dispositivos de enfriamiento, las boquillas, así como algunos otros.

Cuando nos referimos a los accesorios de un transformador, los podemos agrupar por las condiciones de operación y los elementos de protección. En la figura 2.7 se ilustra un transformador con sus partes y accesorios.

2.3 Devanados

En el transformador se reconocen dos tipos de devanados: el devanado que está conectado a la fuente (al que se le conoce como devanado primario) y el devanado que está conectado a la carga (al que se le conoce devanado secundario).[6]

Como se muestra en la figura 2.1 es así como está constituido los devanados del transformador.[6]

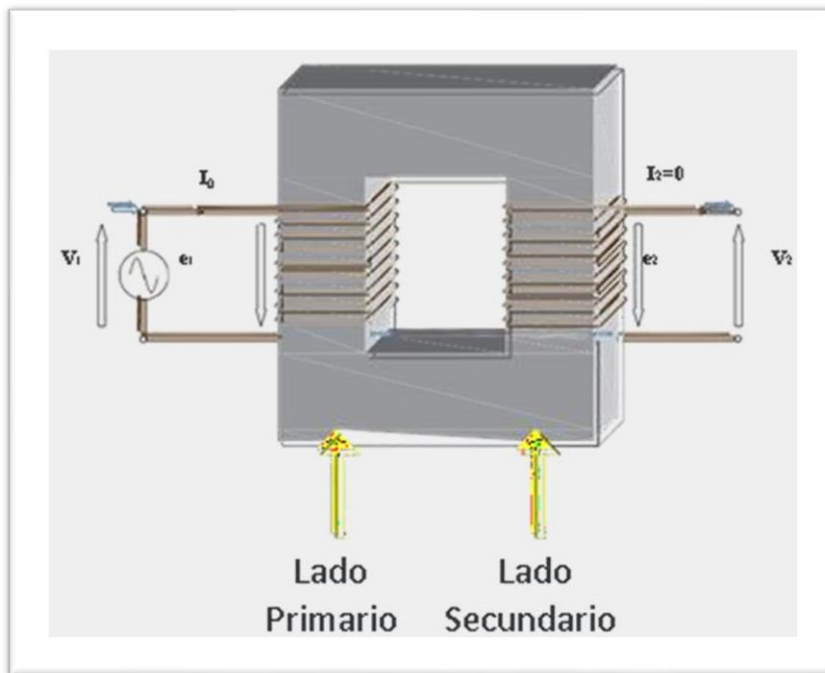


Figura 2.1 Lado primario y secundario de un transformador.[6]

2.4 Tipos de Núcleos

El núcleo es un elemento fundamental en un transformador ya que, sin él, la inducción electromagnética no sería posible.

Está agrupado por tiras delgadas de acero conocidas como laminaciones, que están separados eléctricamente por una fina capa de material aislante. La sección transversal del núcleo puede ser **circular** o **rectangular**.

La diferencia que puede existir estos tipos de núcleo está en su funcionalidad y como están constituidos ya que los núcleos circulares son cruciformes, que utilizan una combinación de diferentes anchos de tira para aproximarse a una sección transversal circular. Mientras que los núcleos rectangulares para transformadores auxiliares utilizados dentro de un transformador de potencia, estos solo utilizan un solo ancho de tira de acero.[6]

Existen dos tipos de construcción de núcleo utilizados en transformadores de potencia: forma central y forma de concha.

En la construcción en forma de núcleo, hay un solo camino para el circuito magnético.

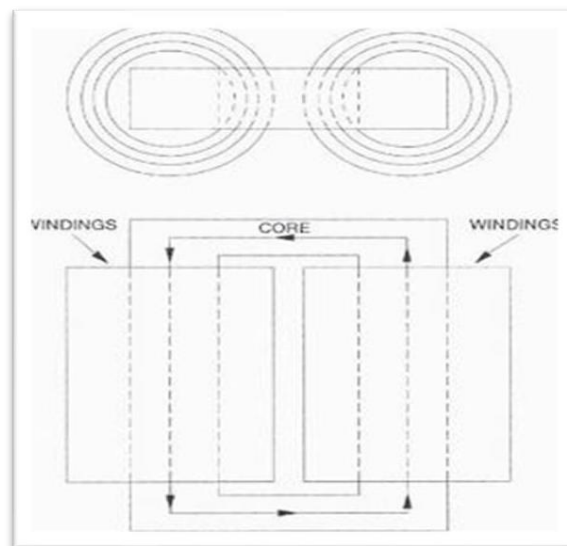


Figura 2.2 - Esquema de construcción monofásica de forma de núcleo. Para aplicaciones monofásicas, los devanados (primario y secundario) son normalmente dividido por medio de un yugo como se muestra en la figura. [6]

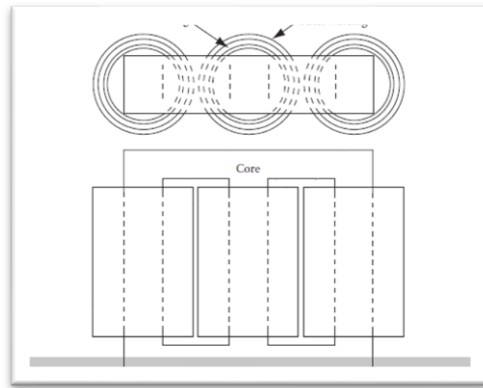


Figura 2.3 - Esquema de construcción de forma de núcleo de tres fases [6]

En aplicaciones trifásicas, los devanados de una fase en particular se encuentran típicamente en la misma pata central, como se ilustra en Figura 2.3.[6]

2.5 Tipos de Devanados

Existen diferentes tipos de devanados primario y secundario en los transformadores de potencia, se utilizan para aplicaciones distintas. A continuación, explicaremos los 4 devanados más comunes:

Devanado tipo espiral

Son bobinas efectivas para devanados que tienen gran cantidad de corriente y frecuentemente son usados para devanados de bajo voltaje.

Los devanados en espiral; no son utilizados para corrientes menores a 100 amperes. [6]

La figura 2.4 muestra un transformador de distribución trifásico encintado del núcleo y con devanado en espiral.

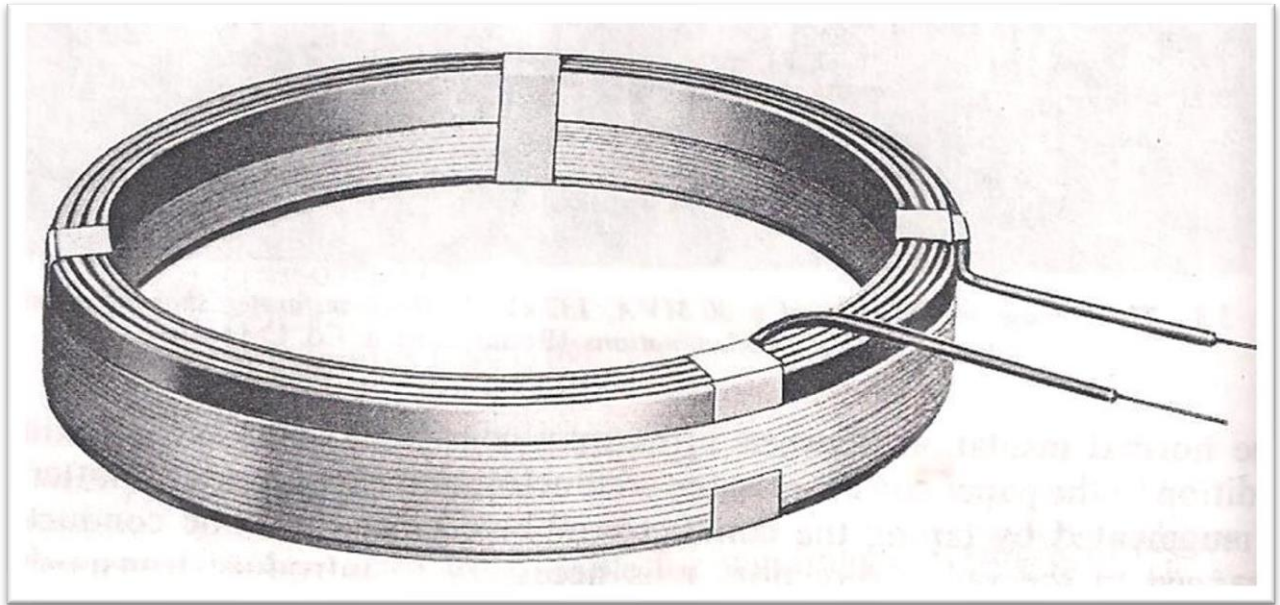


La figura 2.4 muestra un núcleo de Autotransformador monofásico de potencia [6]

Devanado tipo cruzado

Este devanado se usa para corrientes arriba de 20 amperes. Las bobinas cruzadas se enrollan alrededor del núcleo, cubierto con papel aislante, excepto en las terminales y al final de los devanados adyacentes.

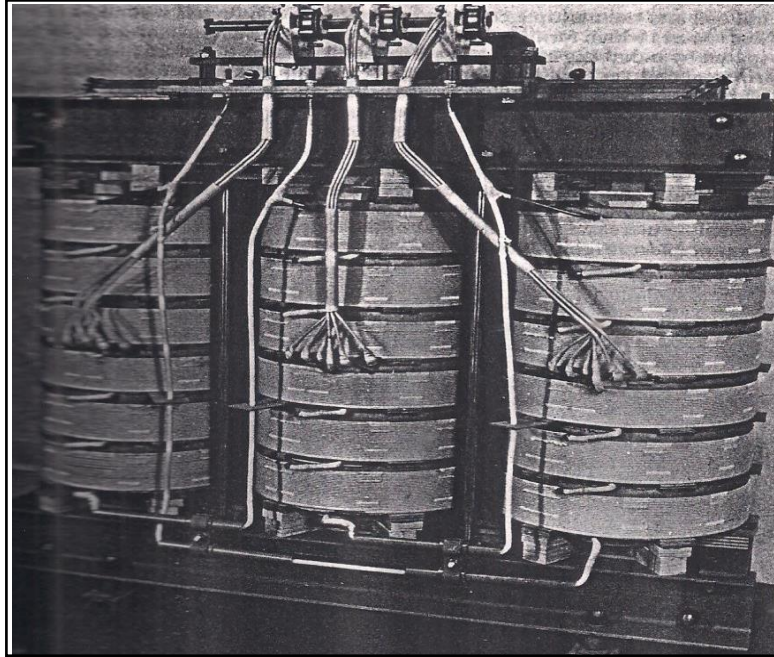
Una característica principal de este devanado es que no requiere aplicar otra capa de aislante en el conductor mismo (cobre) aparte del papel. [6]



La figura 2.5 Devanado tipo cruzado.[6]

Este devanado es compacto esto sirve para minimizar el espacio.

Para que el transformador de potencia este completo es necesario conectar varios devanados en serie y colocarlos físicamente uno arriba del otro para constituir el devanado completo de cada fase. Si viéramos un transformador trifásico físicamente se viera como esta en la figura 2.4



La figura 2.6 Devanado cruzado de un transformador trifásico [6]

Devanado tipo helicoidal

Este devanado es conocido como tornillo o espiral. Está constituido por más de 100 hilos aislados y enrollados a lo largo del cilindro. Se usa para baja tensión. Como se muestra a continuación.[6]



Figura 2.7 Devanado tipo helicoidal [6]

Devanado tipo disco continuo

La constitución de este devanado consiste en que sus discos están enrollados a un cilindro aislante, separados por las tiras del conductor aislado en toda la longitud del cilindro y separados uno de otro por cartón prensado. [6]

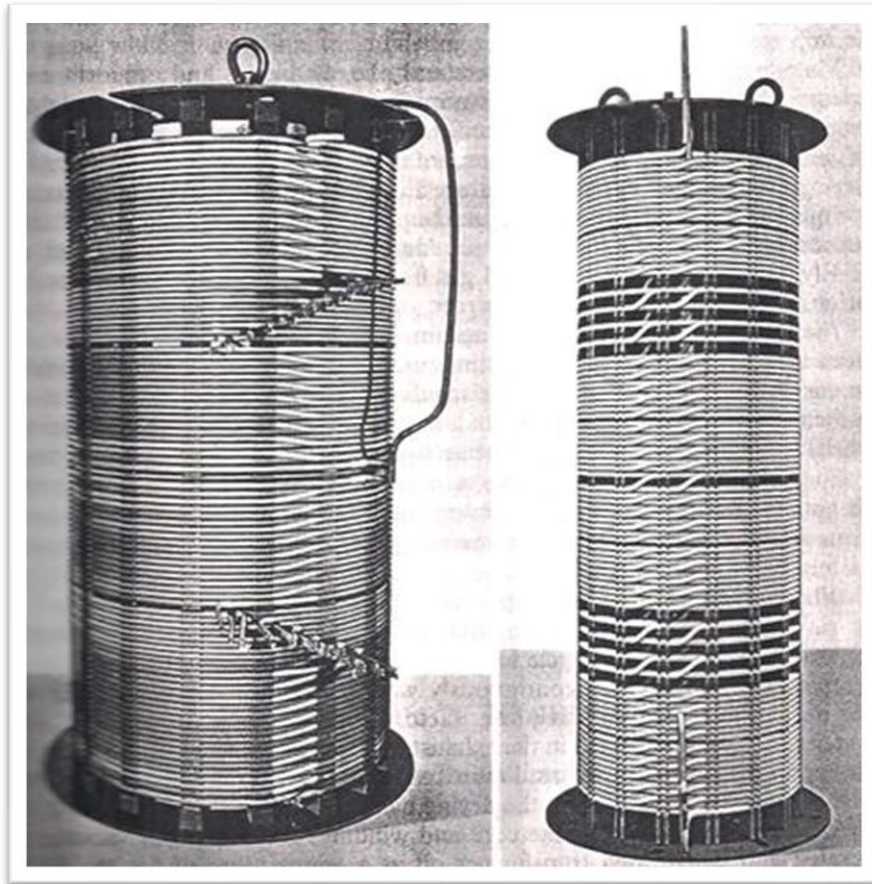


Figura 2.7 Devanado de disco continuo de un transformador de potencia [6]

2.6 Cambiador de Derivaciones

Este dispositivo sirve para ajustar la relación de transformación del transformador modificando la relación de vueltas entre el devanado primario y el secundario. Esto se logra con la conexión del devanado primario o el

devanado secundario a diferentes puntos del conjunto de terminales.

Existen dos tipos de cambiador de devanados que son el cambiador en vacío (es cuando el transformador esta desconectado a la red) y el cambiador con carga (es cuando el transformador energizado y con carga). [6]

2.7 Boquillas Bushing

La funcionalidad de este elemento es la conexión eléctrica de las terminales de los devanados del transformador y la red eléctrica. Generalmente están hechos de aislamiento sólido, es capacitivo, su aislamiento es papel-aceite, el cual consiste en papel impregnado con aceite o compuestos poliméricos. [6]

2.8 Tanque

Su función es contener el aceite aislante y proteger los elementos energizados del transformador. Es parte de la estructura de montaje para los accesorios y equipo de control. La presión que no debe de sobrepasar 2 atmósferas (29.4 psi) de presión absoluta. [7]

2.9 Radiadores

Tiene como función el dispersar el calor generado en el transformador. Su trabajo es hacer que el aceite circule por convección natural o por circulación forzada del mismo.

En este elemento del transformador su función se realiza de la siguiente manera, al ingresar el aceite al radiador se realiza un intercambio de calor y el aceite regresa al tanque a través de la conexión que se encuentra en la parte inferior de los radiadores con el tanque principal. [7]

2.9.1 Accesorios del Transformador

Indicador magnético de nivel de aceite como su nombre lo dice, este sirve para medir el nivel de aceite que tiene el tanque. Cuando se encuentra en bajo nivel de aceite, se activa una alarma.[6]

Relevador Buchholz trabaja cuando surge un incremento de la presión de aceite o en su caso cuando existe una falla que genera gases. Tiene 2 funcionalidades ya sea que emita una alarma o se genere un disparo. Para que este elemento realice su función se instala en la tapa superior del tanque.[7]

Válvula de sobrepresión, sirve para aliviar la sobrepresión que se genera en el transformador y se puede calibrar para operar cuando se presente la presión determinada. [7]

Indicador de temperatura del aceite, sirve para indicar la temperatura del aceite que se localiza en la parte superior del tanque principal.[6]

En la figura 2.8 podemos observar los elementos que constituyen un transformador de potencia, ya que antes se mencionaron.

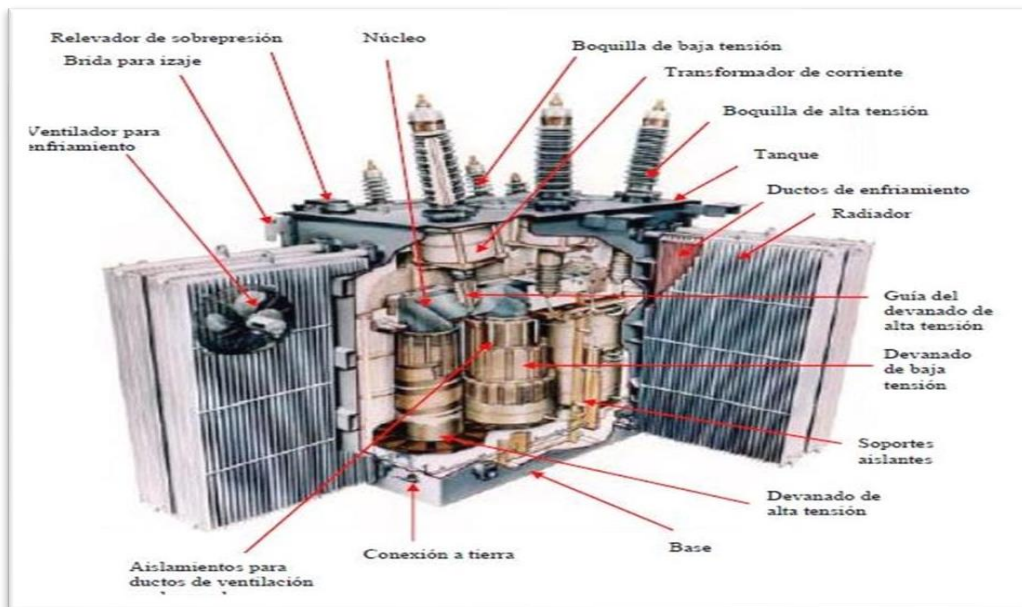


Figura 2.8 Elementos de un transformador [7]

Capítulo 3

Funciones de los Transformadores en el SEN

3.1 Introducción

En este capítulo lo que se abordará lo que es el SEN, quienes lo integran, sus funciones y las protecciones que tienen los transformadores de potencia.

El SEN (Sistema Eléctrico Nacional), está integrado por nueve regiones de control que son la Ciudad de México, Puebla, Guadalajara, Mérida, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz y un pequeño centro de control en Santa Rosalía Baja California Sur.[8]

El SEN cuenta con redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

Redes Eléctricas	Uso	Rango de Tensión
Red Nacional de Transmisión (RNT)	Interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía	Rango de tensión igual o mayor a 69 kV
Redes Generales de Distribución (RGD)	Se usan para distribuir energía eléctrica al público en general.	Rango a niveles mayores a 1 kV y menores o iguales a 35 Kv. Las redes en baja tensión en las cuales el suministro eléctrico es igual o menor a 1 kV

3.1 Tabla para hacer referencia de las Redes Eléctricas que tiene la SEN.[8]

Redes Particulares no forman parte de la RNT o RGD.

La ley de la industria eléctrica establece que el estado ejerce el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

El CENACE establece los actos para mantener la Seguridad de Despacho, Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN que deban realizar los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores.[8]

3.2 Transformadores en el SEN

Los transformadores son componentes esenciales en los sistemas eléctricos nacionales y cumplen con diversas funciones.

Función de los transformadores conforme el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

1.-El transformador se emplean para aumento o disminución de la tensión de la corriente eléctrica, según sea la necesidad de la red eléctrica.

Ejemplos que respaldan la afirmación anterior, los transformadores elevadores se usan para aumentar la tensión en la generación de energía eléctrica. Los transformadores reductores se requieren cuando se necesita aligerar la tensión en la distribución de energía.[6]

2- Para el control de cargas, se utiliza el transformador para limitar la cantidad de corriente que fluye a través de la red eléctrica evitando sobrecarga. Protegiendo los equipos y dispositivos eléctricos del daño. [17]

3.-Los transformadores sirven para reducir la pérdida de energía, una explicación de esta afirmación se puede observar cuando la energía eléctrica se transmite a grandes distancias, perdiendo carga debido a la resistencia del cable. Los transformadores garantizan que la energía eléctrica llegue a su destino de manera eficiente.[6][16]

4.-Para la mejora de la calidad de energía, hay transformadores que tienen la capacidad de reducir las fluctuaciones de voltaje.

5.- En las impedancias entre dos circuitos diferentes, el transformador se usa para la transferencia de energía sin la pérdida de potencia.

3.3 Protecciones de los Transformadores

La importancia de las protecciones en una subestación eléctrica radica en ayudar a evitar daños en el transformador para garantizar un suministro eléctrico confiable. Las protecciones es un elemento principal en la seguridad de la subestación y del personal que trabaja en ella. Al detectar y desconectar automáticamente el transformador en caso de condiciones anormales, las protecciones tienen la misión de desconectar el equipo fallado lo más rápido posible y así evitar grandes disturbios que afecten al sistema eléctrico en su conjunto. Podemos sintetizar que las protecciones son esenciales para asegurar el correcto funcionamiento y la integridad de una subestación eléctrica.

El esquema de protecciones consiste en un conjunto de dispositivos y configuraciones diseñadas para detectar y responder ante condiciones anormales que se pueden presentar en un sistema eléctrico su principal función es proteger los equipos.

Estos esquemas de protecciones se clasifican bajo los siguientes parámetros:[16][19]

a) Transformadores de Potencia de dos devanados de 1 a menos de 7.5 MVA.

b) Transformadores de potencia de dos devanados ≥ 7.5 MVA.

c) Transformadores de potencia de tres devanados ≥ 10 MVA.

d) Autotransformadores ≥ 10 MVA.

e) Reactores Monofásicos con reactor de Neutro ≥ 5 MVA. f)

Reactores Trifásicos < 5 MVA.

Normas que se aplican en la CFE para los parámetros que se usan en las protecciones de los transformadores de potencia.

IEEE C57.12.80 Standard Terminology for Power and Distribution Transformers.
IEEE C37.91-2000 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.
IEEE C57.109-1993 Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault Current Duration.[16]

Los dispositivos que detectan las fallas son los Relés, que se ubican estratégicamente en los circuitos de potencia, para efectuar la protección de estos. Cuando se produce una perturbación o falla en determinado circuito que sensibiliza al relé, este actúa aislando la rama defectuosa del resto del sistema.

Los objetivos que deben de cumplir las protecciones a través de los relevadores que se tienen en la subestación eléctrica.[16]

Sensibilidad. - Para que funcionen en forma segura cuando sea necesario, aun con valores mínimos de operación. Aspectos que pueden afectar la sensibilidad son la carga, corrientes de magnetización, fallas de alta resistencia, fuentes de alimentación débil.[16]

Selectividad. - Deben ser capaces de detectar y desconectar solo la parte fallada del sistema. Esto se consigue al establecer o definir las zonas de operación en la que se va a ejecutar la protección. [16]

Velocidad. - Las fallas deben ser aisladas en el menor tiempo posible para reducir al mínimo los daños en el equipo o disturbios al sistema. Ventajas que se tiene al tener configurada adecuadamente la protección es que opera en ciclos, pero no llega a permanecer una falla en el orden de segundos, lo cual haría que operen protecciones de respaldo locales y remotas que nos llevaría a un disturbio.

Confiabilidad. - Operar con el tipo de falla para la que se ha diseñado para proteger y no contra cualquier otra falla fuera de la zona designada para proteger. La confiabilidad se aumenta con la sencillez de los esquemas de protección, reducci3n en el n3mero de relevadores y m3xima confianza en los elementos asociados a los esquemas tales como transformadores de corriente y potencial, cables de control, fuentes de alimentaci3n para control, etc. Dentro de la confiabilidad esta la seguridad que se debe de tener para que el relevador o el sistema de relevadores no opere incorrectamente en condiciones normales o para fallas fuera de la zona de operaci3n designada. [16]

La zona de protecci3n o zona de operaci3n designada nos referimos al 3rea cubierta de un dispositivo de protecci3n, se protege uno o m3s componentes del sistema el3ctrico en cualquier situaci3n anormal o falla que se presente. Como se muestra en la siguiente grafica en donde se puede observar zonas de protecci3n para fusibles, restauradores, alimentadores y transformadores que se tienen en la Subestaci3n El3ctrica designada en CFE.

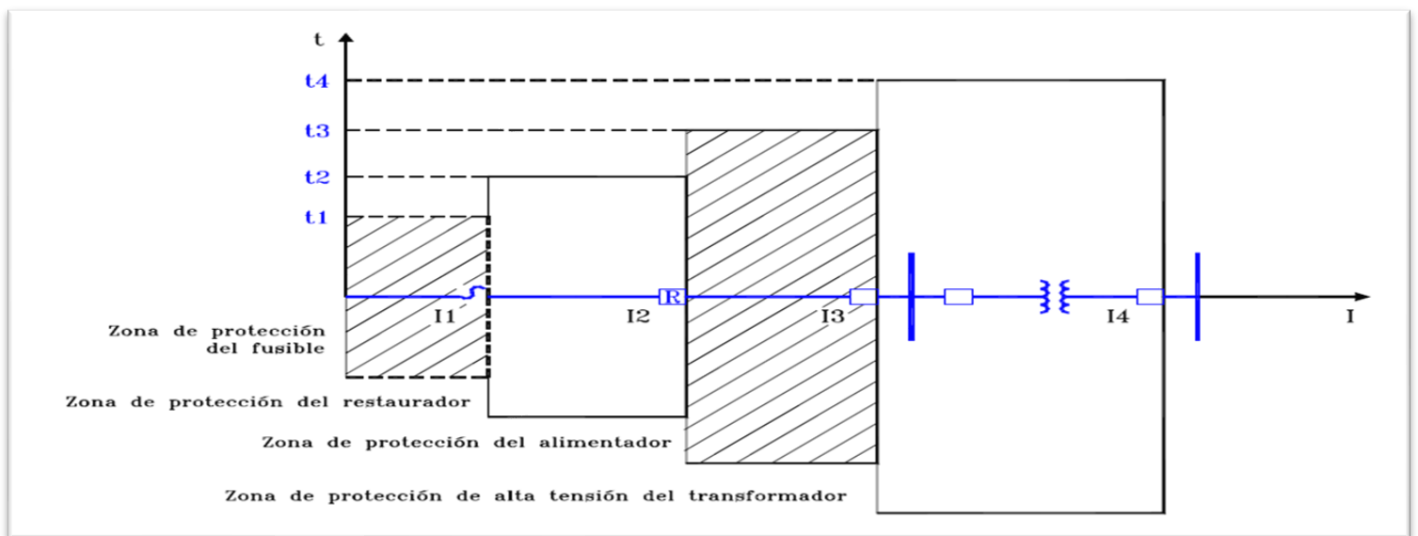


Figura 3.2 Grafica Zonas de Protecci3n para circuitos de Distribuci3n [16].

Todos los relevadores que forman parte de los esquemas normalizados de protección para transformadores de potencia deben cumplir con lo establecido en la especificación CFE G0000-81(características técnicas para relevadores de protección). Esta especificación es la que se lleva a cabo para las subestaciones que pertenecen a la CFE. [16]

En el caso de la subestación IROLO se aplican las características de transformador los siguientes ajustes. Estos criterios de ajustes para protecciones de transformadores y autotransformadores son los que publica la CFE en la Dirección de Operación de Transmisión (Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control). Este manual tiene como referencia las siguientes especificaciones publicadas por la CFE, CFE G0000-62 Esquemas normalizados de protecciones para Transformadores de Potencia, CFE G0000-81.

Características Técnicas para Relevadores de protección y CFE V6700-62
Tableros de Protección Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.[18]

Por las características del transformador que se analizó para este trabajo se decide tomar el siguiente ajuste propuesto en el manual ya antes mencionado, estudiando las especificaciones que en el párrafo anterior se mencionan.

Esquemas de protecció que se utilizara para este análisis será para los transformadores mayores a 10 MVA de tres devanados en conexió estrella- estrella-delta. Como se muestra a continuació en el esquema.

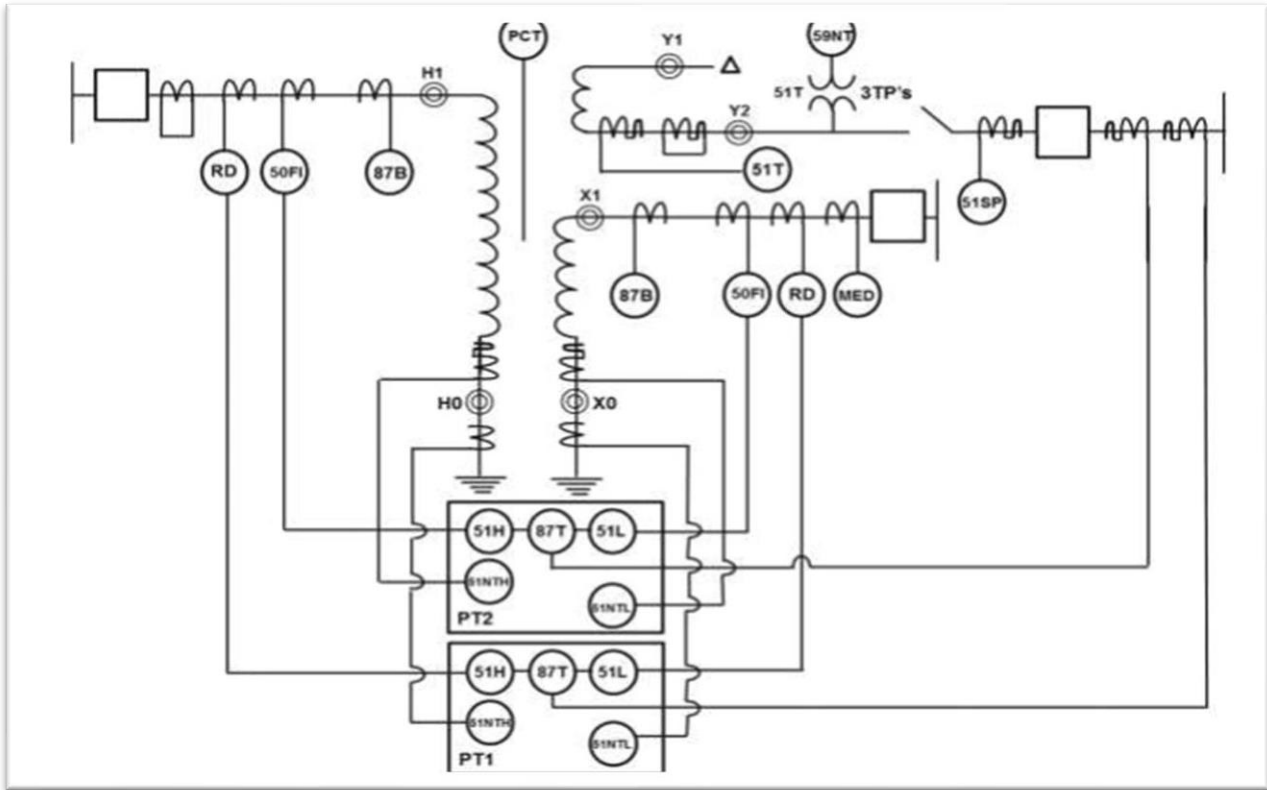


Figura 3.3 Esquema de protecció para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados. [19]

Se deberá cubrir ciertos criterios como son las siguientes notas.[18]

Las consideraciones que se deben de tener en cuenta para usar este esquema de protecciones son la impedancia de aterrizamiento en devanado baja tensió del transformado, el uso de un TC externo para la funció PRN-1, PRN-2(Protecció de Respaldo Neutro del Transformador). Se considera la letra X para identificar al devanado de baja tensió, la letra H para identificar al devanado de alta tensió, la letra Y para identificar al devanado terciario.

Esquemas de protección para transformadores de potencia de 10 MVA y mayores con tres devanados conexión estrella-estrella-delta, que se encuentra en la especificación CFE – G0000-62

PPT	PRP	PRS	PRT
Protección Diferencial	Protección de Sobrecorriente de fases en lado Primario	Protección de Sobrecorriente de fases en lado Secundario	Protección de Sobrecorriente de fases en el lado Terciario
PCT	PRN1	PRN2	64
Protecciones propias contenidas en el Transformador(63T,63P)	Protección de Sobrecorriente a Tierra conectada en TC del neutro del Devanado primario del Transformador	Protección de Sobrecorriente a Tierra conectada en TC del Neutro del Devanado Secundario del Transformador	Protección de Voltaje (3Vo) contra aterrizamiento del Devanado Terciario
49T	50FI-1(3)	50FI-2(3)	PPA
Protección de imagen Térmica contra Sobrecarga	Protección para la falla de Interruptor en lado Primario	Protección para falla de Interruptor en lado Secundario	Protección de Sobrecorriente de fases y Neutro residual para el alimentador de Servicios Propios

Figura 3.4 Esquemas de protección para transformadores de potencia de 10 MVA[15]

Las protecciones PRP (protección de respaldo del lado primario del transformador) y PRN-1 (protección de respaldo neutro del transformador), PRS (protección de respaldo lado secundario del transformador) y PRN-2 (protección de respaldo neutro del transformador) pueden estar integradas en un solo equipo. Las protecciones PPT (protección primaria del transformador), PRP (protección de respaldo lado primario del transformador), PRS (protección de respaldo lado secundario del transformador), PRT (protección de respaldo lado terciario del transformador), 50FI-1 (protección de falla de interruptor), 50FI-2 (protección de falla de interruptor) y 64 (relevador de sobrevoltaje 3V_o) deben ser equipos independientes entre ellos. El número de relevadores 50FI (protección de falla de interruptor) depende del arreglo de la subestación. Estas abreviaturas y Nomenclatura ANSI la podemos revisar en los criterios de ajustes para transformadores y Autotransformadores publicados por la CFE. [19]

Es necesario comprender que las protecciones primarias son las primeras líneas de defensa de un elemento contra fallas y debe cumplir estrictamente con lo establecido en las características funcionales en tiempo de respuesta inmediata.

3.4 Protección Primaria de Transformador [19]

87T Protección Diferencial del Transformador (87T-R Y 87T-H Protección Diferencial).

Objetivos que tiene por cumplir la protección diferencial es no debe de operar para fallas que no estén en la zona de protección, no se debe de ejecutar si se esta la energización del transformador cuando no exista falla interna, operar sin retardo para el esquema de protección para la cual fue configurada.

Ajustes que se realizan para esta protección, pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador. Primer pendiente se requiere un ajuste del 30%, para cubrir errores de relación de TC's. Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir de 300% del valor de la capacidad del transformador. Se requiere bloquear por segunda armónica al 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush. Para la quinta armónica ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.

87T-H (sin retardo ni restricción). Unidad diferencial sin restricción. Para el uso de esta protección se debe de realizar un ajuste a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

87T-G Protección falla a tierra restringida de Transformador. Para el Pickup. Se requiere realizar un ajuste a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido ya sea de corriente diferencial (3I0-IG) o corriente residual (3I0).

3.5 Protección de Respaldo lado Primario del Transformador.[19]

Para abordar esta protección de respaldo es de suma interés explicar en que consiste. Es aquella protección que actúa cuando la protección primaria no opera por alguna razón (fallas, mantenimiento, maniobras, etc.). Frecuentemente adquiere las funciones de la protección primaria, cuando la sustituye por razones premeditadas, la operación original, disminuye las características de selectividad y rapidez, afectando los aspectos de seguridad del equipo y continuidad en el servicio.

El 50H es una protección de sobrecorriente instantáneo de fases. Para el Pickup se debe realizar un ajuste que debe ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.

51H: Protección de sobrecorriente de fases en lado primario. Se realiza ajuste en el Pickup al 220% de la capacidad OA (capacidad en MVA del transformador con enfriamiento Natural) y realizar ajuste al 200% si no existe la Protección de Respaldo del Secundario. Para esta protección se necesita seleccionar una curva muy inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión.

El tiempo de operación de la palanca debe estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión. El margen de coordinación de entre 200 y 300 msec contra el 51NT-H (Protección de sobrecorriente temporizada de neutro

del transformador) y 51L y 51NT-L (protección de sobrecorriente temporizada de neutro transformador) para fallas monofásicas en el bus de baja.

3.6 Protección de Respaldo lado Secundario del Transformador.[16]

51L Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario. Esta protección se aplica cuando se cuenta con fuentes de generación en lado baja tensión.

Cuando se usa esta protección hay que esperar a que se activen las protecciones primarias del banco de las líneas de baja tensión. En fallas trifásicas o bifásicas debe de operar con retardo de tiempo. Su ajuste para pickup es de 200% de la capacidad OA del transformador.

El tipo de curva que se usa para esta protección es muy inverso, sobre todo que permita la coordinación con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores. El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión. Si nos referimos a la coordinación que debe de tener es entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores.

3.7 Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del primario del transformador (51NT-H) [16]

Para la protección 51NT-H debe operar primero a las protecciones primarias del banco y las protecciones de bus de alta tensión. Se tiene que tomar en cuenta la coordinación con las protecciones de tierra de las líneas de alta tensión. No debe operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante la secuencia de recierre monopolar en las líneas adyacentes. Su ajuste de pickup transformadores que alimentan cargas radiales se debe ajustar al 25% de la capacidad máxima del transformador.

La curva de daño del transformador con la que se tiene que trabajar esta protección es inversa que apoye una coordinación con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión. Su tiempo en operar debe de ser bajo el siguiente rango entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.

3.8-Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del secundario del transformador (51NT-L).[16]

Primero tienen que operar las protecciones primarias del banco las protecciones de los alimentadores de baja tensión. Se necesita coordinar con las protecciones de tierra de los alimentadores de baja tensión.

Bajo la siguiente condición no debe de operar con la corriente residual generada por el polo abierto durante el recierre monopolar en las líneas adyacentes.

En la coordinación del pickup se deberá ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador si es que tiene carga radial. En el caso de no tener carga radial, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima del transformador. Recordando que esta condición se cumple siempre que este habilitado el 51NT- H, en caso de no estar habilitado se tendrá que ajustar al 20 % y 25%, respectivamente.

Se usa una curva inversa para esta protección, ya que deberá permitir la coordinación con las curvas de los relevadores instalados en lado baja tensión o alimentadores. Su tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para una falla monofásica en el bus de baja tensión.

3.9 Protección de Respaldo lado Terciario del Transformador (50/51T) [16]

Lo que se espera que cumpla este tipo de protecciones que proteja contra fallas trifásicas o bifásicas en la red conectada en el devanado terciario del transformador. Se debe tener una coordinación con las protecciones de los dispositivos que se encuentren conectados del devanado terciario como ejemplo reactor, servicios propios).

Bajo esta condición se puede usar el 50T Unidad instantánea, no haya elementos de potencia conectados al devanado terciario. Su ajuste deberá de cumplir los siguientes requisitos corriente de 200% de la capacidad máxima nominal

del devanado terciario (considerar la conexión en delta y el factor $\sqrt{3}$) y con un retardo de tiempo de 100 ms para evitar disparos en falso permitiendo la operación de protecciones primarias con fallas externas.

Usando el 51T unidad de tiempo inverso, con un ajuste de pickup a una corriente de 50% de la capacidad máxima del devanado terciario cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario. En el caso de que se tengan conectados elementos en el devanado terciario su ajuste será una corriente de 150% de la capacidad máxima del devanado terciario.

La curva que se debe usar es extremadamente inversa cuando no se tengan elementos de potencia conectados al devanado terciario. Si se llegan a tener elementos conectados al devanado terciario su curva usar será muy inversa.

Su ajuste a una palanca para operar en 200 ms con falla bifásica o trifásica en bus terciario. Buscando la coordinación adecuada con los elementos que se encuentren conectados.

3.10 Protección de fases para alimentador de servicios propios(50/51SP).[16]

Para servicios propios se cuenta con la protección (50/51SP), la cual deberá operar para fallas trifásicas o bifásicas en el lado primario del transformador de servicios propios. Esta protección tiene como funcionalidad operar como si fuera una protección de sobrecarga. Sus ajustes son 2 veces la magnitud de la corriente de aportación para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

Si se requiere usar el 51F SP el pickup se ajustará al 200% de la capacidad del transformador de servicios propios. Se sugiere usar curva muy inversa que permita coordinar con los tipos de curva de los interruptores termomagnéticos involucrados en el equipo. El tiempo de operación debe estar en 0.5 segundos para una falla trifásica en el lado de baja del transformador de servicios propios.

Protección	Criterios de Ajuste
87T Protección Diferencial	<p>Para el pickup al 30 % del valor de la máxima capacidad del Transformador.</p> <p>Se ajusta 30% para cubrir errores de relación de TC'S y variación de relación primaria.</p> <p>Se aplica al 300% del valor de la capacidad del Transformador.</p> <p>Bloqueo por segunda armónica, se ajusta a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.</p> <p>Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.</p>
87T-H Protección Diferencial (sin retardo ni restricción)	<p>Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.</p>
87T-G Protección falla a tierra restringida de Transformador	<p>Pickup ajustar a 5.0% de la capacidad nominal del devanado protegido ya sea de corriente diferencial (3I0-IG) o corriente residual (3I0).</p>
50H Protección de sobrecorriente instantáneo defases	<p>El pickup para esta protección debe de ser mayor a 10 veces la corriente nominal para máxima capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla trifásica en bus de baja tensión.</p>
51L Protección de sobrecorriente de fases en lado secundario.	<p>El pickup se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador. La curva que se debe de usar es muy inversa, esto permite coordinar con las curvas de los relevadores instalados en los alimentadores. Sutiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla trifásica en el bus de baja tensión. Su margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones de los alimentadores o líneas.</p>
51NT-H Protección de sobrecorriente a tierra conectado en TC del neutro del primario del transformador	<p>Como ajustar el pick up para esta protección va a depender si el transformador que alimentan cargas radiales se debe ajustar al 25% de la capacidad máxima del transformador. En caso contrario, debe ser ajustado al 25%.</p> <p>La curva con la que se trabaja será inversa, y que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión. El tiempo de operación debe estar entre 0.6 y 0.8 segundos para falla monofásica en el bus de alta tensión.</p>

3.5 Tabla de Protecciones que operaron en los casos de estudio [16]

Capítulo 4

Problemas operativos de los Transformadores de Potencia 230/23KV de 60MVA en S.E. IROLO.

4.1 Introducción

Para este capítulo se analizaron diferentes fuentes de investigación, Información de estadísticas publicado por la subdirección de transmisión CFE, información de fallas en el año 2023 en los circuitos de media tensión, del CCD Tulancingo S.E. IROLO, estadísticas de fallas en la ZOTP, con esta información y datos de placas de los Transformadores de S.E. IROLO, podemos replicar el modelado del circuito en el software Aspen. [14]

Cuando se analiza el tipo de falla que se presenta en el transformador es necesario recordar que las fallas se pueden clasificar en dos tipos transitoria y permanente.

Las fallas transitorias son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica es momentánea, es decir, que se trata de aislamientos del tipo "recuperable"[17]

Las fallas permanentes son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, requieren reparación, mantenimiento mayor o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. [17]

Para tener un mejor contexto de las fallas que puede presentar un transformador de potencia la CFE, hizo una publicación en donde explica cuáles son las fallas que pueden llegar a presentar. Dicha información se puede ver resumida en una gráfica.

La estadística de fallas de transformadores de potencia de 1999-2008 publicada por la CFE en 2009 se centra específicamente en las fallas de transformadores de potencia ocurridas en México durante ese periodo.



Figura 4.1 Gráfica de Fallas de Transformadores de Potencia [12]

En cuanto a la metodología utilizada, la estadística de la CFE se basa en los datos recopilados directamente de las fallas ocurridas en los transformadores de su red, durante estos 9 años la falla más recurrente que se presentó en las subestaciones de CFE fue la falla de aislamiento de sus devanados.

La falla de aislamiento por sus devanados llega a ocurrir por el envejecimiento natural del material, altas temperaturas, sobrecargas, cortocircuito o puede ser por defectos de fabricación.

Que sucede cuando esta falla se presenta se puede generar cortocircuito e interrupción en el suministro de energía eléctrica. Esta falla puede llegar a provocar daños en otros componentes del transformador. Esta falla se puede prevenir realizando la prueba de resistencia de aislamiento.

En el 2017 la CFE publico nuevas estadísticas de la falla de elementos de un transformador que se encuentra en el Manual de CFE V5420-63. Podemos observar que el elemento que más falla es Devanados del Transformador.[21] Si hacemos un comparativo con el estudio publicado en 1999-2008 al del 2017 la falla en devanados tuvo una pequeña reducción del 7%. En la actualidad en la CFE aplica las medidas publicadas en el manual de mantenimiento a transformadores de potencia en donde se sugiere realizar pruebas eléctricas, pruebas dieléctricas. Como medida de corrección se propone revisar el devanado, reparación del devanado. Una prueba que sugiere el manual para los devanados es capacitancia en devanados y factor de potencia para esta prueba se evalúa el transformador como si fuera un capacitor simple. Ambos contienen un material dieléctrico (aislamiento) entre dos electrodos (conductores).

Cuando surge un cambio en las características del material aislante o en la configuración del conductor, esto provocara diferencias en las mediciones de capacitancia. Estos cambios generaran el deterioro del aislamiento, contaminación o daños físicos.

Prueba de resistencia de aislamiento de devanados tiene como objetivo determinar el contenido de humedad, contaminación o el posible deterioro del aislamiento de manera primaria. Se realiza la medición aplicando en terminales cortocircuitadas una tensión de corriente continua de 500 a 10 000 V. Teniendo la medición se prosigue al cálculo de índice de polarización, para cada uno de los arreglos y fases. La medición, también nos sirve para determinar si el equipo puede continuar con las pruebas de CA a tensiones mayores.[21]

El cálculo de la polarización se realiza aplicando la siguiente fórmula:[21]

$$IP = R_{10} / R_1$$

Dónde:

IP=Índice polarización.

R10= Resistencia a 10 min.

R1 =Resistencia a 1 min.

Tomando en cuenta que si el valor de IP, mayores de 2, son considerados satisfactorios para un aislamiento en buen estado.

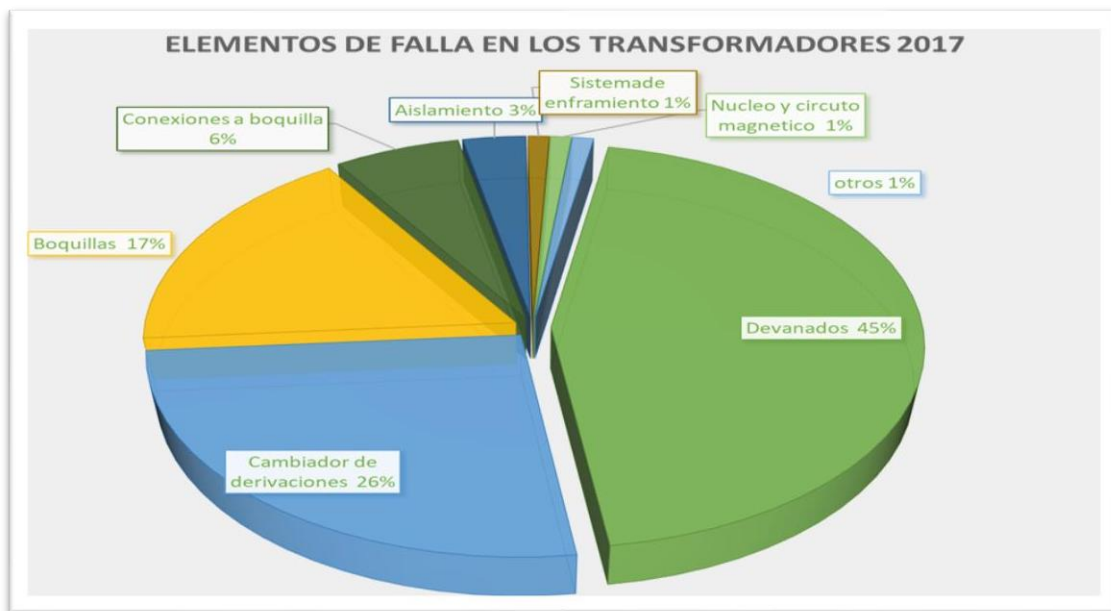


Figura 4. 2 Gráfica de Elementos de Falla de los Transformadores [21]

Alguna de las fallas de los elementos de los transformadores puede llegar a causar incendio como se muestra en la gráfica de continuación.

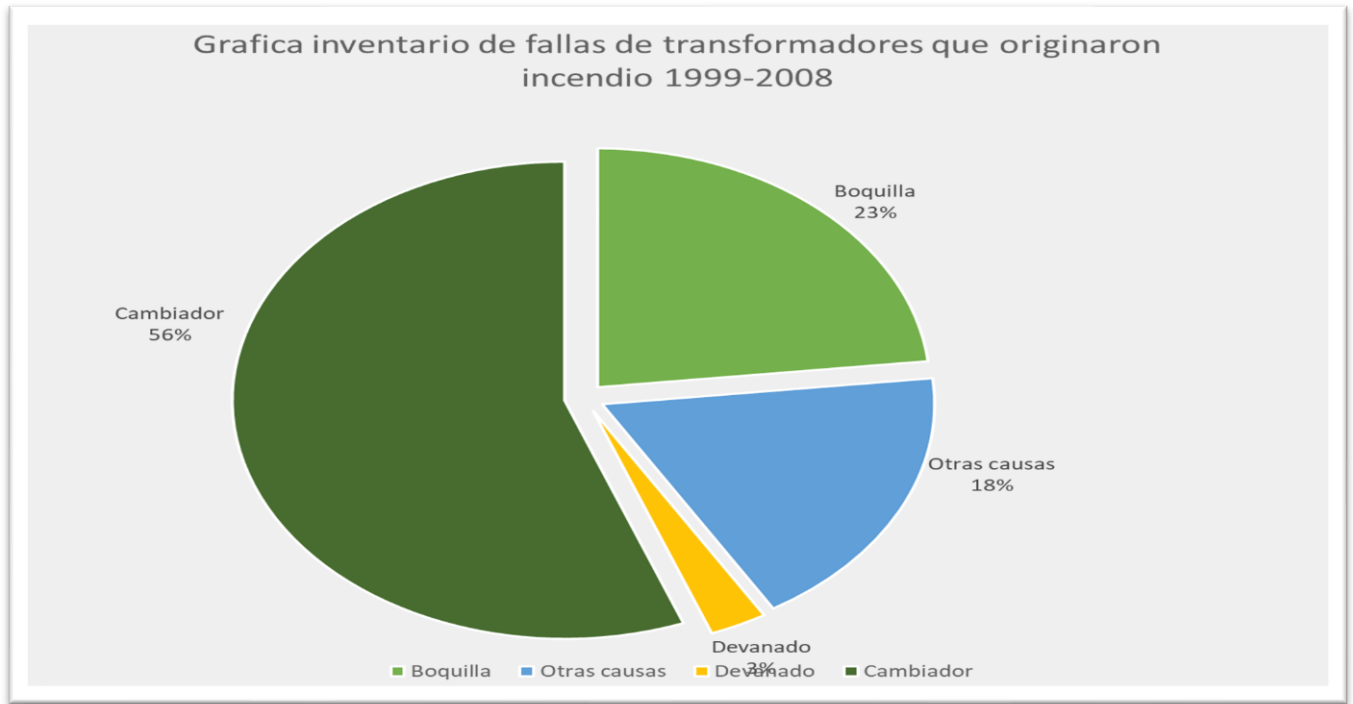


Figura 4.3 Gráfica de inventario de fallas que causaron incendio [12]

Para tener un mayor contexto estos datos se recopilaron en las regiones en donde ocurrieron estas fallas fueron, en la Zona Noroeste, Central, Oriente, Occidente, Sureste y Peninsular en el periodo 1999_2008, en Subestaciones que pertenecen a la CFE. Esta recopilación de información se puede obtener a través de los reportes que se emiten en la Zona de operación cada vez que surge una falla eléctrica. [12]

En la actualidad ya se tiene un sitio web interno en la CFE en donde podemos ver la base datos se tiene en el SISNOV (Sistema de Novedades).

El objetivo SISNOV es ser un instrumento de control para el seguimiento de las fallas relevantes, como las medidas que se tomaron para solucionar la problemática presentada, mantenimiento o la sustitución de equipo dentro de la subestación eléctrica.[20]

De acuerdo con la gráfica 4.2 podemos ver que aparece una porción del 18% como otras fallas que causan incendio estas pueden ser por una falla de cortocircuito. Esto puede ocurrir debido a un aislamiento defectuoso en el transformador, lo que resulta en la interacción directa de los devanados y causa un aumento significativo de la corriente eléctrica. Esta alta corriente puede generar un aumento de temperatura en el aislamiento y en los materiales combustibles circundantes, lo que puede dar lugar a un incendio.

Que tan importante son los devanados en el transformador, si bien sabemos los devanados están constituidos por un conjunto de espiras que forman un circuito eléctrico coligado con una de las tensiones que van al transformador.[21]

En este porcentaje podemos encontrar el sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento puede ser causado por una carga excesiva o un diseño inadecuado del transformador, lo que resulta en una disipación inadecuada del calor generado durante la operación normal. Este calor excesivo puede provocar la ignición de materiales combustibles cercanos al transformador.

4.2 Tipos de fallas en los Transformadores de Potencia

Las fallas en los transformadores generalmente son clasificados en 5 categorías:
[13]

- a) Falla en el devanado y en terminales.
- b) Fallas en el núcleo.
- c) Fallas en el tanque y accesorios del transformador.
- d) Fallas en el cambiador de tap.
- e) Condiciones anormales de operación.
- f) Fallas externas sostenidas o no liberadas por transitorios en la RED de media tensión.
- g) Fallas simultaneas.

Las fallas más comunes en los circuitos de Media Tensión son las siguientes:[14]

- 1.-Fallas por aislador dañado
- 2.-Fallas fauna nociva
- 3.-Fallas por choque a postes
- 4.-Fallas por descargas atmosféricas
- 5.-Falso contacto
- 6.-Libramiento inadecuado
- 7.-Maniobra errónea en la red
- 8.-Objetos ajenos
- 9.-Operacion de fusible de bancos de distribución
- 10.-Falla personal u objeto ajeno.
- 11.-Se investiga causa.

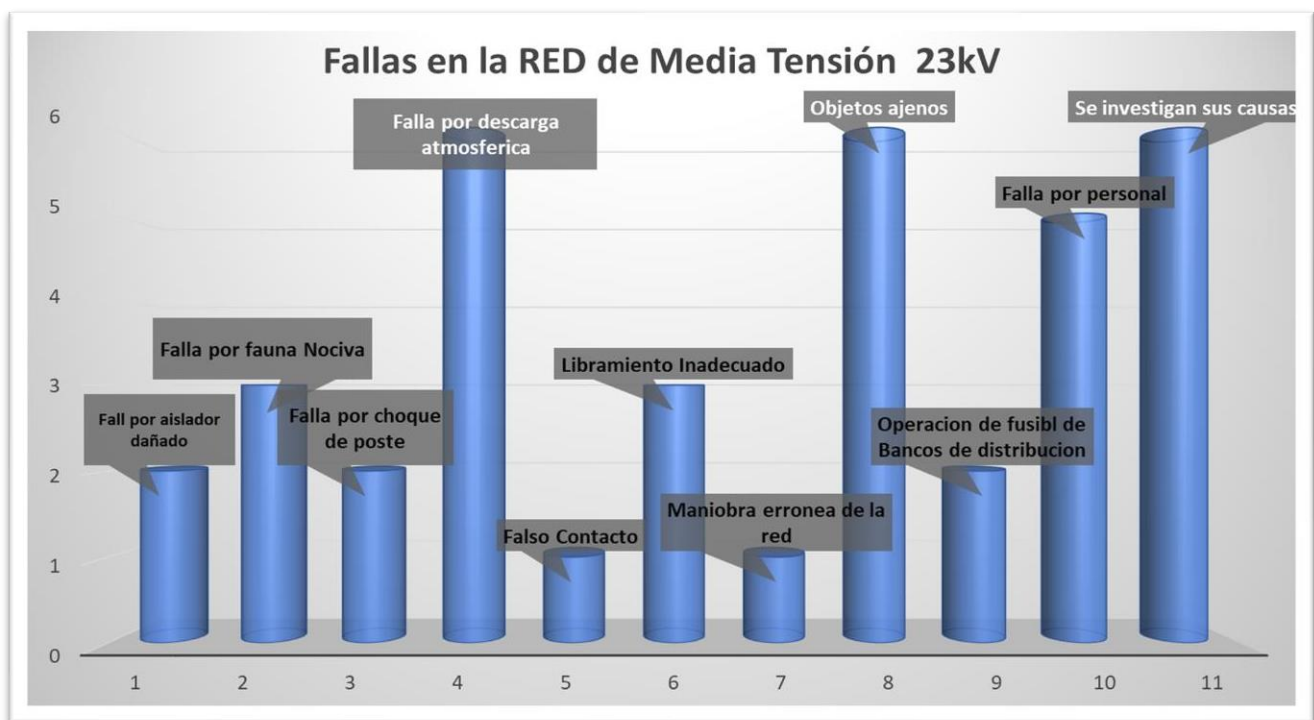


Figura 4.4 Gráfica de las fallas más comunes en los circuitos de Media Tensión,[14]

De acuerdo con el análisis realizado, podemos observar que el punto 4 (Fallas por descarga atmosférica); punto 8 (objetos ajenos); punto 11 (se investiga causa); son los más sobresalientes de estas estadísticas, mismas que se pueden volver críticas al paso del tiempo, derivado a su periodicidad y frecuencia que ocurran.[15]

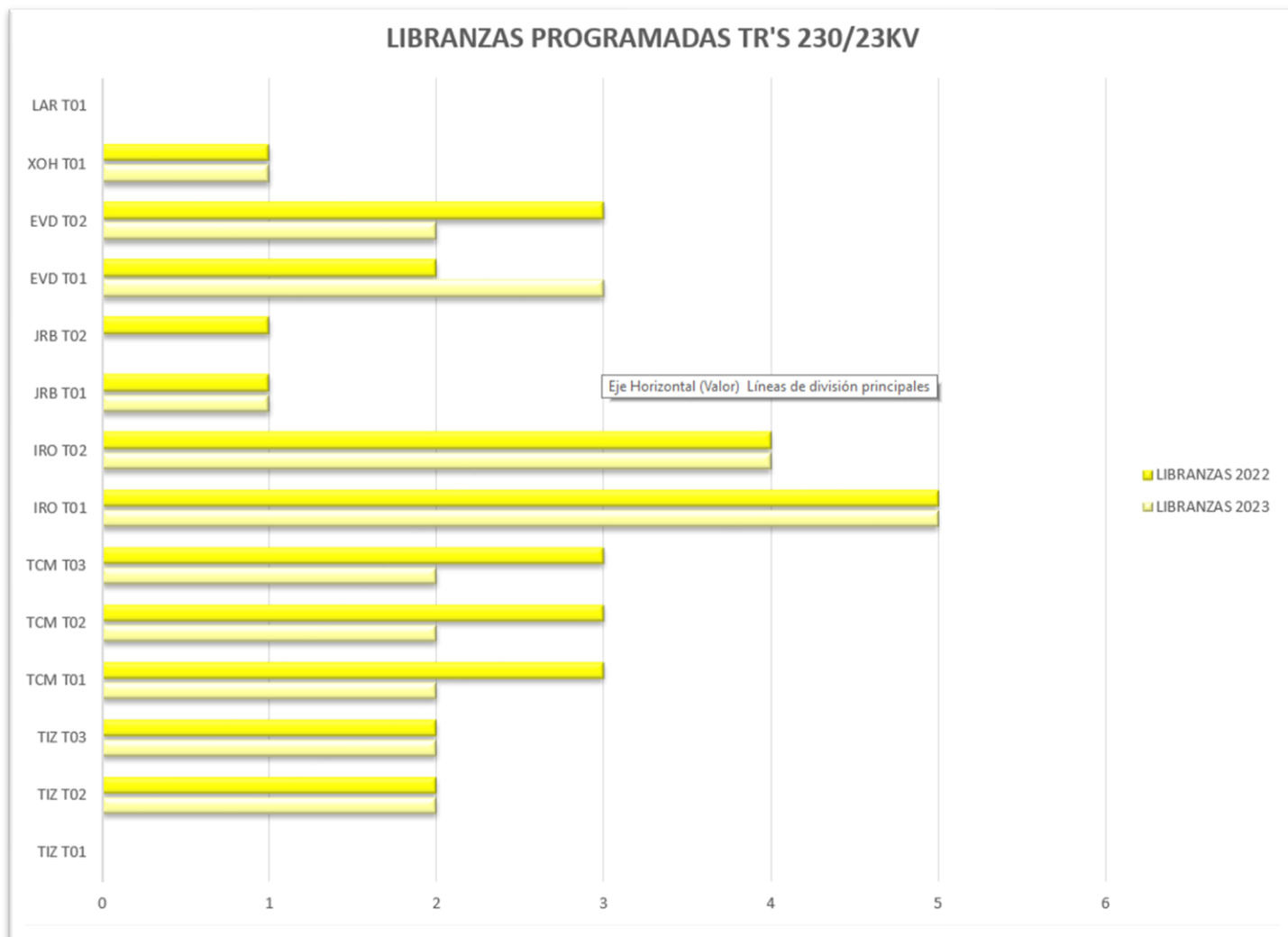


Figura 4.5 Gráfica de Libranzas 2022-2023 de la Zona de Transmisión Valle de México [13]

En la figura 4.5 son las estadísticas de libranzas que han ocurrido y comparado en el 2022 y 2023, mismas que se puede observar que el Transformador TIZ

T01 y LAR T01 no ha sido libradas. [14] Esto llega a afectar en el rendimiento del equipo, estos datos son recopilados de la Zona de Operación.

Muchas veces un transformador no se puede librar en muerto tan seguido, ya que se tienen que tramitar una licencia programada con anticipación para evitar la falta de suministro al consumidor final. Este tipo de especificación se puede ver en las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional.

Para ser específicos en el capítulo 5 que corresponde al apartado de licencias, el artículo 62 de las reglas de despacho las licencias se tramitan para mantenimiento, modificaciones, ampliaciones y otras actividades necesarias para el correcto funcionamiento de los elementos del SEN, lo que se busca es mejorar la disponibilidad de generación, transmisión y transformación para mantener dichos elementos dentro de los límites operativos en todo momento. [18]

En el artículo 63 indica que todo equipo en operación deberá estar en Servicio, en disponibilidad o en licencia. Una referencia de este artículo es si un equipo se encuentra desconectado por requerimientos de operación, no se podrá trabajar en él si no se ha tramitado una licencia, se considera que dicho equipo está disponible y listo para entrar en servicio en cualquier momento. [18]

Las licencias se clasifican en vivo o en muerto, podrán ser programadas o de emergencia.

Las licencias se hacen en vivo ya que por la importancia del equipo y la cantidad que este puede suministrar no se puede pedir una licencia en muerto, para poder darle mantenimiento en vivo y seguir contribuyendo a que el equipo pueda tener una vida útil. En los transformadores se espera que su vida útil sea de 20 años.

Mientras se trabaja con una licencia en vivo, si se llegara a disparar un interruptor, el operador no podrá cerrarlo hasta que tenga comunicación con el

responsable de dicha licencia. El encargado de la licencia tendrá que reportar si tuvo algún percance. No se cerrará el interruptor hasta que el personal este fuera de peligro. El ejemplo anterior hace referencia al artículo 88 de las reglas del despacho y operación del sistema eléctrico Nacional [18]

4.3 Casos de Estudio y Códigos de Matlab

Los casos expuestos son de la Subestación Irolo tienen transformadores de Potencia mayor a 10 MVA de tres devanados con conexión Estrella-Estrella-Delta. Pertenecientes a la Zona de Operación Pachuca.

CASO 1: Falla externa ocasionada por un incendio de una boquilla del Transformador IROLO T01, se puede observar una pérdida total del Transformador. La descripción de la falla es que opera el esquema de protección 87T y 50H fase A a tierra. Corrientes de Falla A=10807.44 A, B=110.4 A, C=201.6A y N=10513.68 A. Se afecta 19.5 MW y 1.885 MW del Generador. Por esta falla se afectaron 39644 usuarios, se logra restablecer la carga por los enlaces Irolo T02 Y T03. No opera automatismo.

Si observamos la gráfica 4.3 fallas de los transformadores que originaron incendio, podemos ver que se presenta 23% este tipo de fallas en boquilla pueden terminar en un incendio.

Para tener un mejor contexto del caso expuesto decidí realizar la simulación en Matlab, bajo las condiciones que se muestran en la imagen anterior con la finalidad de comparar la simulación de la falla en el Software de Aspen así poder tener un comparativo con el mismo caso ya planteado.

Código simulado en Matlab

%Cristell Diaz Martínez

% Datos del transformador Irolo

% caso 1

Pnom = 100; % Potencia nominal del transformador (MVA)

Vnom = 138; % Tensión nominal del transformador (kV)

Z = 0.08 + 0.6i; % Impedancia del transformador A

% Datos de la Fases y neutro

A= 10807.44; % Corriente de fase A

B = 110.4; % Corriente de fase B

C = 201.6; % Corriente de fase C

N = 10513.68; % Corriente de neutro

% afectaciones que surgen

afectacion = 19.5; % Afectacion en MW

afectacionGen = 1.885; % Afectacion del generador en MW

% Calculo de las corrientes de falla

Ia_falla = (A + N) / sqrt(3);

Ib_falla = (B + N) / sqrt(3);

Ic_falla = (C + N) / sqrt(3);

If_gen = afectacionGen * 1e6 / Vnom;

% Calculo de la potencia de falla

S_falla = 3 * Vnom^2 / Z;

```

% Calculo de las corrientes de cortocircuito (sin falla)
Icc1 = S_falla / Vnom; % Corriente de cortocircuito nominal

Icc2 = S_falla / (Vnom - afectacion); % Corriente de cortocircuito con la afectación

% Verificacion de las protecciones 87T y 50H if

% verificando la que opere protección 87T

%Fases A Y Fase B

Ia_falla > Icc1
    disp('Se opera la proteccion 87T en la fase A')
end

if Ib_falla > Icc1
    disp('Se opera la proteccion 87T en la fase B')
end

if Ic_falla > Icc1
    disp('Se opera la proteccion 87T en la fase C')
end

if If_gen > Icc2
    disp('Se opera la proteccion 50H del generador') end

```

Además, el código indica si se operan las protecciones 87T y 50H según los valores de las corrientes de falla y de cortocircuito.

>> caso1tesis

Se opera la protección87T en la fase A

Se opera la protección87T en la fase B

Se opera la protección 87T en la fase C

Se opera la protección50H del generador

CASO 2.- En el año 2021 al 2022, en S.E. IROLO se han tenido fallas por faunas nocivas, mismas que has puesto en riesgo la carga del usuario y disparo seguro de dicha instalación, misma que es nuestro estudio para simular para la mejora y garantizar la lógica de disparo seguro, así como su transferencia de carga selecta. Se relata las fallas a continuación. [14]

El 5 de marzo de 2021 ocurrió una falla causada por cacomixtle, rompiéndose la distancia eléctrica, operando la protección 87T Y 86T del transformador IRO T1. Opera automatismo no hay carga afectada.

El 12 de marzo de 2021 opera las protecciones 87 T y 86 T, sin afectación de carga, operando automatismo, la causa fue falla nociva en el transformador deservicios propios.

El 16 de junio de 2022 disparan los interruptores asociados al Banco IRO T1 operando la protección 87T y 86T al momento de la falla IROT1 llevaba una carga de 20.1 MW, se afecta una carga de 6 MW de IRO 53090. Se realiza el cierre al IRO 53090 con la autorización de la Zona de Operación, esto ayuda a recuperar al 100% la carga efectiva.

Para el caso 2 se simulo también en Matlab la falla causada por fauna nociva donde se logra ver que operan las protecciones programadas y no se encuentra carga efectiva.

Código Simulado en Matlab

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
%%%%%%%%
```

```
%Cristell Diaz Martínez
```

```
%Caso 2 Tesis
```

```
%Falla de transformador de potencia por fauna nociva
```

```
%No encontrando carga efectiva
```

```
% Parámetros del transformador de potencia
```

```
% Resistencia de los cables en ohmios
```

```
R_cable = 0.1; % Resistencia del cable (ohmios)
```

```
X_cable = 0.2; % Reactancia del cable (ohmios)
```

```
% Resistencia del Transformador de estudio
```

```
R_transformador = 1; % Resistencia del transformador (ohmios)
```

```
X_transformador = 5; % Reactancia del transformador (ohmios)
```

```
% Parámetros de la falla por fauna nociva
```

```
R_falla = 0.01; % Resistencia de la falla (ohmios)
```

```
X_falla = 0.01; % Reactancia de la falla (ohmios)
```

```
% Voltaje de entrada
```

```
V_entrada = 100;
```

```
% Vector de tiempo para esta falla
```

```
tiempo = linspace(0, 0.1, 1000); % 1000 puntos entre 0 y 0.1 segundos
```

% Corriente de carga efectiva

% estudio

$I_{\text{carga}} = 10 * \sin(2 * \pi * 60 * \text{tiempo});$ % Corriente de carga de 10 A

% Corriente de la falla

$I_{\text{falla}} = V_{\text{entrada}} / \sqrt{R_{\text{falla}}^2 + X_{\text{falla}}^2};$ % Corriente de la falla (amperio)

% Calculo de voltajes y corrientes

% Para cable y transformador

$V_{\text{cable}} = V_{\text{entrada}} - I_{\text{carga}} * (R_{\text{cable}} + 1j * X_{\text{cable}});$ % Voltaje en el cable

$V_{\text{transformador}} = V_{\text{cable}} - I_{\text{carga}} * (R_{\text{transformador}} + 1j * X_{\text{transformador}});$

% Voltaje en el transformador

$V_{\text{falla}} = V_{\text{transformador}} - I_{\text{falla}} * (R_{\text{falla}} + 1j * X_{\text{falla}});$ % Voltaje en la falla

% Activación de las protecciones 87T y 86T

% Verificación de las protecciones

$\text{proteccion_87T} = \text{abs}(V_{\text{transformador}}) > 1.1 * \text{abs}(V_{\text{entrada}});$ % Protección 87T
activada si el voltaje en el transformador es mayor al 110% del voltaje de entrada

$\text{proteccion_86T} = \text{abs}(I_{\text{falla}}) > 1.2 * \text{abs}(I_{\text{carga}});$ % Protección 86T activada si la
corriente de la falla es mayor al 120% de la corriente de carga

CASO 3.- En Abril del año 2023 Opera protección 63BH Y 86T en el Transformador IRO T03, derivado a la alta vibración generada por corrientes de fallas de 9296 amperes en media tensión por fallas simultaneas en la red de 23kV.

En esta falla se tiene una carga afectada de 11.7 MW, se logra recuperar al 100% la carga. Para este tipo de fallas se realiza pruebas de sensibilidad del relevador Buchholz en IRO T3, en la fase A. [14]

Simulación del Caso 3 en Software Matlab respetando los parámetros expuestos en la tabla anterior.

Código Simulado en Matlab

% Cristell Diaz Martínez

% caso3 tesis

% falla de transformador en donde opera 86 t y 63h

% Alta vibración generada por Corrientes de Falla

% Parámetros del transformado

% Voltaje en media tensión

% Voltaje en baja tensión

V_MT = 23000; % Voltaje en media tensión (V)

V_BT = 400; % Voltaje en baja tensión(V)

Potencia = 11.7; % Potencia de carga afectada en (MW)

% Parámetros de la protección

I falla = 9296; % Corriente de falla (A)

Vibración = true; % Indicador de alta vibración generada

```

% Cálculo de la corriente de cortocircuito
Zeq = (V_MT^2) / (Potencia * 10^6); % Impedancia equivalente
I_cc = V_MT / Zeq; % Corriente de cortocircuito
% Verificación Protección 63H Y 86T
% Comprobación de activación de las protecciones
I_falla > I_cc
    Proteccion_63H = true; % Protección63H activada
    Proteccion_86T = true; % Protección86T activada
else
% Cuando no se activa la protección 63H y 86T
    Proteccion_63H = false; % Protección63H no activada
    Proteccion_86T = false; % Protección86T no activada
end

% Gráfica de comportamiento del transformador
tiempo = linspace(0, 1, 100); % Tiempo en segundos
corriente = I_cc * sin(2*pi*60*tiempo); % Corriente en función del tiempo

figure;
plot(tiempo, corriente);
xlabel('Tiempo (s)');
ylabel('Corriente (A)');
grid on;
title('Comportamiento del transformador ante una falla');
legend('Corriente de cortocircuito');

```

La gráfica que nos muestra el proceso de dicha falla se nos muestra a continuación.

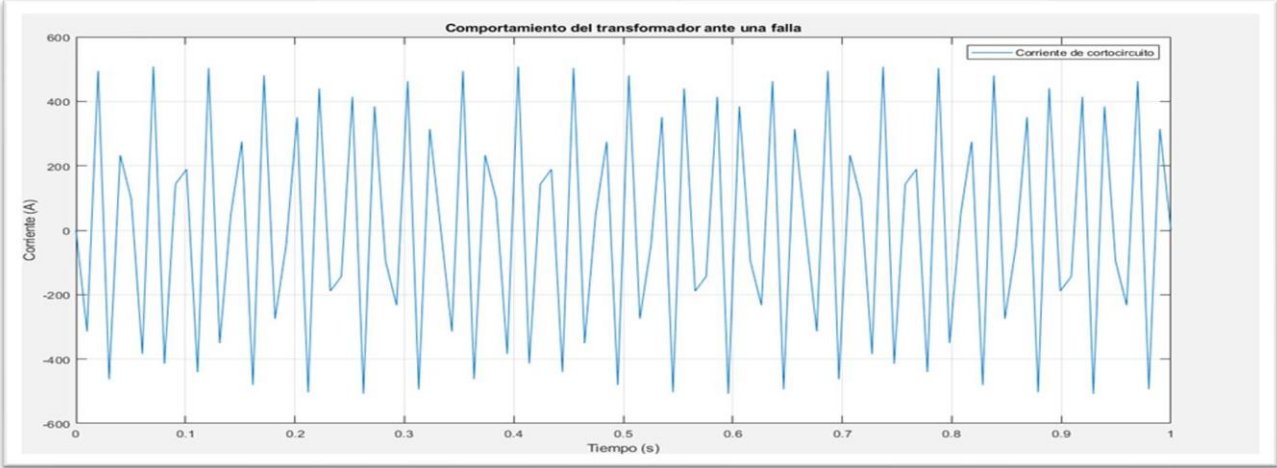


Figura A.1 Gráfica de Simulación del Caso 3 en Matlab operando las protecciones 63H Y 83T.

4.4.-Simulacion en Aspen

Se tiene el Transformador IROLO T1 Y T2, con conexión Estrella-Estrella de 230 a 23. De lado de 23 Kv no existe generación distribuida es radial. Lo que se busca con este software es validar si las protecciones del transformador que se tiene, yaalambradas y programadas se operan adecuadamente. Para esta actividad en campo se generaron licencias programadas para trabajar en este transformador. Ahora solo nos queda a través del programa podamos realizar COMTRADE (Son pruebas de retransmisión de un extremo a otro en doble)

Lo primero que se hace es tener las impedancias del transformador a trabajar.

Nombre de la instalación	Nomenclatura	Transformador	X	Marca	N° de Serie	Año de fabricación
IROLO	IRO T01	TRANSFORMADOR		PROLEC	G831/03	2001
Tensión de operación (kV)	Forma de nucleo	N° Fases	N° Devanados	Diagrama Trifásico		
220	COLUMN A	3	3	INCLUIR FOTOGRAFÍA		
Nivel de Impulso Onda Completa (kV)		Pesos Aprox. (Kg)				
Primario	900	Núcleo	52143			
Secundario	150	Tanque	42502			
Terciario	110	Aceite	64638			
Neutro	150	Total	159283			
Conceptos	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (T)	INCLUIR FOTOGRAFÍA		
Voltaje nominal (kV)	220	23	10			
Corriente nominal (Amp)	157.50	1506.10	N/A			
Conexión	Y	Y	D			
N° de taps	35					
BIL	1050	200	150			
Impedancia @ MVA Nomina	H-X	H-T	X-T	INCLUIR FOTOGRAFÍA		
% de impedancia	15.89	23.45	7.94			
Potencia (MVA)	60.0	60.0	60.0			

Figura 4.6 Datos de placa del Transformador

Con los datos del fabricante podemos obtener las impedancias para cada devanado. En el centro de trabajo tenemos una hoja de cálculo (Excel) para calcular datos como impedancias, datos de curva, cálculo de ajustes de las protecciones respetándose los parámetros mencionados en el capítulo 3, a partir de la sección 3.4 en adelante.

La fórmula que usamos para este cálculo en Excel es la siguiente:

$$\text{Impedancia} = \frac{\text{MVA Nominal (100/ Potencia MVA)} \left[\frac{(\text{Voltaje nominal})^2}{(\text{voltaje Nominal})^2} \right]}{\text{(devanado)} \left[\frac{(\text{devanado})^2}{(\text{devanado})^2} \right]} \cdot \frac{1}{(\text{Tension de operacion})^2} \cdot \frac{1}{(\text{Tension de operacion})^2} \cdot \frac{1}{(3(\text{Numero de fases}))^2}$$

Si sustituimos los datos de la placa que se presentan en la figura 4.7 en la fórmula que acabamos de ver. Nota: en la fórmula que usamos para el cálculo de impedancias en la parte que dice devanado se refiere a los datos del devanado y sea primario, secundario y terciario como es el caso del transformador a estudiar.

Para el Devanado Primario se realizan los siguientes cálculos:

$$15.89 \text{MVA} \left(\frac{100}{60.0 \text{MVA}} \right) \left[\frac{(220 \text{kV})^2}{(220 \text{kV})^2} \right] \cdot \frac{1}{(3)^2} \cdot \frac{1}{(3)^2} = 26.4833$$

Calcular la impedancia en p.u, en nuestro Excel usamos la siguiente formula

$$\%Z_{\text{MVA}}/100 = 26.4833/100 = 0.26483$$

Para el devanado secundario:

$$23.45 \text{MVA} \left(\frac{100}{60.0 \text{MVA}} \right) \left[\frac{(220 \text{kV})^2}{(220 \text{kV})^2} \right] \cdot \frac{1}{(3)^2} \cdot \frac{1}{(3)^2} = 39.083$$

Calcular la impedancia en p.u.

$$\%Z_{\text{MVA}}/100 = 39.083/100 = 0.3908$$

Para el devanado terciario:

$$7.94 \text{MVA} \left(\frac{100}{60.0 \text{MVA}} \right) \left[\frac{(220 \text{kV})^2}{(220 \text{kV})^2} \right] \cdot \frac{1}{(3)^2} \cdot \frac{1}{(3)^2} = 13.233$$

Calcular la impedancia en p.u.

$$\%Z_{MVA/100} = 13.233/100 = 0.13233$$

Quedando los datos calculados en la siguiente tabla.

Cálculo Impedancias	H-X	H-T	X-T
% Z @ 100 MVA	26.4833	39.0833	13.2333
pu Z @ 100 MVA	0.2648	0.3908	0.1323

A través del software de ASPEN, a continuación se muestra las impedancias que se calcularon en el software para el transformador T1 .

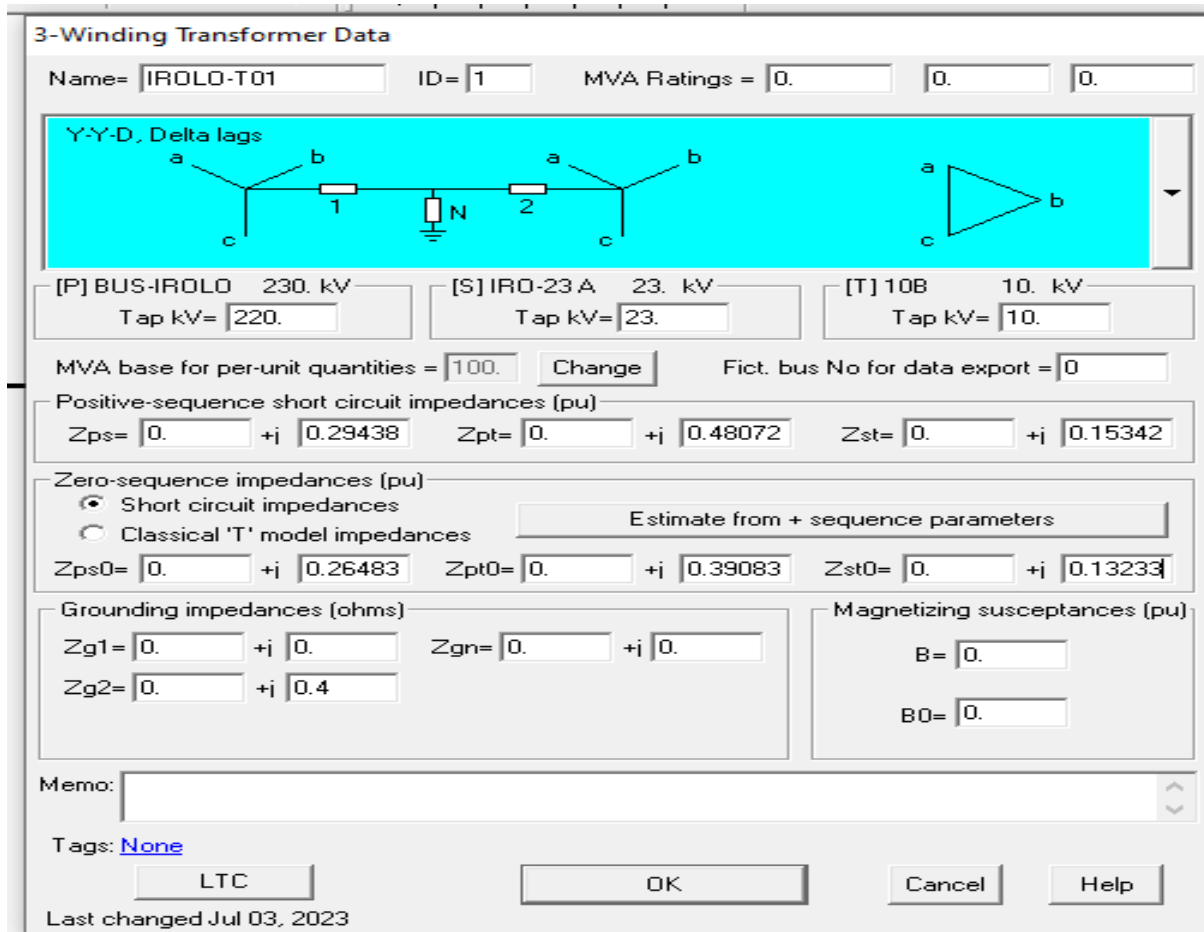


Figura A.2 Captura de pantalla de los Datos de Impedancia del Transformador en ASPEN.

a 55° MV A	OA	36	36	15
	FOA1	45	45	20
	FOA2	60	60	25
	FOA			

En la empresa tenemos una hoja excel en donde se calculan los parámetros de las protecciones que se analizaron a partir del capítulo 3 de esta tesis, para ser específicos a partir del punto 3.4.

A continuación, analizaremos el cálculo para la protección 87T Protección Diferencial sin retardo ni restricción. [19]

* Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes.

1.-Valor de la corriente nominal de acuerdo con la capacidad FOA del transformador.Fórmula y sustitución de valores

$$I_{nomFOA2H} = \frac{\text{Capacidad FOA2(KVA)}}{\sqrt{3} * \text{Tension de lado alta(kV)}} = \frac{60000}{\sqrt{3} * 230} = 150.613 \text{ Amperes}$$

* Cálculo de pickup del elemento instantáneo 87T:

2.-Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado:

El ajuste debe de ser mínimo 10 veces la corriente nominal para la capacidad del transformador y mayor al 200% de la corriente de aportación para falla en bus de baja tensión.

$$I_{pickup \ 87 \ TH} = \frac{I_{pickup \ 87TH}}{RTC} = \frac{150.613}{240} = 0.6275 \times 10 = 6.2755 \text{ A secundarios}$$

3.- Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador:

$$0.6275 \times .30 = 0.20175 \text{ A secundarios}$$

*

4.-Calculo de inicio de pendientes de 87T:

% Pendientes	Inicio de pendiente
Primer pendiente al 30%	0.300
Segunda pendiente al 60%	0.600

5.- Bloqueo por Armónicas

Armónicas	%
Segunda Armónica	15.00
Quinta Armónica	35.00

Comentarios: Estos ajustes serán aplicados en ambos relevadores PT1 y PT2.

Protección 50-51H.

Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:

Para este cálculo se realizan simulaciones de fallas trifásicas y monofásicas en el bus.

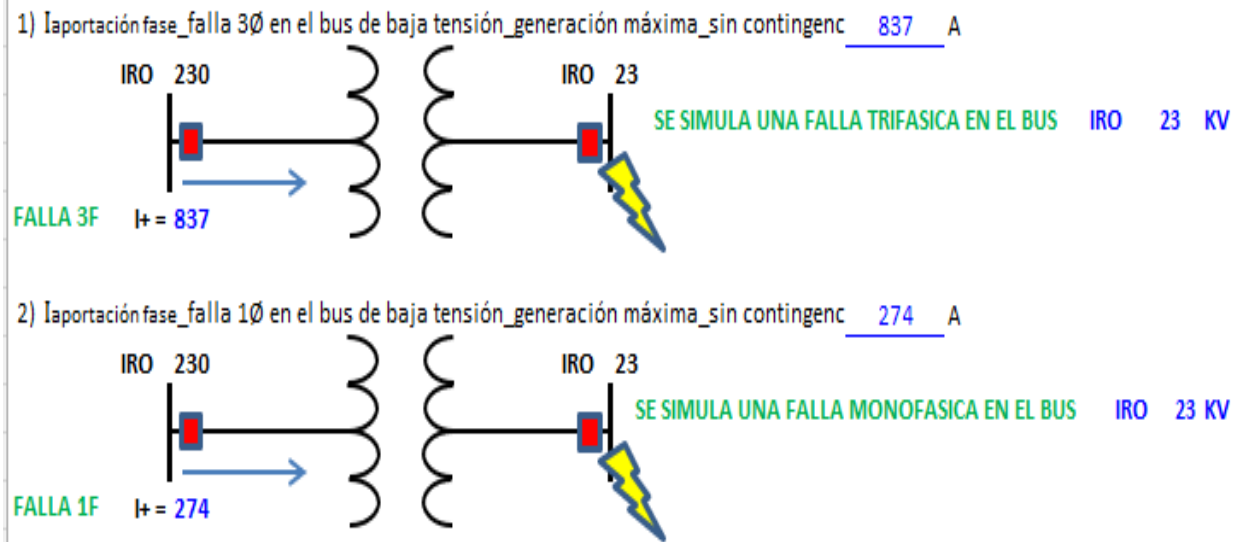


Figura A.3 Captura de Pantalla de los Valores de Corto Circuito (Protección50/51H)

Usando la formula $I_{50H} = 10 \times I_{nomFOA2H}$ sustituimos valores.[19]I

$I_{50H} = 10 \times 150.613 = 1,506.13$ Amperes.

$I_{50H} < 200\%$ de corriente de aportación para falla en baja.

Si revisamos el corto circuito del bus de la falla trifásica en el software ASPEN podemos observar que nos da 14,267.

$1,506.13 < 14,267$ cumple la condición.

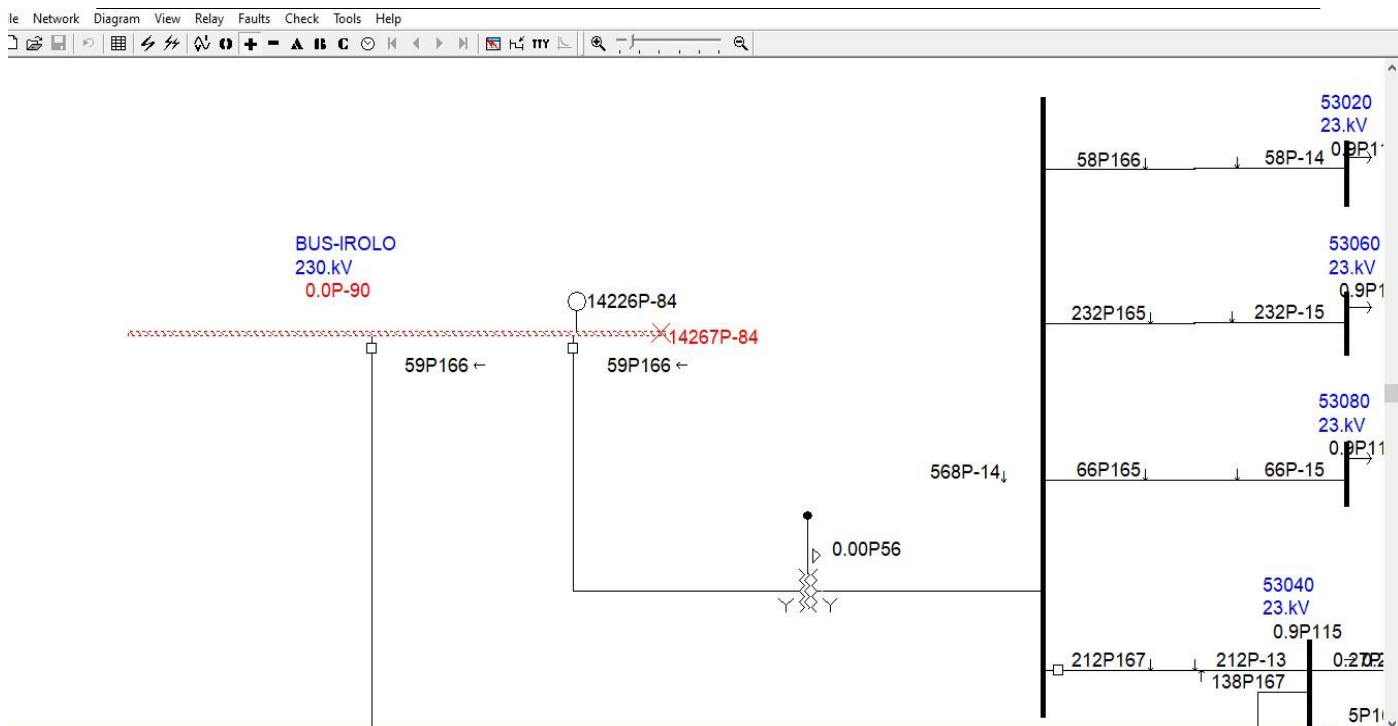


Figura A.4 Captura de Pantalla en ASPEN del corto circuito del bus de la fallatrifásica. Ajuste.

$$50H = I_{pickup50H} / RTC = 2680 / 200 = 13.4 \text{ Amperes secundarios}$$

* Cálculo de pickup del elemento temporizado 51H:

Se ajusta al 200% de la capacidad OA del transformador ya que cuenta con la protección PRS (Protección de Respaldo lado Secundario del Transformador).

$$I_{pickup\ 51H} = \frac{2.2 \times \text{Capacidad OA(KVA)}}{\sqrt{3} * \text{Tension lado Alta (kV)}} = \frac{2.2 \times 36,000}{\sqrt{3} * 220} = \frac{79200}{381.0511} = 207.846 \text{ A}$$

Ajuste

$$I_{pickup\ 51H} = \frac{I_{pickup\ 51H}}{RTC} = \frac{207.846 \text{ A}}{220} = 0.944 \text{ Amperes secundarios}$$

* Selección de curva y palanca de tiempo 51H:[19]

Si seleccionamos el tipo de curva US-I (es una curva muy inversa y que permita coordinar con las curvas de los relevadores instalados en el lado de baja tensión). La palanca el tiempo de operación deberá estar entre 0.8 y 1 segundo para una falla trifásica en el bus de baja tensión. De la curva de operación se obtiene la palanca para obtener el tiempo deseado, de 4.78 obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Importación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	837	1.008
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	274	1.563

Por lo tanto:

Curva:

US-I
UR-IEEEE-
VI

Palanca de tiempo:

4.78

AJUSTES RELEVADOR ZIV

Palanca de tiempo:

0.610

AJUSTES RELEVADOR GE

Estas son las características de la curva para el transformador IRO T1 y ajustes 51H

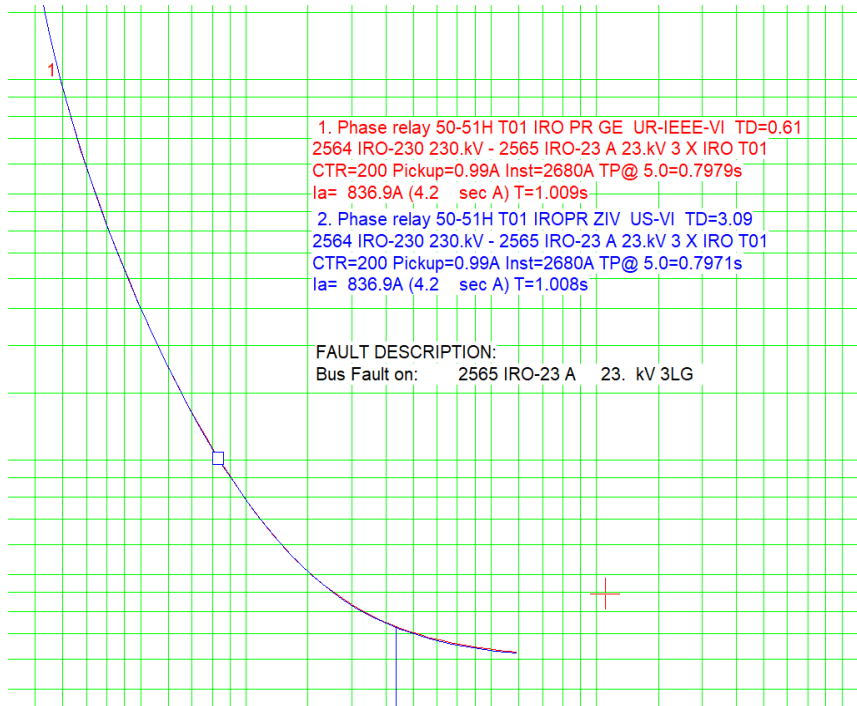


Figura A.5 Captura de Pantalla de la Curva del Transformador IROLO T1 ajuste 51H

Test values for relay 50-51H T01 IRO PR GE, Type='UR-IEEEE-VI', Time dial=0.61, Pickup=0.99A				
Times pickup	Ipri(A)	Isec(A)	Delay(s)	Delay(cycles)
1.50	297.00	1.49	9.869	592.15
2.00	396.00	1.98	4.287	257.21
3.00	594.00	2.97	1.795	107.69
4.00	792.00	3.96	1.097	65.82
5.00	990.00	4.95	0.798	47.88
6.00	1188.00	5.94	0.641	38.48
7.00	1386.00	6.93	0.549	32.92
8.00	1584.00	7.92	0.489	29.36
9.00	1782.00	8.91	0.449	26.94
10.00	1980.00	9.90	0.420	25.22
11.00	2178.00	10.89	0.399	23.95
12.00	2376.00	11.88	0.383	22.99
13.00	2574.00	12.87	0.371	22.24
14.00	2772.00	13.86	0.361	21.65
15.00	2970.00	14.85	0.353	21.17
16.00	3168.00	15.84	0.346	20.79
17.00	3366.00	16.83	0.341	20.46
18.00	3564.00	17.82	0.337	20.19
19.00	3762.00	18.81	0.333	19.96
20.00	3960.00	19.80	0.329	19.77
21.00	4158.00	20.79	0.327	19.60
22.00	4356.00	21.78	0.324	19.46
23.00	4554.00	22.77	0.322	19.33
24.00	4752.00	23.76	0.320	19.22
25.00	4950.00	24.75	0.319	19.12
26.00	5148.00	25.74	0.317	19.03
27.00	5346.00	26.73	0.316	18.96
28.00	5544.00	27.72	0.315	18.89
29.00	5742.00	28.71	0.314	18.83
30.00	5940.00	29.70	0.313	18.77

```

=====
Test values for relay 50-51H T01 IROPR ZIV, Type='US-VI', Time dial=3.09, Pickup=0.99A
Times pickup  Ipri(A)    Isec(A)    Delay(s)   Delay(cycles)
=====
 1.05          207.90      1.04      117.265    7035.93
 2.00          396.00      1.98       4.294     257.64
 3.00          594.00      2.97       1.796     107.77
 4.00          792.00      3.96       1.097      65.81
 5.00          990.00      4.95       0.797      47.83
 6.00         1188.00     5.94       0.640      38.41
 7.00         1386.00     6.93       0.547      32.84
 8.00         1584.00     7.92       0.488      29.27
 9.00         1782.00     8.91       0.447      26.85
10.00         1980.00     9.90       0.419      25.12
11.00         2178.00    10.89      0.397      23.85
12.00         2376.00    11.88      0.381      22.88
13.00         2574.00    12.87      0.369      22.14
14.00         2772.00    13.86      0.359      21.54
15.00         2970.00    14.85      0.351      21.07
16.00         3168.00    15.84      0.345      20.68
17.00         3366.00    16.83      0.339      20.35
18.00         3564.00    17.82      0.335      20.08
19.00         3762.00    18.81      0.331      19.85
20.00         3960.00    19.80      0.328      19.66
21.00         4158.00    20.79      0.325      19.49
22.00         4356.00    21.78      0.322      19.34
23.00         4554.00    22.77      0.320      19.22
24.00         4752.00    23.76      0.318      19.11
25.00         4950.00    24.75      0.317      19.01
26.00         5148.00    25.74      0.315      18.92
27.00         5346.00    26.73      0.314      18.84
28.00         5544.00    27.72      0.313      18.77
29.00         5742.00    28.71      0.312      18.71
30.00         5940.00    29.70      0.311      18.65
=====

```

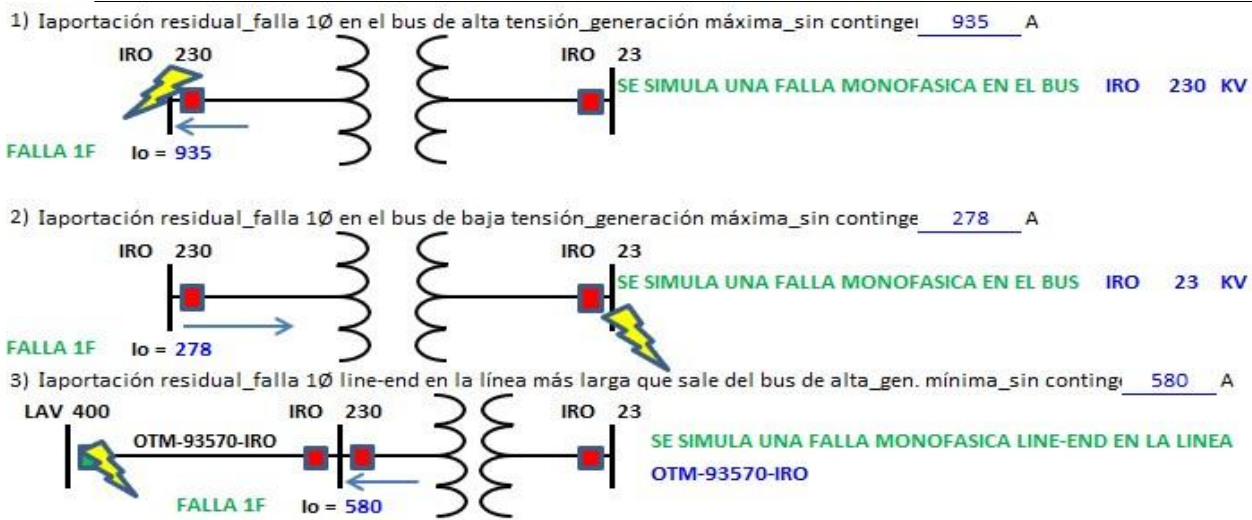
Figura A.6 Tiempo de Operación Protección 50-51H

La protección de sobrecorriente instantánea (51NTH) actúa de manera rápida, desconectando el transformador cuando se produce un incremento repentino en la corriente que puede estar asociado a una falla grave.

Para esta protección necesitamos saber los siguientes datos del transformador.

Nivel de Tensión lado de Alta: 230 kV RTC:120

Capacidad Máxima del Transformador:60MVA



* Cálculo de pickup:[19]

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado:

Se debe de ajustar al 50% de la aportación para la falla a generación mínima al final de la línea más larga con interruptor abierto de la red de alta tensión.

$$(0.5 \times 580) / 120 = 2.416 \text{ A sec.}$$

* Selección de curva y palanca de tiempo

Se recomienda seleccionar una curva inversa que permita coordinar con las curvas de los relevadores 67N instalados en el lado de alta tensión.

Para la palanca en el tiempo hay que cumplir con 2 condiciones como lo son a) El tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundo de la falla monofásica en el bus de alta tensión.

b) Se debe mantener un margen de coordinación de entre 200 y 300 ms contra las protecciones 67N y zona 2 de los 21 de líneas de alta tensión para fallas en el extremo con el interruptor abierto.

Curva: US-I Palanca de tiempo: 1.110

Tipo de falla	Iaportación residual	Tiempo de operación (seg.)
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	935	0.905
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	278	999999.00

Curva para la proteccion, ajustes

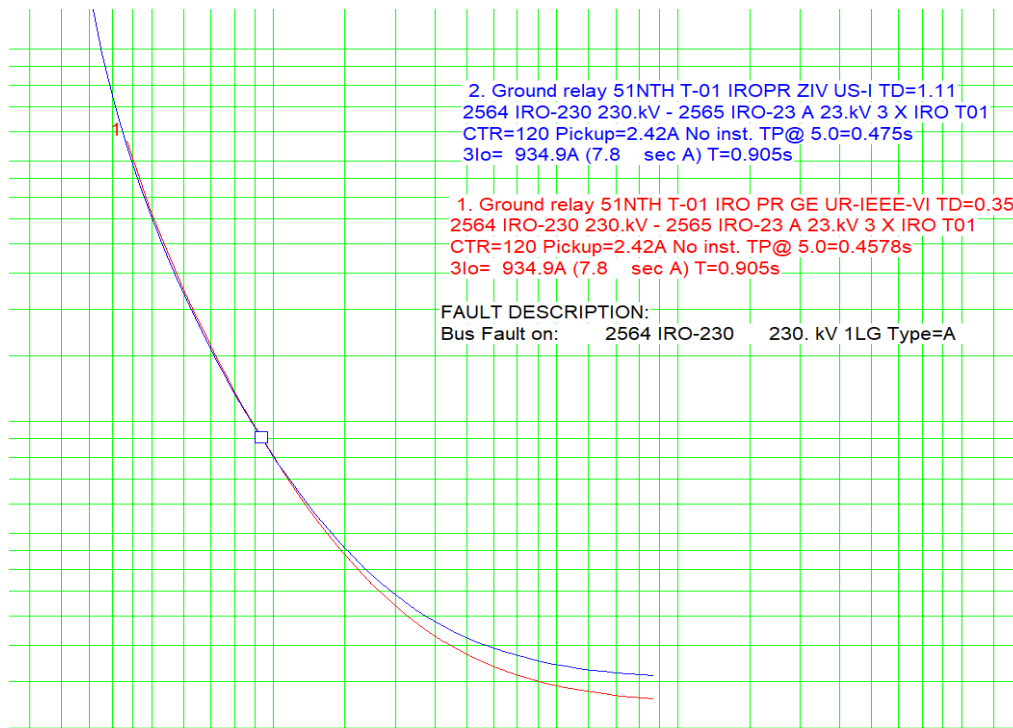


Figura A.7 Curva del Transformador IROLOT1

Test values for relay 51NTH T-01 IROPR ZIV, Type='US-I', Time dial=1.11, Pickup=2.42A

Times pickup	Ipri (A)	Isec (A)	Delay (s)	Delay (cycles)
1.05	304.92	2.54	64.634	3878.04
2.00	580.80	4.84	2.401	144.08
3.00	871.20	7.26	1.025	61.52
4.00	1161.60	9.68	0.640	38.41
5.00	1452.00	12.10	0.475	28.50
6.00	1742.40	14.52	0.389	23.31
7.00	2032.80	16.94	0.337	20.24
8.00	2323.20	19.36	0.305	18.28
9.00	2613.60	21.78	0.282	16.94
10.00	2904.00	24.20	0.267	15.99
11.00	3194.40	26.62	0.255	15.29
12.00	3484.80	29.04	0.246	14.76
13.00	3775.20	31.46	0.239	14.35
14.00	4065.60	33.88	0.234	14.02
15.00	4356.00	36.30	0.229	13.76
16.00	4646.40	38.72	0.226	13.54
17.00	4936.80	41.14	0.223	13.36
18.00	5227.20	43.56	0.220	13.21
19.00	5517.60	45.98	0.218	13.09
20.00	5808.00	48.40	0.216	12.98
21.00	6098.40	50.82	0.215	12.89
22.00	6388.80	53.24	0.213	12.81
23.00	6679.20	55.66	0.212	12.74
24.00	6969.60	58.08	0.211	12.68
25.00	7260.00	60.50	0.210	12.62
26.00	7550.40	62.92	0.210	12.58
27.00	7840.80	65.34	0.209	12.53
28.00	8131.20	67.76	0.208	12.49
29.00	8421.60	70.18	0.208	12.46
30.00	8712.00	72.60	0.207	12.43

```

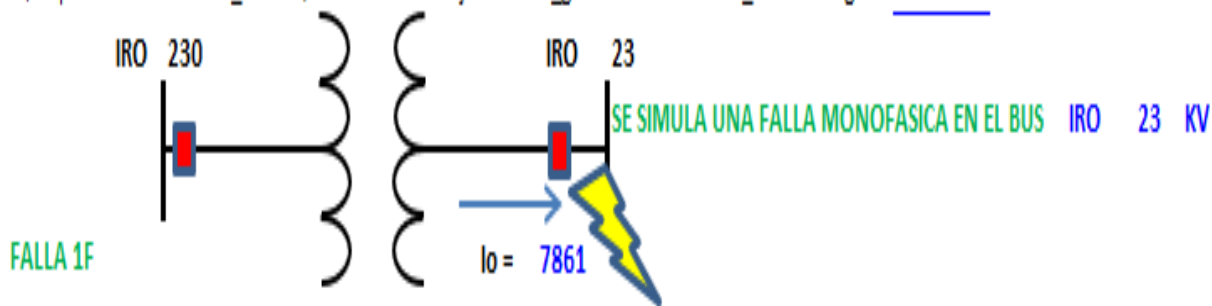
=====
Test values for relay 51NTH T-01 IRO PR GE, Type='UR-IEEE-VI', Time dial=0.35, Pickup=2.42A
Times pickup  Ipri(A)  Isec(A)  Delay(s)  Delay(cycles)
=====
 1.50          435.60    3.63     5.663     339.76
 2.00          580.80    4.84     2.460     147.58
 3.00          871.20    7.26     1.030     61.79
 4.00         1161.60    9.68     0.629     37.77
 5.00         1452.00   12.10     0.458     27.47
 6.00         1742.40   14.52     0.368     22.08
 7.00         2032.80   16.94     0.315     18.89
 8.00         2323.20   19.36     0.281     16.85
 9.00         2613.60   21.78     0.258     15.46
10.00         2904.00   24.20     0.241     14.47
11.00         3194.40   26.62     0.229     13.74
12.00         3484.80   29.04     0.220     13.19
13.00         3775.20   31.46     0.213     12.76
14.00         4065.60   33.88     0.207     12.42
15.00         4356.00   36.30     0.202     12.15
16.00         4646.40   38.72     0.199     11.93
17.00         4936.80   41.14     0.196     11.74
18.00         5227.20   43.56     0.193     11.59
19.00         5517.60   45.98     0.191     11.45
20.00         5808.00   48.40     0.189     11.34
21.00         6098.40   50.82     0.187     11.25
22.00         6388.80   53.24     0.186     11.16
23.00         6679.20   55.66     0.185     11.09
24.00         6969.60   58.08     0.184     11.03
25.00         7260.00   60.50     0.183     10.97
26.00         7550.40   62.92     0.182     10.92
27.00         7840.80   65.34     0.181     10.88
28.00         8131.20   67.76     0.181     10.84
29.00         8421.60   70.18     0.180     10.80
30.00         8712.00   72.60     0.179     10.77
=====

```

Figura A.8 Tiempo de Operación de las Protecciones 51NTH

La protección de sobrecorriente retardada (51NTH) permite desconectar el transformador de manera controlada en caso de que se detecte una corriente por encima del nivel de operación normal, pero que no requiere una desconexión inmediata.[19]

1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingenci 7861 A



Se necesita hacer el cálculo de pick up.[19]

Para este caso debe de cumplir con la siguiente condición se debe de ajustar al 30% de la capacidad máxima del transformador para los transformadores que alimentan únicamente carga radial.

En caso contrario, el ajuste debe ser al 25% de la capacidad máxima del transformador, toda vez que se tenga habilitado el 51NT-H, de lo contrario ajustar al 20 y 25 % respectivamente.

En este caso el transformador no alimenta carga radial.

$$0.30 \times 60000 = 18000 / \sqrt{3} * Tension (kV) = 18000 / 39.837 = 451.841 \text{ Amperes}$$

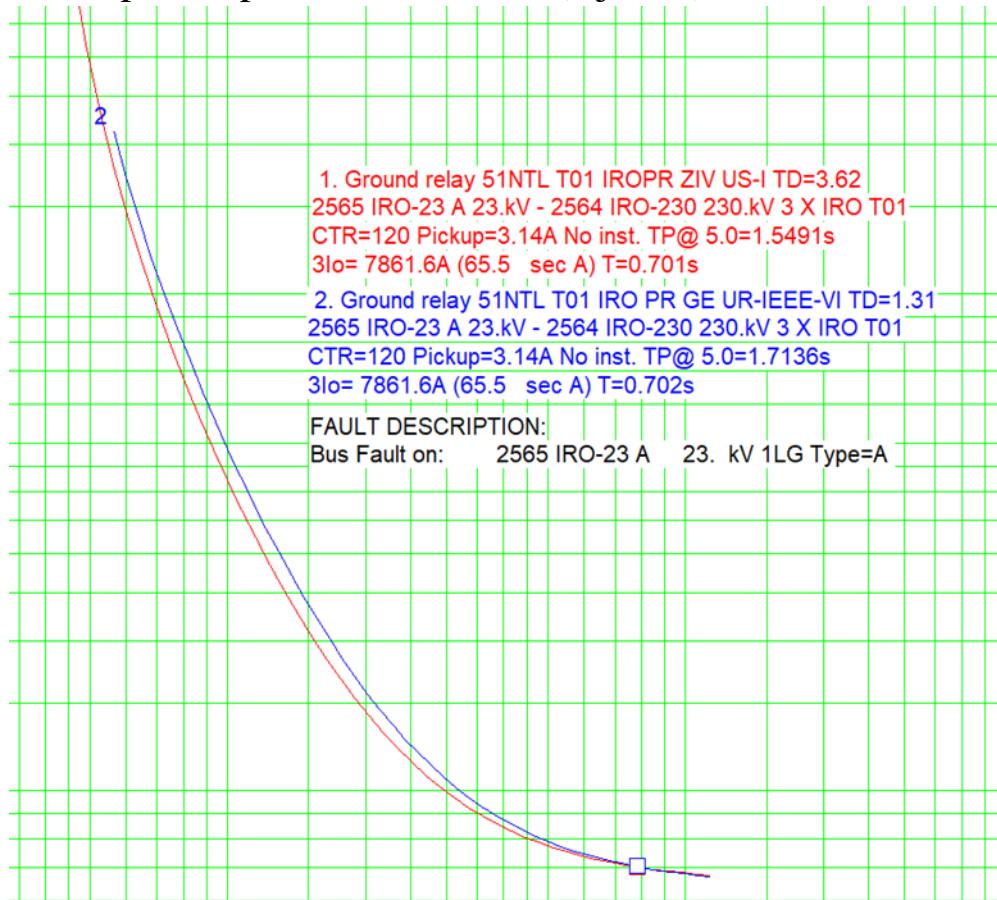
$$I_{pickup} \text{ 51NTL} = \frac{451.841}{120} = 3.765 \text{ A sec.}$$

Para la palanca de tiempo se debe de cumplir con la siguiente condición el tiempo de operación deberá estar entre 0.6 y 0.8 segundo para una falla monofásica en el bus de baja tensión. Mantener un margen de coordinación de 200 a 300 msec más lento que la protección 51Nl. Para esta protección se recomienda usar una curva inversa.

La palanca para esta protecciónes de 3.79.

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg.)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	7861	0.701

Curva para la protección 51NTL(Ajustes)



Test values for relay 51NTL T01 IROPR ZIV, Type='US-I', Time dial=3.62, Pickup=3.14A

Times pickup	Ipri(A)	Isec(A)	Delay(s)	Delay(cycles)
1.05	395.64	3.30	210.788	12647.30
2.00	753.60	6.28	7.831	469.88
3.00	1130.40	9.42	3.344	200.64
4.00	1507.20	12.56	2.088	125.25
5.00	1884.00	15.70	1.549	92.94
6.00	2260.80	18.84	1.267	76.02
7.00	2637.60	21.98	1.100	66.02
8.00	3014.40	25.12	0.993	59.61
9.00	3391.20	28.26	0.921	55.25
10.00	3768.00	31.40	0.869	52.15
11.00	4144.80	34.54	0.831	49.87
12.00	4521.60	37.68	0.802	48.13
13.00	4898.40	40.82	0.780	46.79
14.00	5275.20	43.96	0.762	45.72
15.00	5652.00	47.10	0.748	44.87
16.00	6028.80	50.24	0.736	44.16
17.00	6405.60	53.38	0.726	43.58
18.00	6782.40	56.52	0.718	43.10
19.00	7159.20	59.66	0.711	42.69
20.00	7536.00	62.80	0.706	42.33
21.00	7912.80	65.94	0.701	42.03
22.00	8289.60	69.08	0.696	41.77
23.00	8666.40	72.22	0.692	41.54
24.00	9043.20	75.36	0.689	41.34
25.00	9420.00	78.50	0.686	41.17
26.00	9796.80	81.64	0.684	41.01
27.00	10173.60	84.78	0.681	40.87
28.00	10550.40	87.92	0.679	40.75
29.00	10927.20	91.06	0.677	40.63
30.00	11304.00	94.20	0.676	40.53

Datos del transformador IROLO-T2

Nombre de la instalación	Nomenclatura	Transformador	X	Marca	N° de Serie	Año de fabricación
IROLO	IRO T02	TRANSFORMADOR		PROLEC	G831/03	2001

Tensión de operación (kV)	Forma de nucleo	N° Fases	N° Devanados
220	COLUMNA	3	3

Nivel de Impulso Onda Completa (kV)		Pesos Aprox. (Kg)	
Primario	900	Núcleo	52143
Secundario	150	Tanque	42502
Terciario	110	Aceite	64638
Neutro	150	Total	159283

Conceptos	Primario (H)	Secundario (X)	Terciario (T)
Voltaje nominal (kV)	220	23	10
Corriente nominal (Amp)	167.50	1506.10	N/A
Conexión	Y	Y	D
N° de taps	35		
BIL	1050	200	150

Impedancia @ MVA Nomina	H-X	H-T	X-T
% de impedancia	15.89	23.45	7.94
Potencia (MVA)	60.0	60.0	60.0

Diagrama Trifásico

Para el Transformador 1 se usa un relevador SEL y para el Transformador 2 se usa un relevador GE Digital Energy F60.

Los cálculos para las protecciones se realizaron en el Software ASPEN, en esta sección solo se colocarán los resultados de los cálculos.

*** Datos del transformador:**

S.E.: IRO Transformador: T02 Nivel de tensión lado de alta: 230 kV RTC: 240

Capacidad máxima del transformador: 60 Capacidad OA del transformador: 36 MVA
MVANúmero de devanados del transformador: 3 ¿Fuentes de generación en el lado de baja? No

*** Datos del relevador:**

Marca: G.E. Modelo: T60

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación fase falla 3Ø en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencia 1335 A

IRO 230

IRO 23

SE SIMULA UNA FALLA TRIFASICA IRO 23 KV
EN EL BUS

FALLA 3F I+ = 1335

2) Iaportación fase falla 1Ø en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencia 281 A

IRO 230

IRO 23

SE SIMULA UNA FALLA MONOFASICA IRO 23 KV
EN EL BUS

FALLA 1F I+ = 281

*** Cálculo de pickup del elemento instantáneo 50H:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 11.13 Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

$I_{pickup\ 50H} = 11.13\ Asec \quad 2670\ A_{pri}$

*** Cálculo de pickup del elemento temporizado 51H:**

72 MVA

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 0.75 Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

$I_{pickup\ 51H} = 0.75\ Asec$ PARA AMBOS RELEVADORES

*** Selección de curva y palanca de tiempo 51H:**

Si seleccionamos el tipo de curva UR-IEEE-, y palanca de tiempo 0.73, obtenemos los tiempos VI de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Importación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	1335	1.009
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	281	1.528

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva: UR-IEEE-VI
Curva: UR-IEEE-VI

Palanca de tiempo: 0.73 AJUSTES RELEVADOR G.E. PT1
0.72 AJUSTES RELEVADOR G.E. PT2

*** Cálculo de inicio de pendientes de 87T**

% Pendientes	Inicio de pendiente
Primer pendiente al 30%	0.300
Segunda pendiente al 60%	0.600

*** Bloqueo por Armonicas**

Armonicas	%
Segunda Armonica	15.00
Quinta Armonica	35.00

Comentario Estos ajustes serán aplicados en ambos relevadores PT1 y PT2.

Curva y Ajuste de la protección 50-51H

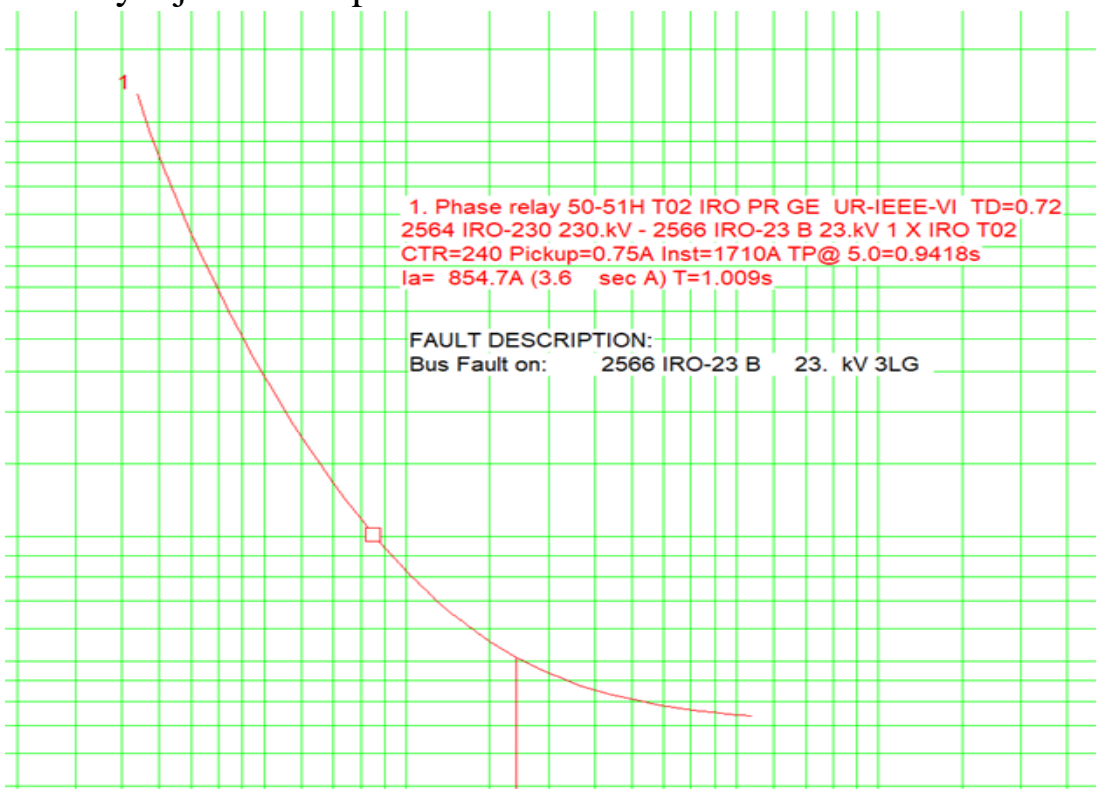


Figura A.10 Captura de Pantalla de la curva del Transformador IRO T2 ajuste 51H.

```

-----
Test values for relay 50-51H T02 IRO PR GE, Type='UR-IEEE-VI', Time dial=0.72, Pickup=0.75A
Times pickup  Ipri(A)  Isec(A)  Delay(s)  Delay(cycles)
-----
1.50          270.00    1.13     11.649    698.93
2.00          360.00    1.50     5.060     303.60
3.00          540.00    2.25     2.118     127.11
4.00          720.00    3.00     1.295     77.69
5.00          900.00    3.75     0.942     56.51
6.00         1080.00    4.50     0.757     45.42
7.00         1260.00    5.25     0.648     38.86
8.00         1440.00    6.00     0.578     34.66
9.00         1620.00    6.75     0.530     31.80
10.00        1800.00    7.50     0.496     29.77
11.00        1980.00    8.25     0.471     28.27
12.00        2160.00    9.00     0.452     27.14
13.00        2340.00    9.75     0.438     26.25
14.00        2520.00   10.50     0.426     25.56
15.00        2700.00   11.25     0.417     24.99
16.00        2880.00   12.00     0.409     24.53
17.00        3060.00   12.75     0.403     24.15
18.00        3240.00   13.50     0.397     23.83
19.00        3420.00   14.25     0.393     23.56
20.00        3600.00   15.00     0.389     23.33
21.00        3780.00   15.75     0.386     23.14
22.00        3960.00   16.50     0.383     22.97
23.00        4140.00   17.25     0.380     22.82
24.00        4320.00   18.00     0.378     22.68
25.00        4500.00   18.75     0.376     22.57
26.00        4680.00   19.50     0.374     22.47
27.00        4860.00   20.25     0.373     22.37
28.00        5040.00   21.00     0.372     22.29
29.00        5220.00   21.75     0.370     22.22
30.00        5400.00   22.50     0.369     22.15
-----

```

Figura A.11 Tiempo de operación protección(50-51H) en ASPEN.

*** Datos del transformador:**

S.E.: IRO Transformador: T02 Nivel de tensión lado de alta: 230 kV RTC: 120

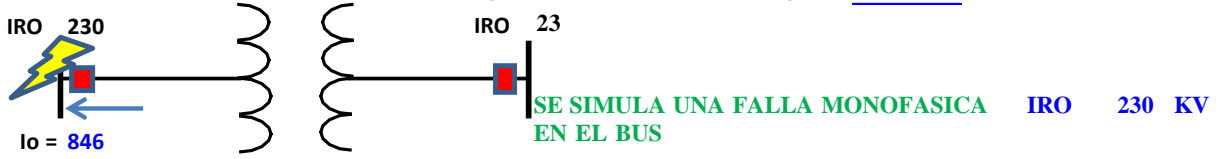
Capacidad máxima del transformado 60 MVA

*** Datos del relevador:**

Marca: G.E. Modelo: T60

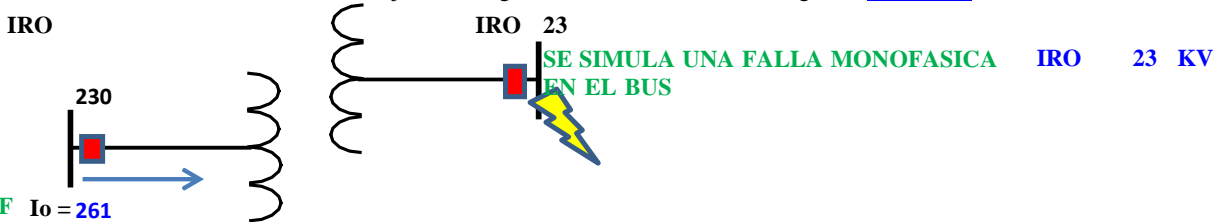
*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual falla 1Ø en el bus de alta tensión generación máxima sin contingencia 846 A



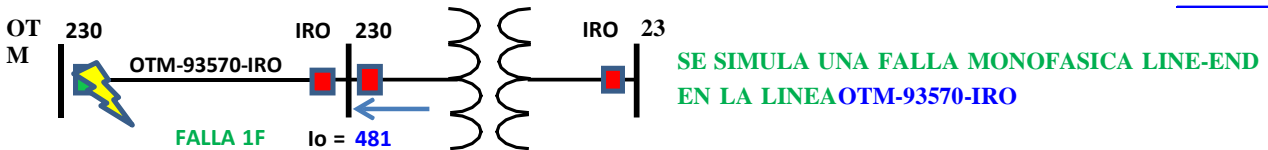
FALLA 1F

2) Iaportación residual falla 1Ø en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencia 261 A



FALLA 1F Io = 261

3) Iaportación residual falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de alta gen. mínima sin continge 481 A



*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 2.00 Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

Ipickup = 2.00 Asec PARA EL G.E. PT1

Ipickup = 2.00 Asec PARA EL G.E. PT2

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva UR-IEEEE-, y palanca de tiempo 0.420, obtenemos los tiempos **MI** de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación residual	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	846	0.719
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	261	9999.000

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva: UR-IEEEE-
MI

Palanca de tiempo: 0.420

AJUSTES RELEVADOR G.E. PT1

Curva: UR-IEEEE-
MI

Palanca de tiempo: 0.420

AJUSTES RELEVADOR G.E. PT2

.....

Curva y Ajuste de la protección 51NTH

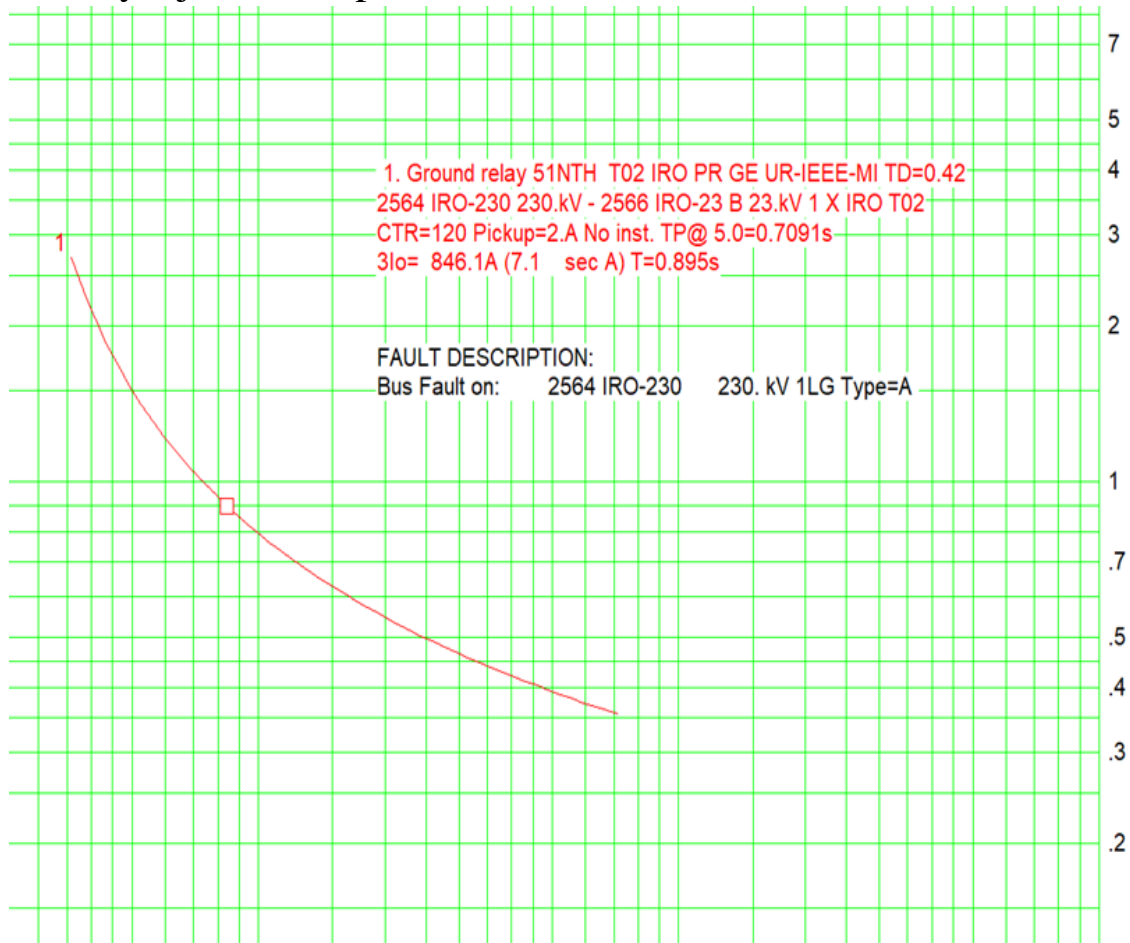


Figura A.12 Curva del Transformador IRO T2

Test values for relay 51NTH T02 IRO PR GE, Type='UR-IEEE-MI', Time dial=0.42, Pickup=2A				
Times pickup	Ipri(A)	Isec(A)	Delay(s)	Delay(cycles)
1.50	360.00	3.00	2.704	162.26
2.00	480.00	4.00	1.597	95.84
3.00	720.00	6.00	1.022	61.29
4.00	960.00	8.00	0.817	49.04
5.00	1200.00	10.00	0.709	42.55
6.00	1440.00	12.00	0.641	38.44
7.00	1680.00	14.00	0.593	35.57
8.00	1920.00	16.00	0.557	33.43
9.00	2160.00	18.00	0.529	31.76
10.00	2400.00	20.00	0.507	30.41
11.00	2640.00	22.00	0.488	29.29
12.00	2880.00	24.00	0.472	28.34
13.00	3120.00	26.00	0.459	27.53
14.00	3360.00	28.00	0.447	26.82
15.00	3600.00	30.00	0.437	26.19
16.00	3840.00	32.00	0.427	25.63
17.00	4080.00	34.00	0.419	25.13
18.00	4320.00	36.00	0.411	24.68
19.00	4560.00	38.00	0.404	24.27
20.00	4800.00	40.00	0.398	23.89
21.00	5040.00	42.00	0.392	23.54
22.00	5280.00	44.00	0.387	23.22
23.00	5520.00	46.00	0.382	22.93
24.00	5760.00	48.00	0.377	22.65
25.00	6000.00	50.00	0.373	22.39
26.00	6240.00	52.00	0.369	22.15
27.00	6480.00	54.00	0.365	21.92
28.00	6720.00	56.00	0.362	21.70
29.00	6960.00	58.00	0.358	21.50
30.00	7200.00	60.00	0.355	21.31

Figura A.13 Tiempo de Operación de las Protecciones 51NTH de Transformador IRO T2 en ASPEN

*** Datos del transformador:**

S.E.: IRO Transformador: T02 Nivel de tensión lado de baja: 23 kV RTC: 120

Capacidad máxima del transformado 60 MVA Capacidad OA del transformador: 36 MVA

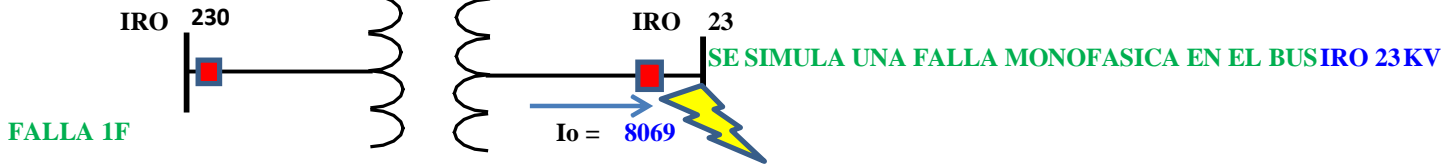
¿El transformador alimenta únicamente carga radia No

*** Datos del relevador:**

Marca: G.E. Modelo: T60

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

1) Iaportación residual falla 1Ø en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencia 8069 A



2) Iaportación residual falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de baja gen. mínima sin contingencia A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 3.14 Asec

Comentarios:

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 3.14$ Asec **PARA EL G.E. PT1**

$I_{pickup} = 3.14$ Asec **PARA EL G.E. PT2**

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva UR-IEEE-MI, y palanca de tiempo 0.76, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	8069	<u>0.706</u>

Comentarios:

Por lo tanto:

Curva: UR-IEEE-MI

Curva: UR-IEEE-MI

Palanca de tiempo: 0.76

Palanca de tiempo: 0.76

AJUSTES RELEVADOR G.E. PT1

AJUSTES RELEVADOR G.E. PT2

Curva y Ajuste de Protección 51NTL

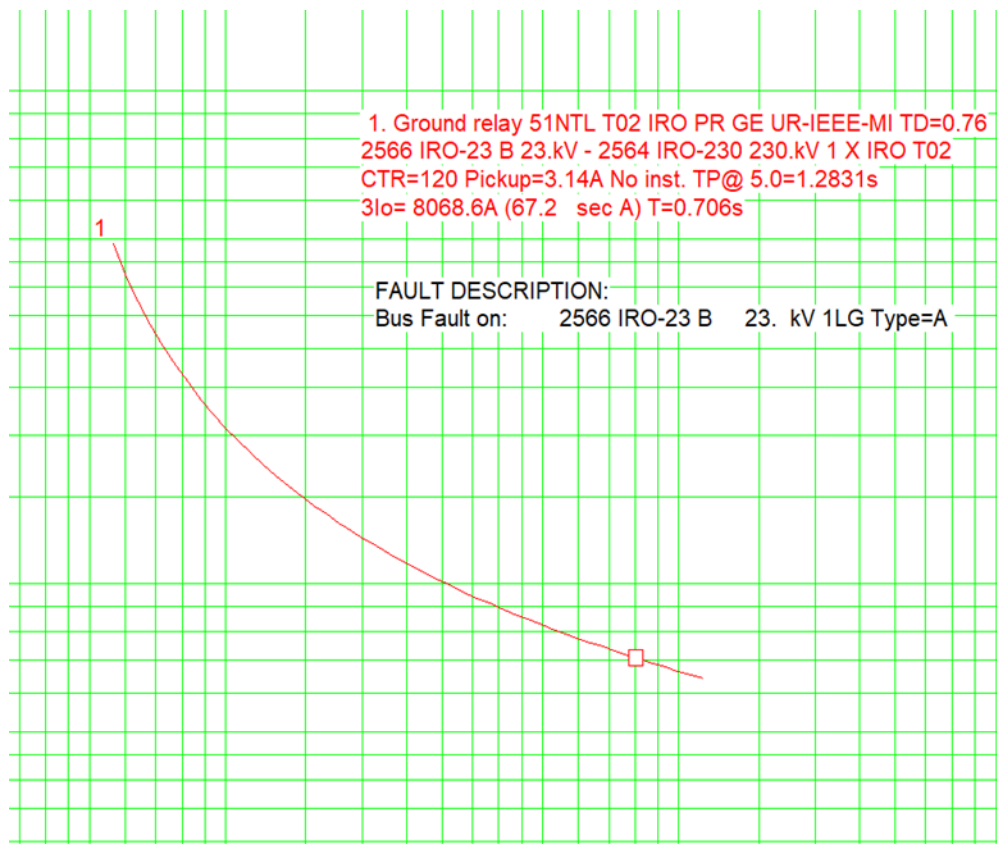


Figura A.14 Curva del Transformador IRO T2 Protección 51NTL

Test values for relay 51NTL T02 IRO PR GE, Type='UR-IEEE-MI', Time dial=0.76, Pickup=3.14A				
Times pickup	Ipri (A)	Isec (A)	Delay (s)	Delay (cycles)
1.50	565.20	4.71	4.894	293.62
2.00	753.60	6.28	2.890	173.43
3.00	1130.40	9.42	1.848	110.91
4.00	1507.20	12.56	1.479	88.73
5.00	1884.00	15.70	1.283	76.99
6.00	2260.80	18.84	1.159	69.56
7.00	2637.60	21.98	1.073	64.37
8.00	3014.40	25.12	1.008	60.50
9.00	3391.20	28.26	0.958	57.47
10.00	3768.00	31.40	0.917	55.03
11.00	4144.80	34.54	0.883	53.00
12.00	4521.60	37.68	0.855	51.29
13.00	4898.40	40.82	0.830	49.81
14.00	5275.20	43.96	0.809	48.53
15.00	5652.00	47.10	0.790	47.39
16.00	6028.80	50.24	0.773	46.39
17.00	6405.60	53.38	0.758	45.48
18.00	6782.40	56.52	0.744	44.66
19.00	7159.20	59.66	0.732	43.91
20.00	7536.00	62.80	0.721	43.23
21.00	7912.80	65.94	0.710	42.60
22.00	8289.60	69.08	0.700	42.02
23.00	8666.40	72.22	0.691	41.49
24.00	9043.20	75.36	0.683	40.98
25.00	9420.00	78.50	0.675	40.52
26.00	9796.80	81.64	0.668	40.08
27.00	10173.60	84.78	0.661	39.66
28.00	10550.40	87.92	0.655	39.28
29.00	10927.20	91.06	0.648	38.91
30.00	11304.00	94.20	0.643	38.56

Figura A.15 Tiempo de Operación de la Protección 51NTL IROLO-T2

Resumen del Transformador IROLO T2

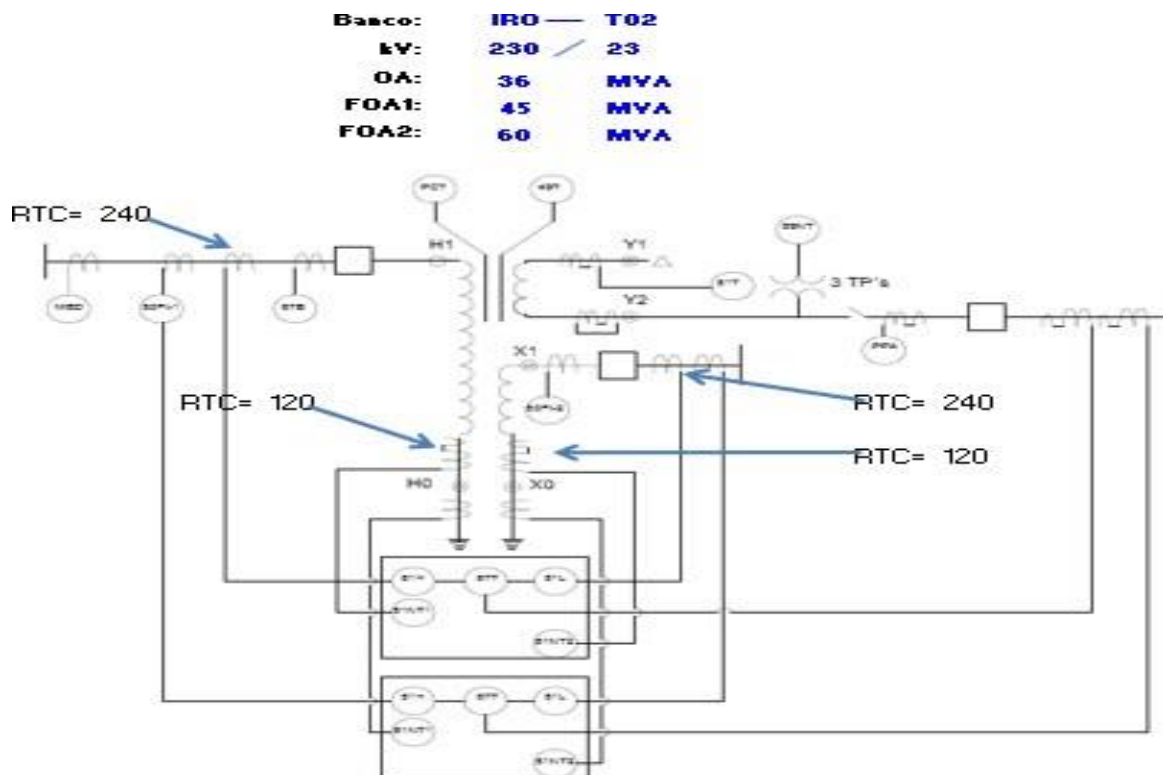


Figura A.16 Resumen del Transformador IROLO T2.

Para el transformado IROLO-T2 se pudo realizar trabajos en campo ya que se tenían licencias programadas para dicho equipo.

Con los ajustes de las protecciones previamente calculadas, esto permite que las lógicas presentadas en este trabajo se validen con equipos que se tienen en campo en dicha subestación eléctrica.

Quick Connect Device: Settings: Grouped Elements: Group 1: Phase Current - [Phase TOC // Quick Connect: Quick]

File Window Help

Save Restore Default Reset VIEW ALL mode

PARAMETER	PHASE TOC1	PHASE TOC2	PHASE TOC3
Function	Enabled	Disabled	Disabled
Signal Source	ALTA (SRC 1)	ALTA (SRC 1)	ALTA (SRC 1)
Input	Phasor	Phasor	Phasor
Pickup	0.151 pu	1.000 pu	1.000 pu
Curve	IEEE Very Inv	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.73	1.00	1.00
Reset	Instantaneous	Instantaneous	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled	Disabled	Disabled
Block A	OFF	OFF	OFF
Block B	OFF	OFF	OFF
Block C	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Self-reset	Self-reset
Events	Enabled	Disabled	Disabled

Quick Connect Device Settings: Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Phase TOC ...

Figura A.17 Ajuste 51H del transformador IROLO

Protección multifunción con capacidad de comunicaciones y lógica de programación.

La protección de los alimentadores de distribución en las subestaciones incluye elementos de sobrecorriente 50/51.

El relevador de protección lado baja tensión del transformador detecta posibles fallas de los alimentadores e incluye elementos de sobrecorriente 51 como protección de respaldo. Se utiliza normalmente el uso de recierre automático de los interruptores alimentadores de circuitos. El interruptor del lado de baja tensión del transformador carece de reconexión automática.[19]

La necesidad de garantizar el suministro del servicio de energía eléctrica ha hecho que se incremente la complejidad de la topología de la red de distribución.

Los equipos instalados en la red de media tensión como restauradores, desconectores, switches y/o cuchillas (monopolares, tripolares) permiten la transferencia de cargas a fuentes alternas en condiciones de emergencia.

La necesidad de garantizar el suministro del servicio de energía eléctrica ha hecho que se incremente la complejidad de la topología de la red de distribución.

5.2 Problemas de Coordinación de Protecciones con Relevadores.

Para fallas en algún circuito, la medición de los relevadores del alimentador fallado y del transformador (respaldo) prácticamente es la misma corriente. Los relevadores de los alimentadores están ajustados para operar más rápido que el relevador del transformador del lado de baja tensión; este sólo operará en caso del que el esquema de protección del alimentador haya fallado.

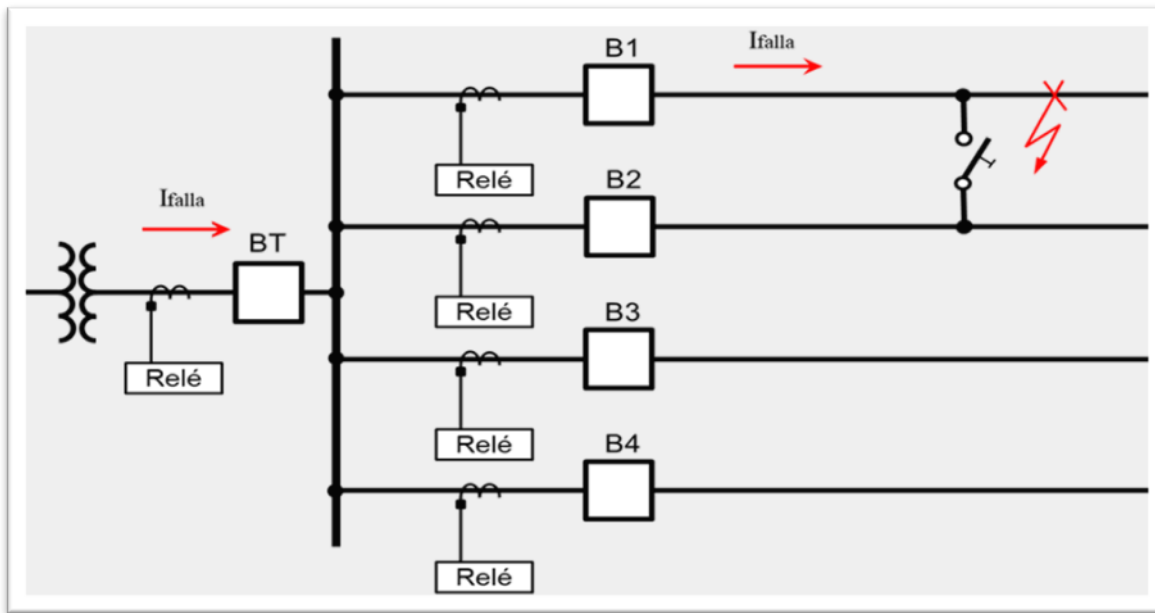


Figura 5.1 Coordinación de elementos de sobrecorriente de tiempo inverso entre el relé del transformador y de los alimentadores.

Para fallas en el alimentador, los elementos de sobrecorriente de tiempo inverso deben coordinar para todas las fallas que se puedan presentar, con cualquier valor de corriente.

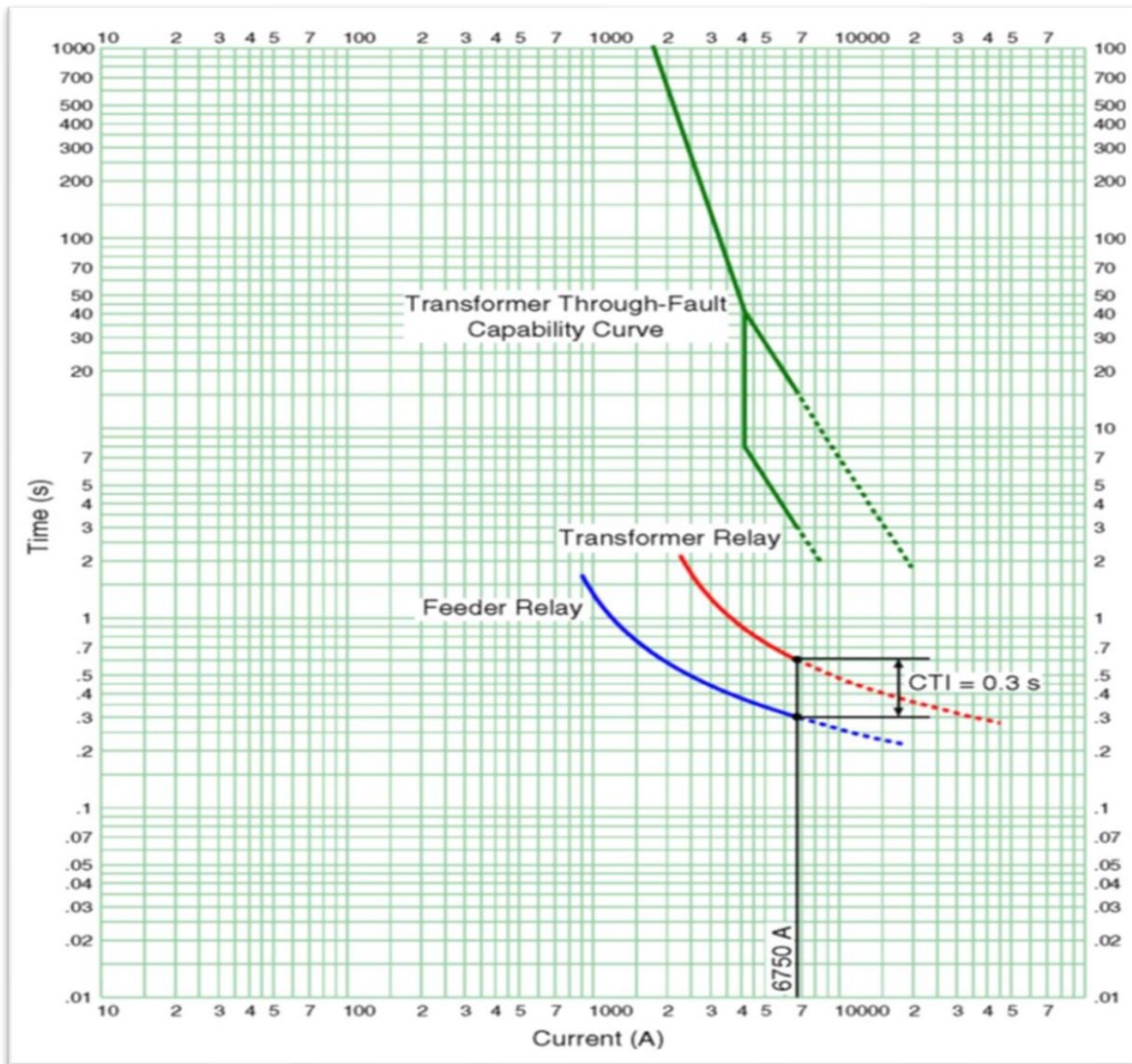


Figura 5.2 Gráfica de coordinación cuando se presenta falla simultánea

El tiempo típico de coordinación entre curvas debe ser de 0.3 a 0.4 segundos.

Cuando ambos elementos tienen el mismo tipo de curva de tiempo-corriente, la separación mínima entre las curvas se produce con el valor de la falla máxima.

Para una falla simultánea de 5,000 Amperes provocando corrientes de 2,500 Amperes en los dos circuitos fallados, el tiempo de operación de los elementos de sobrecorriente (51) de los alimentadores es de 0.49 seg. El tiempo de operación (51) del respaldo es de 0.62 seg. El margen de tiempo de operaciones $0.62 - 0.49 = 0.13$ seg. El relé del TRO operará indeseablemente para esta falla.

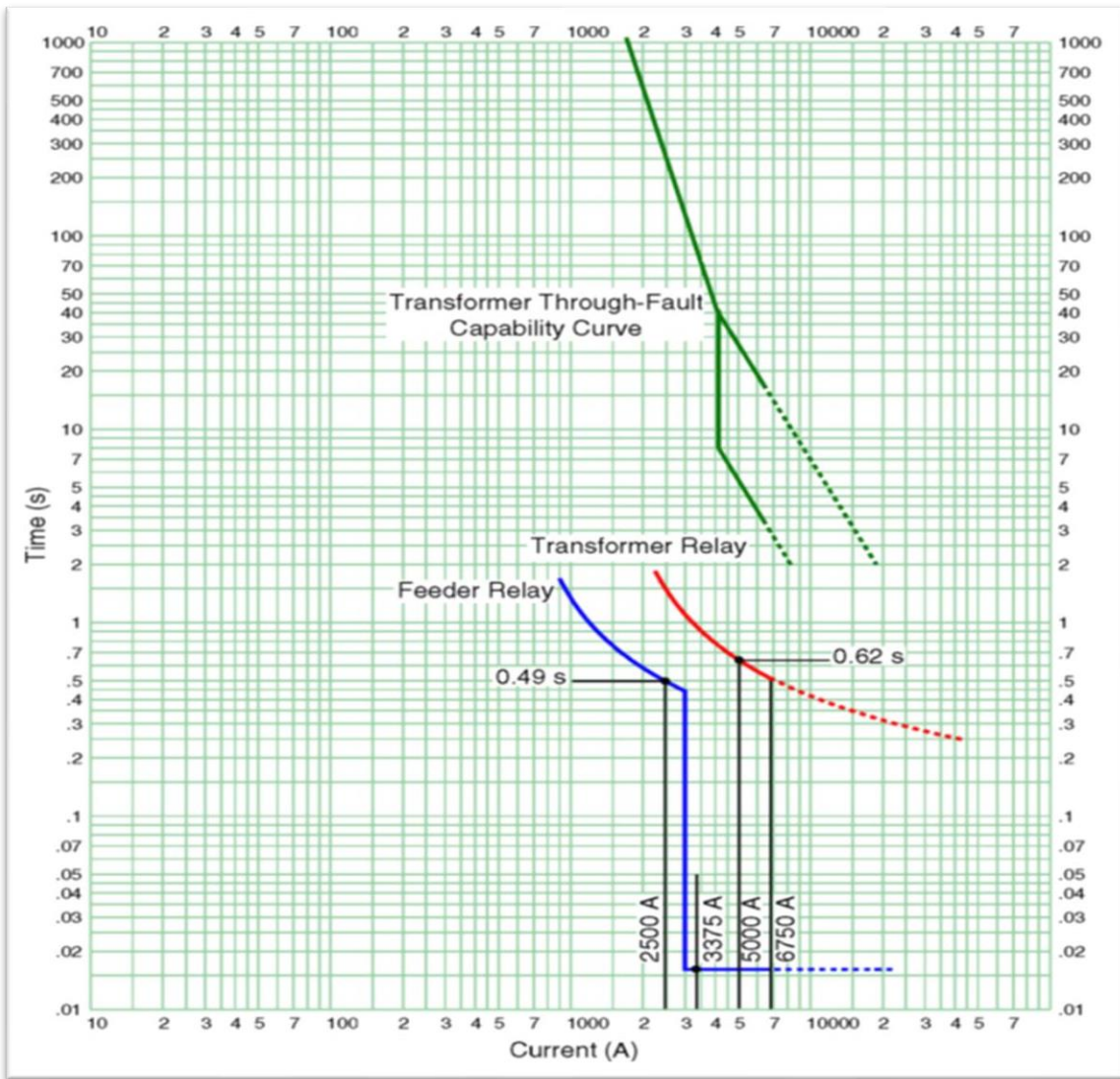


Figura 5.3 Gráfica de coordinación(51 f/n) cuando se presenta falla simultánea

5.3 Aportaciones Personales

Una solución al problema de coordinación cuando se presentan fallas simultáneas en circuitos es detectar esta condición y acelerar el disparo de los relés de los alimentadores fallados para conservar la correcta coordinación. Un pequeño retardo de tiempo de 3 a 6 ciclos proporciona seguridad para que la corriente de magnetización y/o carga fría (carga máxima en un periodo corto que se da al energizar nuevamente circuitos) por operación de equipos en la red no ocasione un disparo indeseado.

Recordando que existen dos tipos de esquemas: Distribuido y Centralizado.

En los esquemas distribuidos, la lógica para la protección contra fallas simultáneas está integrada propiamente en los relevadores de protección de los circuitos alimentadores.



Figura 5.4 Esquema de protección para fallas simultáneas tipo distribuido

El esquema utiliza elementos de pickup o arranque de sobrecorriente de fases y neutro (51F/51N) como detectores de falla para identificar a los alimentadores fallados.

En esquemas centralizados, la lógica puede estar integrada en el relevador del transformador o en un procesador lógico adicional (MES).

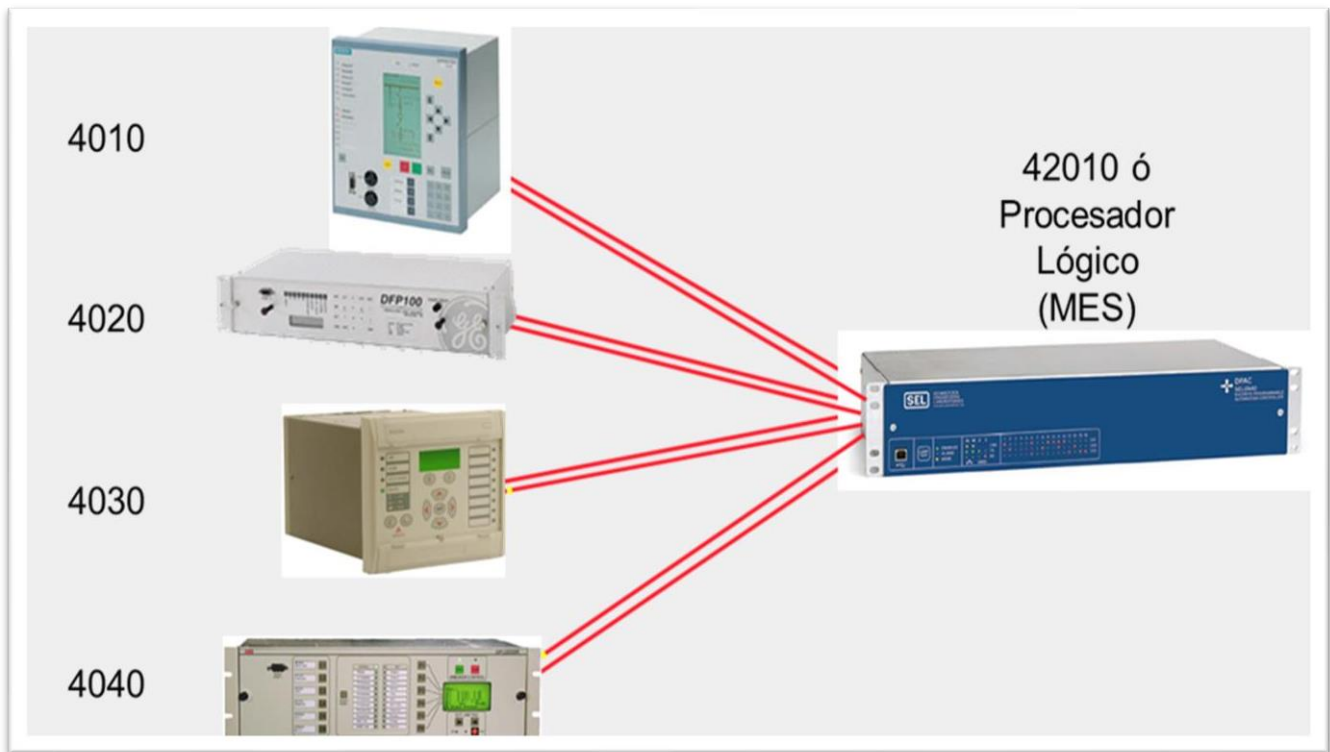


Figura 5.5 Esquema de Protecciones Centralizado

En cualquier tipo de esquema, los dispositivos necesariamente deben tener la posibilidad de implementar lógica programable y comunicaciones.

Los esquemas de protección para fallas simultáneas requieren de comunicación entre los dispositivos. Si retomamos lo que dice la especificación CFE G0000-62 en el punto 6.10 nos marca las características que deben tener las lógicas de disparo para falla simultánea, se realizan con la finalidad de evitar la pérdida de la coordinación, si nos enfocamos a la comunicación que deben tener los relevadores se hace bajo la especificación IEC_61850.[15]

Las siguientes figuras muestra los 2 métodos de comunicación entre los dispositivos utilizados en el esquema.

El método mostrado a), consiste en cablear el contacto de salida del relevador a la entrada digital del otro relé. Según la especificación CFE G0000-62 en el punto 6.10 inciso c dice que se utilizara cobre referente a la comunicación especificación IEC_61850. [15]

La ventaja de este métodos que los relevadores de los diferentes fabricantes pueden utilizarse en este tipo de esquema sin equipo adicional.

a)

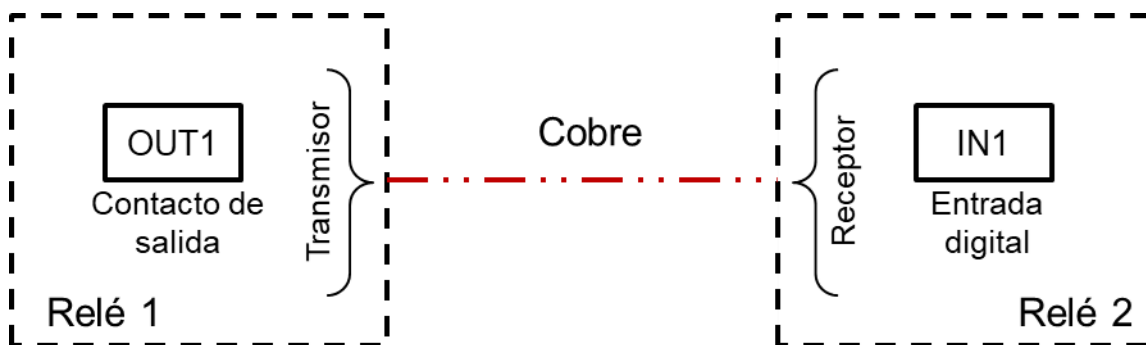


Figura 5.6 Método cableado por cobre [15]

El método b) usa comunicación digital directa entre dispositivos a través de cobre o fibra óptica. La ventaja de este método es que los relés y el procesador lógico pueden monitorear continuamente la condición del canal de comunicación y emitir una alarma en caso de problemas. Este método puede ser aplicado con relevadores de diferentes marcas mediante un módulo de entradas y salidas instalado en el esquema. Según la especificación CFE G0000-62 se puede hacer a través del protocolo de comunicación GOOSE usando la implementación de IEC-61850 se usa para pasar los datos de analógico a digital.

Como se sabe el protocolo GOOSE deberá cumplir con los siguientes requisitos se deberá configurar un mensaje por cada función de control y protección. Las funciones de control y protección deben ser independientes, por lo que no debe existir en los DataSet empleados, datos que se empleen en ambas. Se debe permitir minimizar el número de suscriptores afectados por un cambio en la configuración de los mensajes. Estos requerimientos están estipulados en la guía

de elaboración de la Ingeniería para Sistemas de Automatización de Subestaciones.

La estructura que debe de tener el protocolo GOOSE.

18 de 31

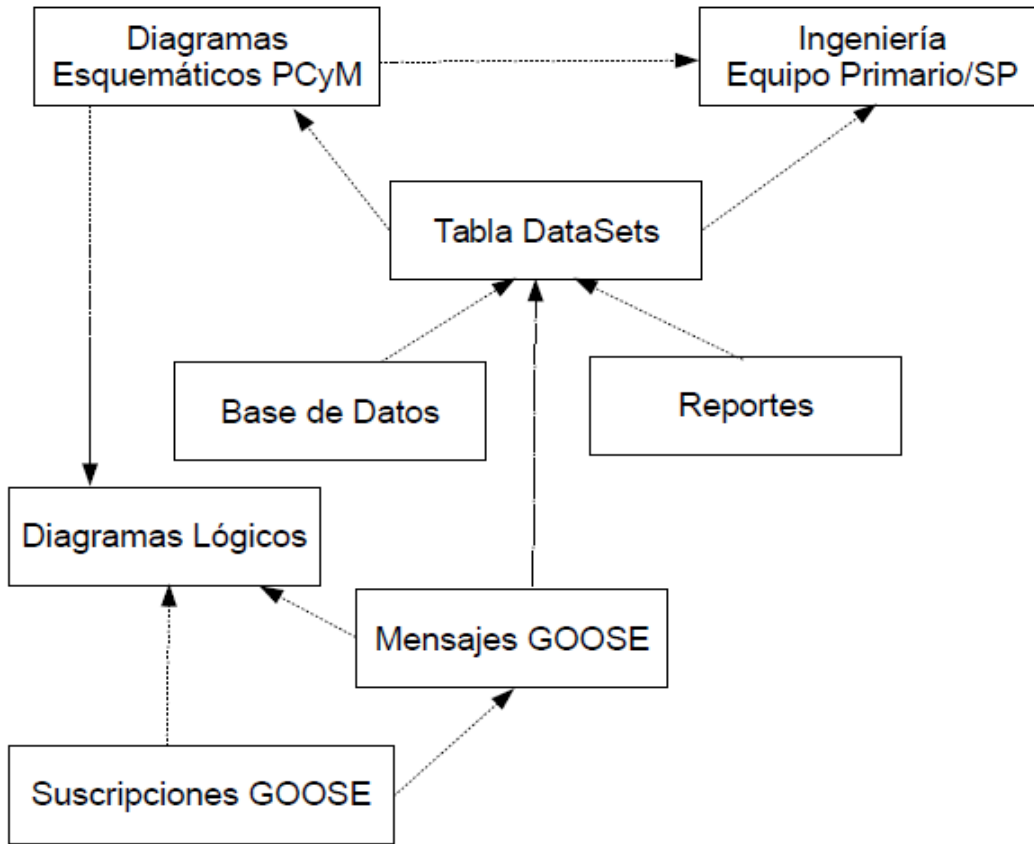


Figura 5.7. Árbol de dependencia para documentos de los componentes del sistema. [23]

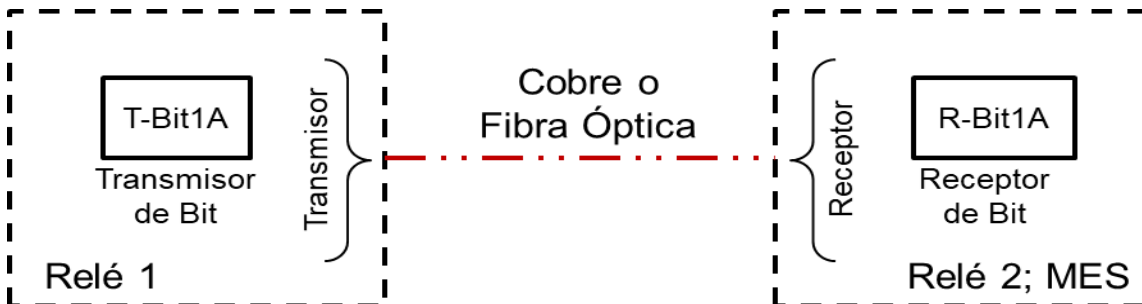


Figura 5.7 b) Conexión por cobre o fibra óptica.[15]

Los relevadores de los alimentadores se comunican por medio de alambrado de cobre o fibra óptica en un diagrama escalera y cada relevador de los alimentadores se comunican con los 2 relevadores de los alimentadores adyacentes.

5.4 Implementación de Flexlogic con GOOSE a la protección 87T G.E. T60.

La manera más sencilla de realizar la lógica de Falla Simultanea es recibir dos GOOSES que correspondan de dos circuitos, mismas que darán origen por una falla simultánea. Se pretende utilizar el arranque del Pick Up del 51 del Transformador, más dos recepciones de Dos operaciones de los circuitos, para que posteriormente se bloqueen los disparos del 51 del Transformador.

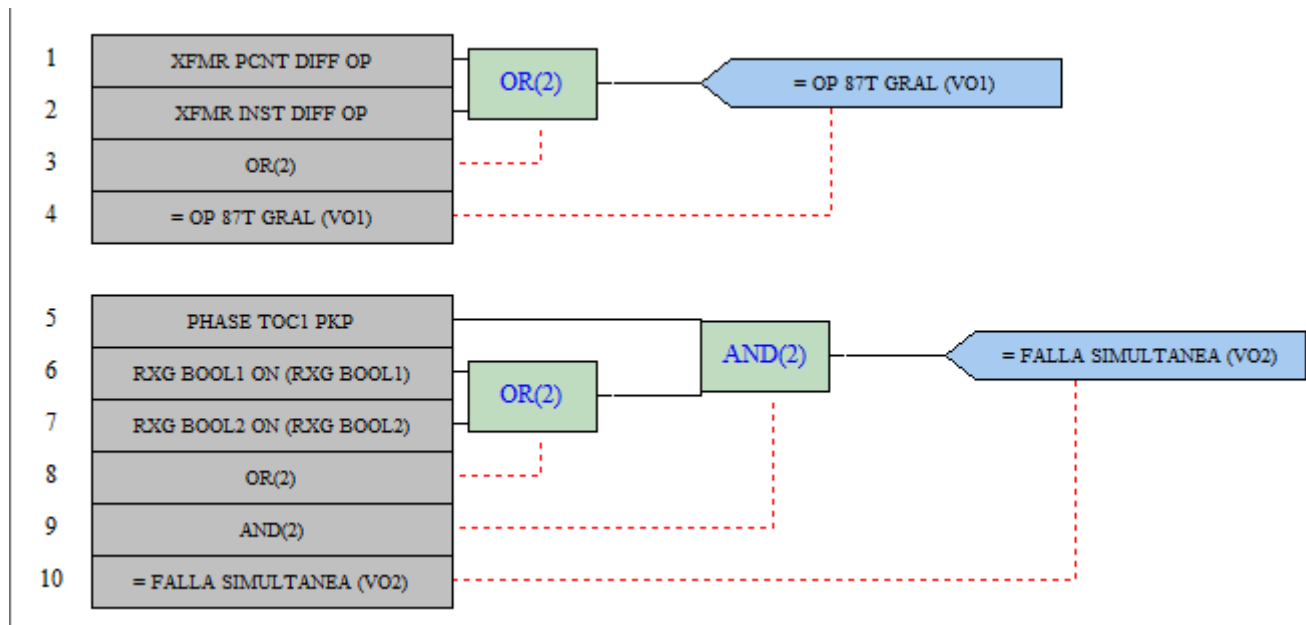


Figura A.19 Lógica de Falla Simultanea GOOSES.

Al igual sabemos muy bien que el análisis de estas fallas pudiera presentarse en cualquiera de los circuitos asociados al Transformador de S.E. Irolo, por lo cual la lógica definitiva, se implementó con todas las combinaciones posibles de los circuitos, para que estos mismos puedan intervenir como un bloqueo por falla simultánea, mismas que por el medio de Fibra óptica, hace que el transporte del medio sea lo más rápido posible ante una eventualidad y así poder bloquear por fallas simultaneas.

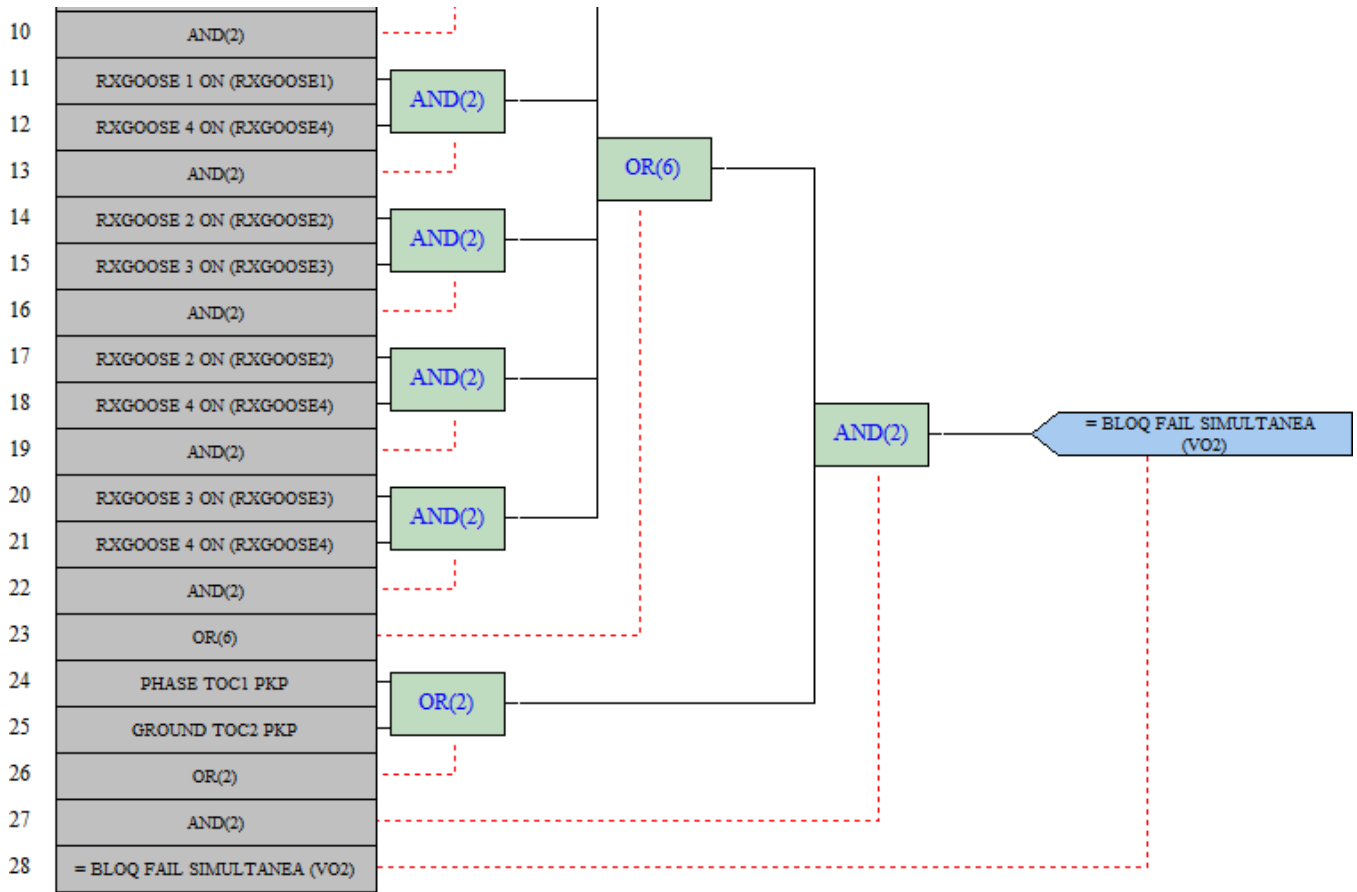


Figura A.20 Lógica Definitiva para S.E IROLO

La coordinación de los 51'S de los Transformadores están de acuerdo con los criterios 51H en 0.8 seg, 51NTL en .8 seg, y 51NTL en 0.6 Seg. Los circuitos están calculados a operar entre 400 a 500ms y sus 50 de manera instantánea.

Connect: Quick Connect Device: Settings: Grouped Elements: Group 1: Phase Current - [Phase TOC // Quick Connect: Quick]

min Window Help

Save Restore Default Reset VIEW ALL mode

PARAMETER	PHASE TOC1	PHASE TOC2	PHASE TOC3
Function	Enabled	Disabled	Disabled
Signal Source	ALTA (SRC 1)	ALTA (SRC 1)	ALTA (SRC 1)
Input	Phasor	Phasor	Phasor
Pickup	0.151 pu	1.000 pu	1.000 pu
Curve	IEEE Very Inv	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.73	1.00	1.00
Reset	Instantaneous	Instantaneous	Instantaneous
Voltage Restraint	Disabled	Disabled	Disabled
Block A	OFF	OFF	OFF
Block B	OFF	OFF	OFF
Block C	OFF	OFF	OFF
Target	Latched	Self-reset	Self-reset
Events	Enabled	Disabled	Disabled

Quick Connect Device Settings: Grouped Elements: Group 1: Phase Current

Phase TOC ...

Figura A.21 51 H del Transformador de S.E. IROLO.

Connect: Quick Connect Device: Settings: Grouped Elements: Group 1: Ground Current - [Ground TOC // Quick Connect: Qu]

min Window Help

Save Restore Default Reset VIEW ALL mode

PARAMETER	GROUND TOC1	GROUND TOC2	GROUND TOC3
Function	Enabled	Enabled	Disabled
Source	ALTA (SRC 1)	BAJA (SRC 2)	ALTA (SRC 1)
Input	Phasor	Phasor	Phasor
Pickup	0.400 pu	0.628 pu	1.000 pu
Curve	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv	IEEE Mod Inv
TD Multiplier	0.42	0.76	1.00
Reset	Instantaneous	Instantaneous	Instantaneous
Block	OFF	OFF	OFF
Target	Self-reset	Self-reset	Self-reset
Events	Enabled	Enabled	Select for choices

51NTH 51NTL

Figura A.22 51NTH Y 51NTL del Transformador de S.E. IROLO.

Las pruebas obtenidas fueron satisfactorias. La topología de la Red o Integración de DEIs fueron de manera radial. Al momento de perder la Fibra óptica, esta mandaría una señal de circuito fuera, para que se proceda a su revisión.

Referencia Bibliográfica

- [1] Betanzos J.; Lemus H.; Santiago J.;(2010) *Protección De Alimentadores De Distribución Para Fallas Simultáneas*, Comisión Federal de Electricidad.
- [2] Salas J., (2022) *Reportes de fallas en los transformadores de S.E Irolo*, Comisión Federal de Electricidad.
- [3] Minuta de Inter empresas, zona Pachuca [CFE]
- [4] Estrada J.; Morán C.:(2006) *Compendio anual de fallas relevantes*, Gerencia Regional de Transmisión Central, Comisión Federal de Electricidad.
- [5] Harlow J.; (2004) *Electric Power Transformer Engineering*. Editorial CRC Press
- [6] Morán C.:(2016) *Curso de protección de transformadores de potencia* EPSOL S.A. de C.V. Soluciones en Sistemas de Potencia y Energía.
- [7] Vidal R., Silva N., Pimentel E., García R., Paredes J., (2007) *Manual de Transformadores tomo 1* Instituto de Investigaciones Eléctricas Coordinación de Transmisión de la Comisión Federal de Electricidad.
- [8] Centro Nacional de Control de Energía <http://www.cenace.gob.mx>
- [9] Lagunes M., Alcaraz R., (2007) *Procedimiento para Inspección y Prueba de los Dispositivos de Protección de los Transformadores y Reactores de Potencia*, Comisión Federal de Electricidad Subdirección de Transmisión.

[10]Román, F. (1991). *Análisis de las fallas en transformadores causadas por la operación del pararrayo ante sobretensiones externas.*

Revista <https://revistas.unal.edu.co/index.php/ingenv/article/view>

[11]Terrero, D., & Hernández, O. (2011). *Un análisis sobre las fallas de transformadores de distribución en cuba.* Energética. Vol. XXIII, No. 2

[12]Covarrubias H., Ramírez E., Fernández R., Tapia J., Berrospe J., Armendáriz J., Servín R (2009) *Estadísticas de Fallas de Transformadores de Potencia, Reactores de Potencia y Transformadores de Instrumento.* Subdirección de Transmisión Comisión Federal de Electricidad, LAPEM.

[13]Medina L., Estadísticas de libranza de los Transformadores de la Zona Pachuca. (2022-2023) Comisión Federal de Electricidad Transmisión (Operación Pachuca) [información interna]

[14]Fernández J., *Estadística de Fallas de Irolo (2023).* Comisión Federal de Electricidad Zona de Distribución Centro Oriente Pachuca (Departamento de Operación).

[15] Rizo L., (2013) *Esquema Normalizados de Protecciones para Transformadores, Autotransformadores y Reactores de Potencia. Especificaciones CFE G0000-62.* Comisión Federal de Electricidad.

[16]Salas J., (2021) *Protecciones Eléctricas para Ingenieros Operadores.* Curso de Operadores de la Zona de Transmisión [Curso interno de la Comisión Federal de Electricidad]

[17]León R., (2008) *Características Técnicas para Relevadores de ProtecciónEspecificación CFEG0000-81 Comisión Federal de Electricidad (LAPEM)*

[18]Montalvo F., (2005) Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

<http://www.ordenjuridico.gob.mx>

[19] Martínez E., Silva N., Rodríguez R., Guzmán J., (2011) *Criterios de ajustes para Protecciones de Transformadores y Autotransformadores*. Dirección de Operación Subdirección de Transmisión Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control (CFE).

[21] Alanís R., Cisneros L. Quiñonez I., Montero (2016) H. Auditoria numero 108 Diagnostico sobre la implementación de los controles y sistemas de la Subsidiaria de transmisión para la evaluación de sus resultados. Comisión Federal de Electricidad

[23]Vargas A., (2013) *Manual de Mantenimiento a Transformadores de Potencia M-2000- DC03* Manual CFE V5420-63 Comisión Federal de Electricidad.

[24] Rasgado R., (2015) Guía para Elaboración de la Ingeniería para Sistemas de Automatización de Subestaciones. CFE 01 vol SE00911 Y 01 vol SE000934

[25]Rasgado R., (2016) *Características Generales Aplicables a Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) Basado en la Norma IEC61850 01 Vol 1 SE 00001077*

