



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA**

**MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SIMULACIÓN VIRTUAL DEL ESQUEMA  
PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

**I N G E N I E R O   E L E C T R I C I S T A**

PRESENTA:

**ANTONIO SÁNCHEZ GARCÍA**

**JAVIER LOPEZ LEON**

ASESOR:

**M. EN C. MANUEL AGUILA MUÑOZ**



MÉXICO, D.F., 2012

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LÓPEZ MATEOS"**

**TEMA DE TESIS**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN  
DEBERA(N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA  
TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL  
ANTONIO SANCHEZ GARCIA  
JAVIER LOPEZ LEON

**"SIMULACION VIRTUAL DEL ESQUEMA DE PROTECCION DIFERENCIAL EN  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA"**

DESARROLLAR DE MANERA SINÉRGICA LOS ELEMENTOS NECESARIOS PARA SIMULAR DE  
FORMA ADECUADA EL ESQUEMA DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL PORCENTUAL PARA  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- > INTRODUCCIÓN
- > MARCO TEÓRICO
- > PROTECCIÓN DIFERENCIAL A TRANSFORMADORES DE POTENCIA
- > PROGRAMACIÓN DE FUNCIONES EN MATLAB
- > INTERFAZ Y SIMULACIÓN
- > CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

MÉXICO D.F., A 6 DE JUNIO DEL 2013.

**ASESORES**

  
M. EN C. MANUEL ÁGUILA MUÑOZ

  
IVE. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ  
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



# **AGRADECIMIENTOS**

## **A MIS PADRES:**

Gracias por el apoyo y ejemplo que me han brindado en cada segundo de mi vida por sus cuidados amor y comprensión, por sus sabios consejos que me han orientado por el camino recto de la vida. Pero sobre todo por el apoyo recibido durante mi carrera, **"MI TRIUNFO ES VUESTRO TRIUNFO"**, LOS AMO...

## **A MIS HERMANOS:**

Gracias por ayudarme cada día a cruzar con firmeza el camino de la superación, porque con su apoyo y aliento hoy he logrado uno de mis más grandes anhelos con amor y agradecimiento infinito... **"LOS QUIERO"**...

## **A MI ASESOR M. EN C. MANUEL AGUILA MUÑOZ:**

Por ser un gran profesor dentro y fuera del salón de clases. Por su excelente asesoría, su interés por el proyecto, la entrega y sobre todo el tiempo brindado para la realización de este proyecto. **GRACIAS PROFESOR...**

## **A LA ACADEMIA DE ELECTROTECNIA**

Por haberme abierto sus puertas y formarme como un profesionista comprometido y responsable con la sociedad. Por su apoyo y ayuda en la prestación de los laboratorios para poder culminar con éxito este proyecto **"LOS AGRADECIDOS SOMOS NOSOTROS"**

**Javier López León**

### **A mis padres.**

Por su apoyo incondicional, sin el cual nada de lo que esta pasando sería posible, por qué son ejemplo y motivación para seguir adelante y por qué cualquier triunfo sin ustedes no sería nada, Gracias por todo.

### **A mis hermanas.**

Evelyn y Mónica, por estar conmigo siempre, las quiero muchísimo espero se sientan orgullosas de mi como yo lo estoy de ustedes, gracias por aguantarme y acompañarme.

### **A mis abuelas y mi tío Gustavo.**

Porque su ejemplo de lucha y superación siempre me acompaña, por los grandes consejos y enseñanzas que me han dado y el apoyo para la culminación de mi carrera, los adoro por qué gracias a ustedes mi familia está completa.

### **Al M. en C Manuel Águila Muñoz**

Un excelente profesor, por la dedicación y el interés puesto en este trabajo, porque más que un asesor fue un compañero, Gracias por todo el tiempo dedicado al proyecto, es un gran ejemplo a seguir.

### **A mis amigos.**

Todos son y significan mucho más para mí que una amistad, JC, Erick, Bernal, Israel, Pamela y Elvia, de quienes no he recibido más que cosas buenas y a lo largo de mi carrera compartieron muchos de los mejores momentos que he vivido, por brindarme su amistad sin condiciones y aceptar la mía pese a sus defectos. Gracias.

### **A la academia de Electrotecnia.**

Por los recursos prestados para la realización de la tesis y el espacio brindado para desarrollar nuestro trabajo.

A mi familia, mis compañeros, mi escuela ESIME y el Instituto Politécnico Nacional, a todas esas personas que directa o indirectamente contribuyeron para concluir mi formación profesional por qué con lo que aportaron fue demasiado significativo para mí, me encuentro profundamente agradecido, no podría pedir más de las personas que me rodean, Gracias.

**Antonio Sánchez García**

## Contenido

<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>13</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
1.1 Objetivo general.....	13
1.2 Objetivos específicos.....	13
1.3 Justificación.....	14
1.4 Planteamiento del problema.....	14
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>17</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>17</b>
2.1 Introducción a los sistemas eléctricos de potencia (SEP).....	17
2.2 Función de los sistemas eléctricos de potencia.....	17
2.3 Descripción de un SEP.....	18
2.3.1 Subsistemas de generación.....	18
2.3.2 Subsistemas de transmisión.....	18
2.3.3 Subsistemas de distribución.....	19
2.4 Transformadores.....	20
2.5 Usos de los Transformadores.....	20
2.6 Conexiones principales de transformadores.....	21
2.6.1 Conexión estrella - estrella.....	21
2.6.2 Conexión delta – delta.....	21
2.6.3 Conexión delta – estrella.....	21
2.7 Código horario.....	22
2.7.1 Factor de corrección.....	25
2.8 Transformador de Corriente (TC).....	26
2.8.1 Partes del transformador de corriente.....	26
2.8.2 Polaridad.....	28
2.8.3 Tipos de conexiones.....	30
2.9 Corriente Inrush.....	31
2.10 Filtros para corrientes Inrush.....	33
2.10.1 Filtros basados en las componentes armónicas.....	33
2.10.2 Filtros basados en reconocimiento de forma de onda.....	35
2.10.3 Filtros basados en reconocimiento de componente de CD.....	36
2.11 Relevadores.....	37
2.11.1 Tipos de relevadores.....	37
2.12 Protección por Relevadores.....	40
2.13 Estructura de un Sistema de Protección.....	40
2.13.1 Protección primaria.....	41
2.13.2 Protección de respaldo.....	42
2.14 Características funcionales de un sistema de protección.....	42
<b>CAPÍTULO III</b> .....	<b>47</b>
<b>3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL A TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b> .....	<b>47</b>
3.1 Protección diferencial.....	47

3.2 Protección diferencial porcentual .....	51
3.3 Sistema de Prueba.....	53
3.4 Protección diferencial porcentual trifásica. ....	55
3.5 Condición del sistema con falla externa monofásica.....	58
3.5 Condición del sistema con falla interna monofásica. ....	60
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>64</b>
<b>4. PROGRAMACIÓN DE FUNCIONES EN MATLAB® .....</b>	<b>64</b>
4.1 Función de Transformadores de Corrientes (TC_ideal_v1).....	64
4.2 Función de coordenadas de la zona de operación (CoorZonOp_v1). ....	65
4.3 Función de corriente diferencial y de paso de la zona de operación (pasdif).....	68
4.4 Función de relevador diferencial porcentual (rele_87p_v1).....	70
4.5 Función de relevador 87T (rele87T_v1). ....	72
4.6 Función simulación del relevador 87T (simrele87t_v1).....	75
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>78</b>
<b>5. INTERFAZ Y SIMULACIÓN.....</b>	<b>78</b>
5.1 Interfaz .....	78
5.2 Componentes.....	82
5.2.1 Modulo Principal .....	82
5.2.2 Modulo de TC's y fasores.....	82
5.2.3 Modulo de operación Inrush. ....	83
5.2.4 Modulo de operación trifásica.....	84
5.2.5 Modulo de Interfaz.....	85
5.2.6 Modulo de oscilogramas de corrientes.....	86
5.2.7 Modulo de operación binaria.....	87
5.3 Simulación .....	87
5.3.1 Condiciones normales de operación. ....	88
5.3.2 Fallas externas.....	88
5.3.2 Fallas internas.....	90
5.3.3 Energización en vacío con presencia de corriente Inrush.....	94
5.3.4 Energización con carga con corriente Inrush.....	95
5.3.5 Energización con corriente Inrush y falla trifásica interna en el lado secundario. ....	97
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>99</b>
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. ....</b>	<b>99</b>
6.1 Conclusiones.....	99
6.2 Recomendaciones. ....	100
<b>Anexo A. Cálculos.....</b>	<b>102</b>
A.1 Sistema de Prueba. ....	102
A.2 Protección Diferencial Porcentual Trifásica .....	103
A.3 Condición Del Sistema Con Falla Externa Monofásica. ....	104
A.4 Condición Del Sistema Con Falla Interna Monofásica.....	105
<b>Anexo B. Scripts de Matlab.....</b>	<b>107</b>

B.1 Función TC_ideal_v1 .....	107
B.2 Función CoorZonOpe_v1 .....	107
B.3 Función FalDifPas_v1 .....	109
B.4 Función rele_87p_v1 .....	109
B.5 Función Rele87T_v1 .....	112
B.6 Función Simrele87t_v1 condiciones normales.....	113
<b>Anexo C. Código Horario .....</b>	<b>115</b>
C.1 Conexiones estrella-estrella o delta-delta.....	115
C.2 Conexiones estrella-estrella o delta-delta.....	116
<b>Anexo D. Factor de Corrección.....</b>	<b>117</b>
D.1 Transformadores con conexión estrella-estrella ó delta-delta. ....	117
D.2 Transformadores con conexión estrella-delta. ....	117
<b>Referencias .....</b>	<b>118</b>

## Índice de Figuras

Figura 1. Esquema General de un Sistema Eléctrico de Potencia.....	19
Figura 2. Código horario: (a) triángulos de tensiones, (b) desfase entre tensiones compuestas, y (c) desfase entre tensiones sencillas .....	22
Figura 3. Código horario para transformadores conectados en delta-estrella. ....	24
Figura 4. Transformadores de corriente .....	28
Figura 5. Marcas de polaridad.....	29
Figura 6. Interpretación de las marcas de polaridad.....	30
Figura 7. Conexión de transformadores de corriente en Estrella .....	30
Figura 8. Conexión de transformadores de corriente en delta.....	31
Figura 9.-Protección diferencial de un transformador con Protección diferencial de un transformador con retención por armónicas. ....	34
Figura 10.-Relevador diferencial basado en el Relevador diferencial basado en el reconocimiento de la duración de tiempo de los intervalos de corriente.....	36
Figura 11. División de la protección primaria.....	42
Figura 12. Esquema de la Protección Diferencial. ....	48
Figura 13. Diagrama de una conexión de un relevador diferencial.....	49
Figura 14. Característica de operación de un relevador diferencial.....	50
Figura 15. Diagrama del circuito de un relevador diferencial de porcentaje.....	51
Figura 16. Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje. ....	52
Figura 17. Transformador trifásico conexión delta - estrella. ....	53
Figura 18. Protección diferencial de un transformador trifásico.....	56
Figura 19. Grafica protección diferencial porcentual. ....	58

Figura 20. Ubicación de la corriente de falla externa en la gráfica de la protección. ....	60
Figura 21. Ubicación de la corriente de falla interna en la doble pendiente de la protección. ....	62
Figura 22. Diagrama de flujo de la función TC_ideal_v1. ....	65
Figura 23. Ejemplo de variables de entrada. ....	66
Figura 24. Ejemplo de variables de salida. ....	66
Figura 25. Diagrama de flujo de la función CoorZonOp_v1 ....	67
Figura 26. Ejemplo de variables de entrada. ....	68
Figura 27. Ejemplo de variables de salida. ....	69
Figura 28. Diagrama de flujo de la función pasdif. ....	69
Figura 29. Ejemplo de variables de entrada. ....	70
Figura 30. Ejemplo de variables de salida. ....	71
Figura 31. Diagrama de flujo de la función rele_87p_v1 (a). ....	71
Figura 32. Diagrama de flujo de la función rele_87p_v1 (b). ....	72
Figura 33. Ejemplo de variables de entrada. ....	73
Figura 34. Ejemplo de variables de salida. ....	73
Figura 35. Diagrama de flujo de la función rele87T_v1. ....	74
Figura 36. Ejemplo de variables de entrada. ....	75
Figura 37. Ejemplo de variables de salida. ....	75
Figura 38. Diagrama de flujo de la función simrele87t_v1 (a). ....	76
Figura 39. Diagrama de flujo de la función simrele87t_v1 (b). ....	76
Figura 40. Módulo de la interfaz dentro de PSCAD. ....	79
Figura 41. Celdas para adquirir las variables en el módulo de PSCAD. ....	79
Figura 42. Configuración de las celdas para adquirir las variables en el modulo de PSCAD. ....	80
Figura 43. Programa creado en lenguaje Fortran. ....	81
Figura 44. Modulo principal en PSCAD ....	82
Figura 45. Modulo de TC's y fasores. ....	83
Figura 46. Módulo de operación Inrush. ....	84
Figura 47. Modulo de operación trifásica. ....	85
Figura 48. Modulo de Interfaz. ....	86
Figura 49. Modulo de oscilogramas de corrientes. ....	86
Figura 50. Modulo de operación binaria. ....	87
Figura 51. Corrientes del transformador en condiciones normales. ....	88
Figura 52. Operación binaria en condiciones normales. ....	88
Figura 53. Corrientes del transformador en condición de falla monofásica externa. ....	89
Figura 54. Operación binaria sin disparo por falla monofásica externa. ....	89
Figura 55. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica externa. ....	89
Figura 56. Operación binaria sin disparo por falla trifásica externa. ....	90
Figura 57. Corrientes del transformador en condición de falla monofásica interna. ....	90
Figura 58. Operación por falla monofásica interna. ....	91
Figura 59. Operación binaria con disparo por falla monofásica interna. ....	91
Figura 60. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica interna. ....	91

Figura 61. Operación por falla trifásica interna.....	92
Figura 62. Operación binara con disparo por falla trifásica interna.....	92
Figura 63. Corrientes del transformador en condición de falla bifásica interna. ....	92
Figura 64. Operación por falla bifásica interna.....	93
Figura 65. Operación binara con disparo por falla bifásica interna. ....	93
Figura 66. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica interna. ....	93
Figura 67. Operación por falla trifásica interna.....	94
Figura 68. Operación binara con disparo por falla trifásica interna.....	94
Figura 69. Corrientes del transformador en vacío con presencia de corriente Inrush. ....	95
Figura 70. Operación por corriente Inrush. ....	95
Figura 71. Bloqueo por presencia de corriente Inrush. ....	95
Figura 72. Corrientes del transformador en vacío con presencia de corriente Inrush. ....	96
Figura 73. Operación por corriente Inrush. ....	96
Figura 74. Bloqueo por presencia de corriente Inrush. ....	96
Figura 75. Corrientes con falla trifásica y presencia de corriente Inrush.....	97
Figura 76. Operación por falla trifásica con presencia de corriente Inrush.....	97
Figura 77. Operación binara con disparo por falla trifásica interna.....	97

## **Glosario de términos.**

SEP = Sistema Eléctrico de Potencia.

TC's = Transformadores de corriente.

TP's = Transformadores de potencial.

CD = Corriente directa.

I1 = Corriente de línea en el primario del transformador de potencia.

I2 = Corriente de línea en el secundario del transformador de potencia.

i1 = Corriente secundaria en el primario del transformador.

i2 = Corriente secundaria en el secundario del transformador.

IN1 = Corriente nominal de línea en el primario del transformador.

IN2 = Corriente nominal de línea en el secundario del transformador.

VN1 = Tensión de línea en el primario del transformador.

VN2 = Tensión de línea en el secundario del transformador.

factor = Factor para referir las corrientes del secundario hacia el primario.

Idif = Corriente diferencial.

I<sub>paso</sub> = Corriente de restricción ó de paso.

I<sub>U</sub> = Umbral de corriente diferencial.

IINS = Ajuste de corriente diferencial para operación sin posibilidad de frenado.

N = Relación de transformación del transformador de potencia.

RTC1 = Relación de transformación de los TC's ubicados en el lado primario del transformador.

RTC2 = Relación de transformación de los TC's ubicados en el secundario del transformador.

MVA = Unidad de Potencia Megavoltamper.

kV = Kilovolts.

A = Ampere.

s = segundos (Unidad de tiempo).

hz = hertz (ciclos en un segundo).

$I_A, I_B, I_C$  = Corrientes de línea en el primario del transformador.

$i_A, i_B, i_C$  = Corrientes de línea secundarias en el primario del transformador.

$I_a, I_b, I_c$  = Corrientes de línea en el secundario del transformador.

$i_a, i_b, i_c$  = Corrientes de línea secundarias en el secundario del transformador.

$\alpha_1, \alpha_2$  = Valores de las pendientes de la curva de protección diferencial de porcentaje.

$a_1, b_1, c_1$  = Subíndices de las corrientes del secundario modificadas.

MATLAB<sup>®</sup> = Paquete que incluye herramientas de programación y de matemáticas.

PSCAD<sup>®</sup> = Paquete simulador de sistemas de potencia.



### 1. INTRODUCCIÓN

#### 1.1 Objetivo general

Desarrollar de manera sinérgica los elementos necesarios para simular de forma adecuada el esquema de protección diferencial porcentual para transformadores de potencia.

#### 1.2 Objetivos específicos

- Determinar para el transformador de estudio la magnitud de la corriente de magnetización que puede llegar a alcanzar.
- Ajustar satisfactoriamente el esquema del relevador diferencial para protección de un transformador.
- Desarrollar los elementos necesarios para que el relevador no actúe para corrientes Inrush.
- Desarrollar los elementos necesarios para que el relevador no actúe para fallas externas.
- Desarrollar los elementos necesarios para que el relevador no actúe para corrientes debidas a los errores de relación de transformación en los TC's asociados.
- Desarrollar los elementos necesarios para que el relevador no actúe para corrientes debidas a los cambios de derivaciones del transformador de potencia.
- Utilizar correctamente el software MatLab® para la creación de los elementos necesarios para el proyecto, y sus correspondientes interfaces.

- Reportar y documentar los avances realizados en la elaboración y diseño del proyecto en cuestión.

### **1.3 Justificación**

La creación del proyecto no está basado en la idea del desarrollo de nueva tecnología en la rama protecciones, básicamente se trata de aplicar los conocimientos de ingeniería adquiridos a lo largo de la carrera para desarrollar mediante un simulador digital de sistemas eléctricos de potencia y una herramienta numérica de programación estructurada los elementos con los que cuenta un relevador diferencial. Dichos elementos son de los que hace uso al momento de implementar la protección, en nuestro caso, a un transformador, como puede ser protección porcentual por doble rampa o bloque contra corrientes de magnetización del transformador, también conocidas como corrientes Inrush.

Lo anterior con la finalidad de que los equipos de protección operen cuando sea necesario para evitar daños más graves al sistema, así como que no operen innecesariamente evitando pérdidas por desconexión del sistema, o alguno de los elementos que lo componen, lo que provocaría que la producción en una industria se detuviera hasta el reinicio del mismo.

### **1.4 Planteamiento del problema.**

El problema con la corriente de magnetización, también llamada Inrush, es que esta puede llegar hacer cien veces la corriente de vacío de régimen permanente del transformador, o si se considera que esta corriente es del cinco al ocho por ciento de la corriente nominal, se alcanzaran corrientes instantáneas de cinco a ocho veces la nominal.

Debido al valor nulo de la resistencia del devanado primario, la corriente transitoria se amortigua rápidamente al cabo de unos pocos ciclos.

Al tratarse de corriente de corta duración se tienen que utilizar protecciones que no actúen radicalmente, evitando la desconexión del disyuntor o interruptor automático principal al tomar esa corriente por un corto circuito.



### **2. MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Introducción a los sistemas eléctricos de potencia (SEP).**

La energía eléctrica es una de las formas más sencillas de la energía, de la que a mayores distancias es posible transformarlas. Se puede obtener de una diversa variedad de fuentes primarias de energía y es la que más usos y aplicaciones ofrece en la vida cotidiana, sin embargo, para que se cumpla lo anterior es indispensable disponer un sistema interconectado mediante el cual nos sea posible generar la energía, transportarla y distribuirla a todas a los usuarios en forma eficaz, segura y con calidad. A éste sistema lo llamamos sistema eléctrico de potencia (SEP). En este sistema la energía eléctrica, desde su generación hasta su entrega en los puestos de consumo, pasa por diferentes etapas de adaptación, transformación y maniobra. Para correcta operación del sistema son necesarios equipos que sean capaces de transformar, regular, maniobrar y proteger.

#### **2.2 Función de los sistemas eléctricos de potencia.**

Actualmente los sistemas operan con energía eléctrica en forma de corriente alterna trifásica, esto debido a su facilidad para transformarse en comparación con la corriente directa. A parte de que requiere menores niveles de aislamiento que la corriente directa, lo que implica ahorro en aislamiento y en general equipos menos brumosos. Otra razón para uso de corrientes alternas trifásicas es simplicidad de los generadores y transformadores que trabajan con éste tipo de corrientes, así mismo resulta también más sencilla económica la transmisión, de este tipo de corrientes.

La energía eléctrica generada es transformada a valores más altos de tensión con el objetivo de conseguir una pérdida mínima de energía en el transporte a través de largas distancias. Esta elevación de tensión justo después de su generación implica tener valores de corriente bajos para una potencia determinada, y no provocar pérdidas elevadas en la impedancia propia de la línea de transmisión.

Otras de las ventajas de transportar la energía eléctrica a valores altos de tensión, y en consecuencia valores reducidos de corriente, es el ahorro económico que implica poder utilizar cables con menor sección transversal o calibre. Pues para la misma potencia al transportar pero a menores valores de tensión serían necesarios conductores de mayor calibre, más costos, para transmitir energía con valores más altos de corriente.

## **2.3 Descripción de un SEP.**

Para su mejor comprensión se puede dividir el sistema eléctrico en subsistemas. Los tres subsistemas en general son:

### **2.3.1 Subsistemas de generación.**

Comprende las centrales generadora, las cuales producen energía eléctrica a partir de otras fuentes de energía (Figura 1).

### **2.3.2 Subsistemas de transmisión.**

Comprende las subestaciones elevadoras, las líneas de transmisión y las subestaciones reductoras.

#### ***Subestaciones elevadoras***

También conocidas como subestaciones de bloque de generación. Su función es básicamente elevar la tensión de transmisión. Esto debido a que generalmente las centrales se encuentran alejadas de los grandes centros de consumo, así que deben ser transportadas con el fin que el transporte se haga con las menores pérdidas y las instalaciones de las líneas de transmisión resulten más económicas (Figura 1-b).

#### ***Líneas de transmisión***

Son líneas aéreas que unen las subestaciones elevadoras con las subestaciones reductoras, y por lo tanto, son las encargadas de transportar la energía a muy largas distancias (Figura 1-c).

#### ***Subestaciones reductoras***

Tiene la función básica de reducir los valores de tensión de transmisión a valores propios para el reparto en las áreas industriales de los grandes centros de consumo así como para las subestaciones de distribución del propio sistema eléctrico. Estas

subestaciones realizan la misión de asegurar la continuidad del servicio ante la presencia de fallas en algunas de estas subestaciones. En estos casos las subestaciones reductoras cumplen también con la función de maniobra (Figura 1-d).

### **2.3.3 Subsistemas de distribución.**

Consta de las líneas de su transmisión, de las subestaciones de distribución, redes de distribución en media tensión, bancos de transformación y las redes de distribución en baja tensión.

#### **Red de sub-transmisión**

Son líneas que se distribuyen entorno a los grandes centros de consumo. Por lo general son aéreas, aunque en algunas ciudades existen restricciones para lo aéreo y existen redes subterráneas (Figura 1-e).

#### **Subestaciones de distribución**

Transforman los valores de tensión de las líneas de su transmisión a valores de distribución en media tensión (Figura 1-f).

#### **Redes de distribución en media tensión**

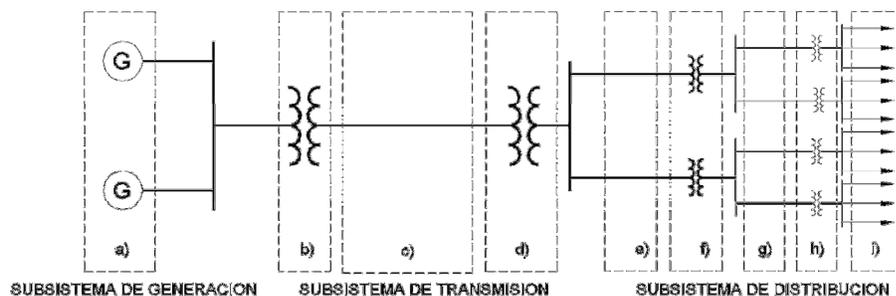
Son las líneas que conectan a los usuarios en media tensión a las subestaciones de distribución estas pueden existir aéreas o subterráneas (Figura 1-g).

#### **De transformación**

Transforman los valores de media tensión a valores aptos para el consumo en baja tensión (Figura 1-h).

#### **Redes de distribución en baja tensión.**

Esta líneas unen los bancos de transformación con las acometidas de los usuarios en baja tensión (Figura 1-i). [8]



**Figura 1. Esquema General de un Sistema Eléctrico de Potencia**

## 2.4 Transformadores

En su forma más simple, un transformador consisten dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua. El primario es el que recibe la potencia eléctrica, y el secundario es el que puede entregar a una red exterior.

Los devanados pueden estarlo sobre un núcleo laminado de material magnético, o constituido por una aleación pulverizada y comprimida, y entonces se habla de un transformador con núcleo de hierro. A veces, ocurre en muchos transformadores de radio frecuencia, no hay núcleo alguno y se dice que se trata de un transformador con núcleo de aire.

## 2.5 Usos de los Transformadores

Los transformadores son, probablemente, los aparatos electromagnéticos más ampliamente utilizados. Varían muchísimo en tamaño y deben diseñarse para reunir los requisitos de una gran variedad de condiciones de funcionamiento. Por ejemplo, los empleados en circuitos de comunicación.

Por otra parte, los transformadores de sistemas de potencia suelen funcionar con tensión y frecuencia nominalmente constantes y tiene más importancia un buen rendimiento que en los transformadores para comunicaciones, puesto que la potencia que interviene suele ser mucho mayor.

Los transformadores de los sistemas de potencia se clasifican en transformadores de potencia y transformadores de distribución según que se utilicen ordinariamente en las centrales y subcentrales generadoras de potencia o en las redes de distribución. Los transformadores de distribución se fabrican de tensión y frecuencia normalizadas y de potencias aparentes. Los transformadores grandes cuyas potencias aparentes son superiores a los 500 kVA reciben el nombre de *transformadores de potencias*.

Para regular la tensión de circuitos individuales o de partes de un sistema se emplean transformadores *reguladores de tensión*. En instrumentos de medida y relés de mando se utilizan *transformadores para instrumentos*, cuya tensión e intensidad en el

secundario son casi proporcionales a la tensión e intensidad del primario. Los transformadores para instrumentos se llaman *transformadores de potencial* o *transformadores de intensidad* según que su misión sea medir tensiones o intensidades.

Además de su utilización en sistemas de comunicación y potencia, los transformadores también se utilizan en muchas aplicaciones domésticas y especiales, tales como el accionamiento de timbres eléctricos, circuitos termostáticos, tubos luminosos y cercas eléctricas; para las bujías y bobinas de ignición y para otros muchos fines.

## **2.6 Conexiones principales de transformadores**

### **2.6.1 Conexión estrella - estrella.**

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada; si la carga es desbalanceada, el neutro eléctrico tiende a ser desplazado del punto central, haciendo diferentes los voltajes de línea a neutro; ésta desventaja puede ser eliminada conectando a tierra el neutro. La ventaja de este sistema de conexiones es que el aislamiento soporta únicamente el voltaje de línea a tierra, que es 58% del voltaje en líneas.

### **2.6.2 Conexión delta – delta.**

Este arreglo es usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida aún si uno de los transformadores falla; si esto sucede, los transformadores pueden continuar operando en la conexión delta abierta, también llamada conexión “v”. Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.

### **2.6.3 Conexión delta – estrella.**

Esta conexión se emplea usualmente para elevar el voltaje como por ejemplo al principio de un sistema de transmisión de alta tensión. En el lado de alta tensión, el aislamiento trabaja a solamente el 58% del voltaje de línea a línea; otra de sus ventajas es que el punto neutro es estable y no flota cuando la carga es des balanceada. Esta conexión también es muy usada cuando los transformadores deben suministrar carga

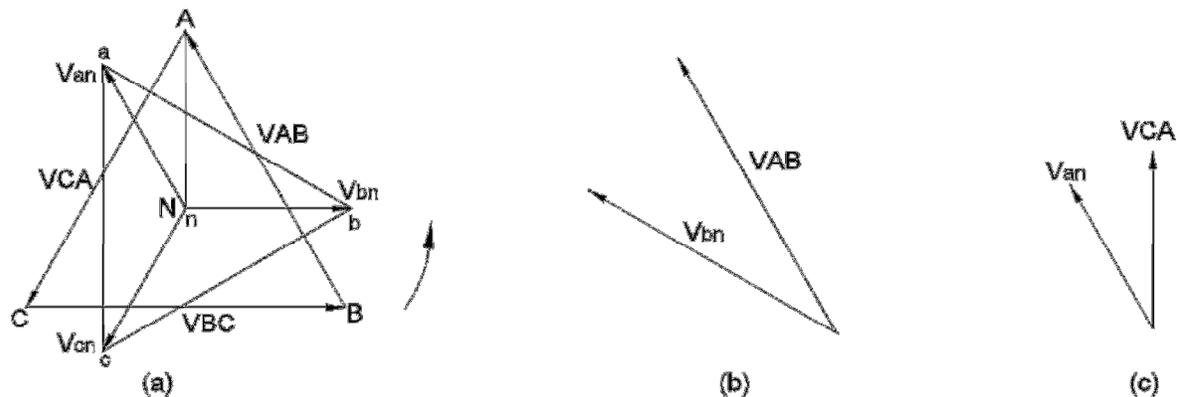
trifásica y carga monofásica; en estos casos la conexión proporciona un cuarto hilo conectado al neutro.

Preferentemente, las conexiones en transformadores trifásicos de 2 devanados son delta en el primario y estrella en el secundario; el secundario en estrella, con neutro a través de una boquilla, proporciona un punto conveniente para establecer una tierra en el sistema; el primario conectado en delta aísla los 2 sistemas en cuanto al flujo de corriente de secuencia 0 que resulta de fallas a tierra en el secundario. [10]

## 2.7 Código horario

En un transformador trifásico, las tensiones pueden tener varios desfases. Como las bobinas van montadas en columnas, las tensiones de las bobinas de cada columna estarán en fase o en contrafase. Al realizar las conexiones (estrella, delta o zigzag) en el primario y secundario, aparecen desfases diferentes según la conexión.

El código horario es el ángulo de la tensión entre dos fases del primario con la tensión entre las fases de igual nombre del secundario. Por ejemplo  $V_{AB}$  entre y  $V_{ab}$  en la siguiente figura. [13]



**Figura 2. Código horario: (a) triángulos de tensiones, (b) desfase entre tensiones compuestas, y (c) desfase entre tensiones sencillas**

Este ángulo también se puede medir entre las tensiones sencillas de una fase del primario y la misma fase del secundario (aunque si los devanados no tienen neutro, se trata de la tensión entre una fase y un neutro imaginario situado en el centro de gravedad de tensiones). Por ejemplo entre  $V_{AN}$  y  $V_{an}$  en la Figura 2-b. [13]

Dependiendo del tipo de conexión del transformador, se tienen diferentes defasamientos entre las corrientes de línea del primario y las corrientes de línea del secundario. Para cada tipo de defasamiento existe un *código horario*, el cual indica el comportamiento de las corrientes tanto del primario como del secundario del transformador de potencia [5]. La figura 3 muestra el código horario para transformadores con conexión delta-estrella. [5]

Esta figura indican también, la manera de corregir el defasamiento existente entre las corrientes del primario y secundario del transformador; las corrientes  $a'$ ,  $b'$  y  $c'$ , son las corrientes modificadas que están en fase y se utilizan para realizar el cálculo de la corriente diferencial. Cuando el transformador presenta la misma conexión en sus devanados primario y secundario (Figura 3), el defasamiento se corrige al modificar la posición de las corrientes del secundario; sin embargo, en conexiones estrella-delta ó delta-estrella, es necesario realizar la resta vectorial de dos corrientes, como se muestra en las Figuras 76 y 77. [5]

Debido a las simetrías de los sistemas trifásicos, se puede deducir que cualquier desfase será múltiplo de  $\pi/6$  sea cual sea la conexión. Como hay entonces 12 desfases posibles, se han asimilado a un reloj que con la manecilla larga en las 12, dirección del fasor de la tensión entre dos fases del lado de tensión más elevada, y la manecilla corta en la dirección del fasor de la tensión entre las mismas fases del lado de tensión más baja. Por ejemplo, un desfase de  $11 \pi /6$  corresponde a un código horario 11. El grupo de conexión de un transformador indica el tipo de devanados y el código horario del mismo.

El código horario suele conformarse de dos letras y un número:

- Ω La primera letra indica la conexión del devanado de más alta tensión (independientemente de si trabaja como primario o como secundario)
- Ω La segunda letra indica la conexión del devanado de menor tensión
- Ω El número es el índice horario (entre 0 y 11).

La primera letra se pone con mayúscula y la segunda con minúscula. Por ejemplo, un transformador Yd11 tiene su devanado de más alta tensión en estrella y el de menor tensión en delta y el desfase que existe entre las tensiones compuestas (o sencillas) es de  $11 \pi /6$ .

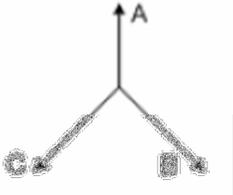
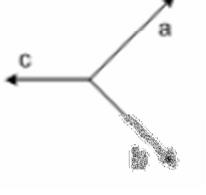
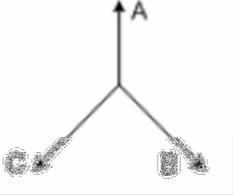
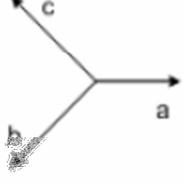
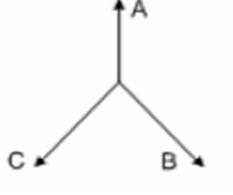
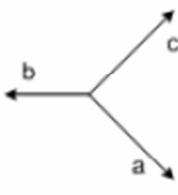
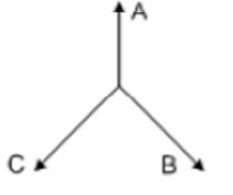
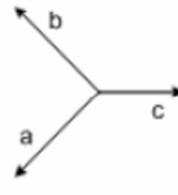
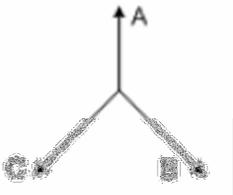
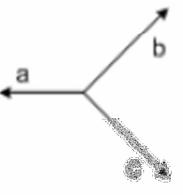
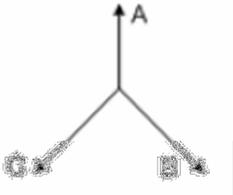
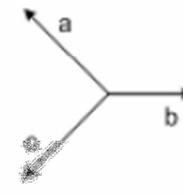
Código Horario	Corrientes de línea del primario del Transformador	Corrientes de línea del secundario del Transformador	Secundario Modificado
1			$a' = a - b$ $b' = b - c$ $c' = c - a$
3			$a' = c - b$ $b' = a - c$ $c' = b - a$
5			$a' = c - a$ $b' = a - b$ $c' = b - c$
7			$a' = b - a$ $b' = c - b$ $c' = a - c$
9			$a' = b - c$ $b' = c - a$ $c' = a - b$
11			$a' = a - c$ $b' = b - a$ $c' = c - b$

Figura 3. Código horario para transformadores conectados en delta-estrella.

El índice horario es muy importante al conectar transformadores en paralelo, ya que dos tensiones en paralelo del mismo valor eficaz y diferente ángulo suponen un cortocircuito. Por eso, es condición indispensable que dos transformadores en paralelo tengan el mismo índice horario. [13]

### 2.7.1 Factor de corrección.

La conexión de transformador y como el código horario de este influyen en la magnitud de la corriente diferencial y de paso, a esto hay que sumar la diferencia en la relación de transformación de los TC's.

Para realizar el cálculo de las corrientes diferenciales y de paso, se parte de las corrientes de línea del primario y secundario del transformador; en esta operación, se tiene que compensar el error que introduce la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's. En las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 (estas dos últimas contenidas en el *Anexo D*), se indican el cálculo de las corrientes diferenciales y de paso, según la conexión y el código horario del transformador. El término factor, se encarga de corregir el error presente en la corriente diferencial, al referir las corrientes del secundario al primario. [5]

#### Transformadores con conexión delta-estrella.

En el grupo de los transformadores de conexión delta-estrella, el cálculo de las corrientes diferenciales y de paso se realiza con las ecuaciones 2.1.

$$factor = \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1}$$

$$\begin{aligned} IdiferencialA &= \left| i_A - factor * i_a' / \sqrt{3} \right| & IpasoA &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_A \right| + factor * \left| i_a' \right| / \sqrt{3} \right| \\ IdiferencialB &= \left| i_B - factor * i_b' / \sqrt{3} \right| & IpasoB &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_B \right| + factor * \left| i_b' \right| / \sqrt{3} \right| \\ IdiferencialC &= \left| i_C - factor * i_c' / \sqrt{3} \right| & IpasoC &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_C \right| + factor * \left| i_c' \right| / \sqrt{3} \right| \end{aligned} \quad (2.1)$$

Dónde:

$i_A, i_B, i_C$  Corrientes de línea del primario del transformador.

$i_a, i_b, i_c$  Corrientes de línea del secundario del transformador.

$i_a', i_b', i_c'$  Corrientes de línea del secundario modificadas, figura 3.

VN1, VN2 Voltajes del primario y secundario del transformador.

RTC1, RTC2 Relaciones de transformación de los TC`s del primario y secundario del transformador. [5]

En el *Anexo C* se muestran las tablas del código horario correspondientes a las conexiones Delta – Delta, Estrella – Estrella así como la conexión Estrella – Delta. Por otro lado en el *Anexo D* se encuentran las formulas necesarias para calcular el Factor de Corrección para el tipo de conexiones mencionadas.

## **2.8 Transformador de Corriente (TC).**

Los transformadores de corriente tienen por finalidad transformar la corriente que se desea medir a valores cómodos para registrarla, el transformador de corriente es un aparato en donde la corriente secundaria es dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria y ésta desfasada de esta en un ángulo cercano a cero grados, para un sentido apropiado a las conexiones.

El devanado primario de este transformador está conectado en serie con el circuito que se desea medir, en tanto el devanado secundario está conectado en serie a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, o relevadores. Los transformadores de corriente presentan errores de relación y ángulo de fase, debido a la corriente requerida para magnetizar el núcleo y la corriente correspondiente a las pérdidas en el mismo.

Ocurren casos en la práctica donde la corriente primaria es de tal magnitud que uno podría fácilmente usar un instrumento “directamente conectado”, pero por el alto potencial del circuito primario, se utiliza un transformador de corriente únicamente por su función de aislamiento.

### **2.8.1 Partes del transformador de corriente.**

Los transformadores de corriente utilizados en sistemas de potencia están constituidos por las siguientes partes, cuyas características se describen a continuación:

**Arrollamientos primarios y secundarios.**

Son de cobre electrolítico, están uniformemente repartidos sobre el circuito magnético. La forma como se sujetan dichos devanados al núcleo se diseña de tal manera, que proporciona muy alta resistencia a las corrientes de corto circuito, pero en especial, el devanado primario, el cual está conectado en serie con el circuito y sujeto a los mismos esfuerzos dinámicos y térmicos que el resto del sistema, es decir que los esfuerzos son más críticos en este devanado que en el secundario.

El devanado secundario recibe energía eléctrica del circuito primario por inducción electromagnética y sus terminales se conectan a los relevadores o a los instrumentos de medición.

**Circuito magnético.**

Los TC's que se emplean en alta tensión tienen su circuito magnético generalmente de chapa magnética de grano orientado o de aleación de níquel.

**Aislamiento.**

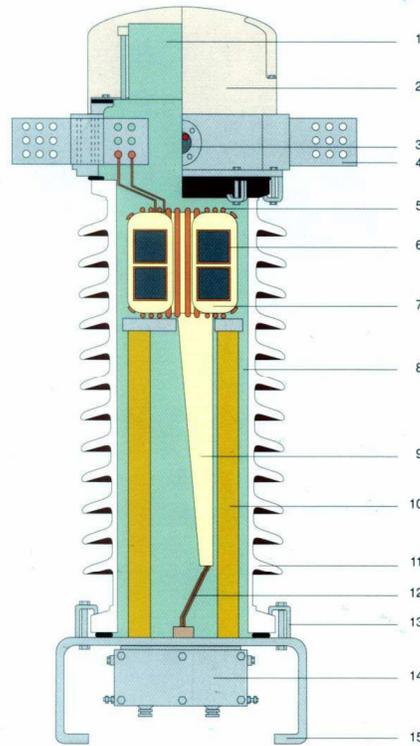
Para aislar el devanado primario del secundario y tierra y así proteger los instrumentos de medición y al personal, se emplea papel aislante impregnado en aceite.

**Aislador.**

Es porcelana y constituye el recipiente del TC, y se fija en sus extremos a las bridas metálicas mediante de un resorte de acero inoxidable que ofrece una presión uniforme en todo el contorno del aislador.

Las partes principales y los accesorios de un TC se muestran en la figura 4, mostrada a continuación:

1. Diafragma.
2. Domo metálico.
3. Indicador de nivel de aceite.
4. Bornes terminales primarios.
5. Arrollamiento primario.
6. Arrollamiento secundario.
7. Aislamiento de papel aceite.
8. Aceite aislante.
9. Bushing interno.
10. Soportes aislantes.
11. Aislador de porcelana.
12. Conexiones secundarias.
13. Grampas sujeción aislador.
14. Caja de terminales secundarios.
15. Base metálica de fijación.



**Figura 4. Transformadores de corriente**

### **2.8.2 Polaridad.**

Solo una de las terminales del devanado primario y secundario debe estar marcada para indicar, la relativa dirección instantánea de la corriente primaria y secundaria. Una terminal primaria y secundaria tiene la misma polaridad, cuando en un instante dado, la corriente fluye entrando a la terminal. La polaridad de estos transformadores está indicada por las marcas en el primario ( $H_i$ ) y secundaria ( $X_i$ ) como polaridad.

Si un par de terminales adyacentes de los devanados son conectados entre sí y se aplica potencial a uno de los devanados; sucede lo siguiente:

- a) La terminal de polaridad es ADITIVA si el potencial entre las otras dos terminales de ambos devanados es mayor que el potencial aplicado al devanado.
- b) La terminal de polaridad es SUBSTRACTIVA si el voltaje entre las otras dos terminales de ambos devanados es menor que el potencial aplicado.

La comprobación de la polaridad es de verdadera importancia ya que una conexión incorrecta de un medidor a un transformador de potencial y de corriente causa giro negativo del disco y por lo tanto lecturas negativas.

La relación real de un transformador de corriente está dada por:

$$Relacion\ real = I_p \times I_s$$

Dónde:

**Relación real** = Relación de Transformación.

**$I_p$**  = Corriente primaria en Amperes.

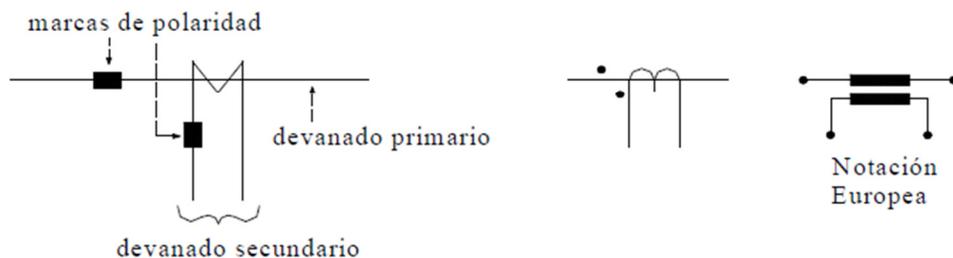
**$I_s$**  = Corriente secundaria en Amperes.

Este valor no es constante y depende fundamentalmente de la carga secundaria, corriente primaria y las características propias de cada transformador. Al dividir la relación real del transformador entre la relación marcada en la placa, obtendremos el factor de corrección de la relación para el TC.

$$FCR = relación\ real / relación\ de\ placa$$

El devanado primario se representa por medio de una línea recta, el devanado secundario se representa de forma parecida a una "M".

**Marcas de polaridad:** indican los sentidos relativos de las corrientes primaria y secundaria durante un medio ciclo y se muestran en la figura.



**Figura 5. Marcas de polaridad**

**Interpretación de las marcas de polaridad:** Si la corriente primaria entra por marca de polaridad, la corriente inducida en el secundario sale por marca de polaridad. Si la

corriente primaria sale por marca de polaridad, la corriente inducida en el secundario entra por marca de polaridad.

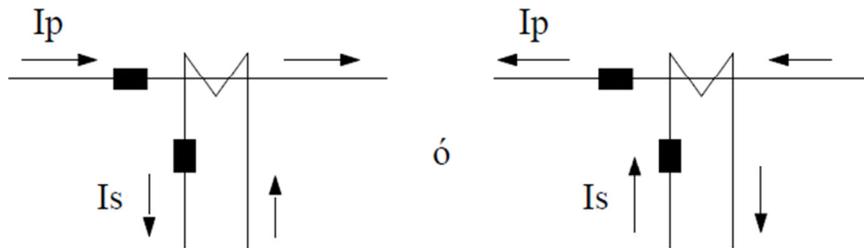


Figura 6. Interpretación de las marcas de polaridad.

### 2.8.3 Tipos de conexiones.

La forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias que este proporcionara. En los sistemas de potencia trifásicos se conectan los primarios de los TC en serie con el circuito de AT y los devanados secundarios se conectan generalmente en estrella (Y) para poder suministrar a los relevadores las corrientes de fase  $i_a$ ,  $i_b$ ,  $i_c$  y  $3i_0$ . En algunos casos es necesario conectarlos en delta ( $\Delta$ ) como en el caso de protecciones diferenciales de transformador, si el devanado del transformador de potencia esta en los ( $\Delta$ ) TC se conectan en (Y) y si el devanado del transformador está conectado en (Y) los TC se conectan en ( $\Delta$ ) con el fin de compensar el defasamiento angular.

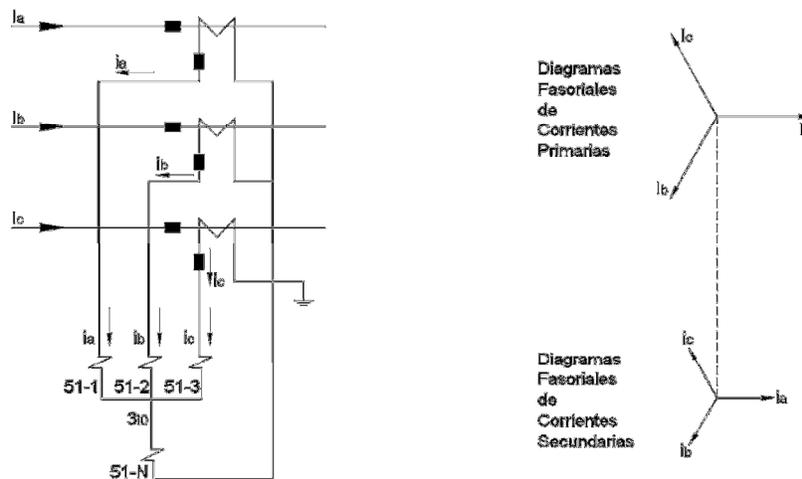
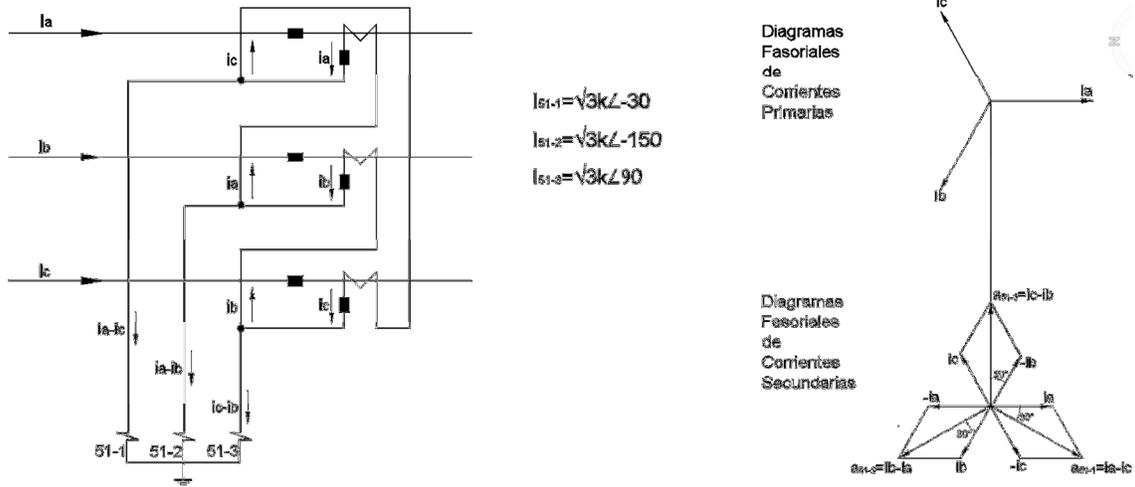


Figura 7. Conexión de transformadores de corriente en Estrella



**Figura 8. Conexión de transformadores de corriente en delta**

Los devanados secundarios de los TC nunca deben permanecer abiertos, los secundarios que no se utilicen deben conectarse en corto circuito.

### 2.9 Corriente Inrush

La corriente de magnetización de un transformador entra por primario y no sale por secundario, por lo que representa para la protección diferencial una condición semejante a la de una falla interna. En régimen normal de operación esta corriente tiene valores del orden del 2% al 5% de la corriente nominal del transformador, por lo que no provoca operación de la protección diferencial, que tiene una pendiente mucho mayor. Sin embargo, cualquier condición que implique un cambio instantáneo en las condiciones de flujo del transformador da lugar a valores transitorios muy elevados de la corriente de magnetización (de hasta 30 veces la  $I_n$ ), que pueden provocar la operación incorrecta del relé. A este fenómeno se le puede denominar corriente Inrush. Esta corriente ocurre en un transformador siempre que la polaridad y la magnitud del flujo residual no concuerdan con la polaridad y la magnitud del valor instantáneo ideal del flujo de estado estable. [6,7]

Los factores de los que depende la magnitud y la duración de la corriente Inrush son los siguientes:

- a) instante de inicio del proceso

- b) capacidad del transformador
- c) capacidad del sistema
- d) relaciones L/R del transformador y del sistema
- e) tipo de hierro
- f) historia previa
- g) condiciones en que se realiza el proceso

De acuerdo con este último aspecto, pueden identificarse tres casos diferentes:

- Ω la conexión inicial de tensión
- Ω su recuperación posterior a una reducción transitoria de tensión
- Ω la conexión inicial de un transformador en paralelo que ya está en servicio.

A continuación se resumen las principales características de las corrientes de entrada:

- Ω Por lo general contienen compensaciones CD, armónicas impares, e incluso armónicas.
- Ω Por lo general compuesto de pulsos unipolares o bipolares, separados por intervalos de los valores de corriente muy bajo.
- Ω Los valores máximos de los pulsos de corriente de entrada unipolar disminuirán muy lentamente. La constante de tiempo es generalmente mucho mayor que la de DC y disminuye exponencialmente el desplazamiento de corrientes de falla.
- Ω La segunda armónica comienza con un valor bajo y aumenta a medida que disminuye la corriente de entrada.
- Ω Las corrientes de relevador son corrientes delta (el delta de un bobinado se encuentra en cualquiera de las conexiones de alimentación o transformador de corriente, o se simula en el relevador), lo que significa que las corrientes de los devanados adyacentes se restan, y:
  - Ω Los componentes de CD se restan
  - Ω Los componentes fundamentales se suman a los 60°
  - Ω La segunda armónica se suma a los 120°
  - Ω La tercer armónica se suma a los 180° (se anula), y así sucesivamente.[6,7]

## **2.10 Filtros para corrientes Inrush.**

El principio de protección diferencial es comúnmente utilizado para la protección de transformadores de potencia, que se basa en la comparación de las corrientes del lado primario y secundario del transformador. Cuando dichas corrientes exhiben un comportamiento distinto al de estado estable se asume que ha ocurrido un cortocircuito en el transformador y éste debe ser puesto fuera de servicio para revisión y mantenimiento.

Este procedimiento funciona correctamente en la mayoría de los casos, sin embargo, puede ocasionar operaciones incorrectas ante la presencia de la corriente transitoria de magnetización. Esta corriente circula solamente por el devanado primario (el devanado que es energizado) por lo tanto representa una condición de falla interna para la protección diferencial.

El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicas para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicas. Este comportamiento ha sido utilizado para el diseño de relevadores de protección diferencial con restricción de armónicas, de tal forma que si la magnitud de la segunda armónica en la corriente diferencial excede un porcentaje pre-definido de la componente fundamental, se asume que se trata de la energización del transformador y la protección es bloqueada para evitar una operación incorrecta. Actualmente existen distintos tipos de algoritmos para la protección diferencial de transformadores con restricción de armónicas.

### ***2.10.1 Filtros basados en las componentes armónicas.***

Se han desarrollado diversos relevadores diferenciales en que se separan los armónicos presentes en la corriente diferencial y se utilizan para incrementar la retención o para inhibir la operación del relevador. En algunos casos se utiliza solamente el segundo armónico, en otros el total de armónicos de la corriente diferencial.

En la figura 9 se presenta el esquema de un relevador diferencial electromagnético de retención por armónicos cuya aplicación ha dado muy buenos resultados. El relevador cuenta con transformadores de corriente auxiliares de operación (TCop) y de retención (TCret), cuyos primarios están conectados al esquema diferencial en la forma acostumbrada. A la bobina de operación BO llega solamente la componente fundamental de la corriente de operación, pues está conectada en serie con el filtro paso bajo formado



armónica para evitar una operación errónea para condiciones de sobreexcitación en transformadores.

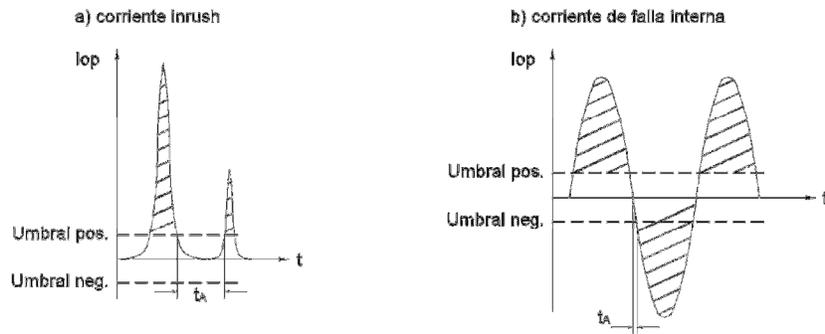
R. L. Sharp y W. E. Glassburn fueron los primeros en proponer el bloqueo de armónicos. Diseñaron un relevador consistente de una unidad diferencial de porcentaje, DU y una unidad de bloqueo de armónicas, HBU. En la unidad de bloqueo de armónicas la componente fundamental y las armónicas más grandes de la corriente de operación son pasadas a través de dos circuitos en paralelo, son rectificadas y aplicadas a las bobinas de retención.

### ***2.10.2 Filtros basados en reconocimiento de forma de onda.***

Otros métodos para discriminar las condiciones de fallas internas y corrientes de magnetización son basados en el reconocimiento directo de la distorsión de la forma de onda de la corriente diferencial.

La identificación de la separación de picos en la corriente diferencial representa uno de los mayores grupos de métodos de reconocimiento de formas de onda. G. Bertula diseñó un relevador diferencial en el cual los contactos vibraban ante corrientes de magnetización (debido a los bajos intervalos de corriente) y permanecían firmemente cerrados para corrientes simétricas correspondientes a fallas internas. G. D. Rockefeller propuso bloquear la operación del relevador si picos sucesivos de la corriente diferencial no se reducían dentro del intervalo de 7.5 a 10 ms.

Un principio bien conocido, reconoce el ancho de los intervalos de tiempo durante el cual la corriente diferencial es cercana a cero. La corriente diferencial es comparada con umbrales positivos y negativos teniendo ambas iguales magnitudes. Esta comparación ayuda a determinar la duración de los intervalos durante el cual el valor absoluto de la corriente es menor que el valor absoluto del umbral. Los intervalos de tiempo son comparados con un valor de umbral igual a un cuarto de ciclo. Para corrientes de magnetización (figura 10-a), los intervalos de corriente bajos  $t_A$ , son más grandes que un cuarto de ciclo, por lo tanto el relevador es bloqueado. Para fallas internas (figura 10-b), los intervalos de corriente baja  $t_B$ , son menores que un cuarto de ciclo, por lo tanto el relevador opera.



**Figura 10.-Relevador diferencial basado en el Reconocimiento de la duración de tiempo de los intervalos de corriente.**

El uso de las componentes de la corriente diferencial rectificadas da una forma indirecta para identificar la presencia de intervalos de corrientes bajas. M. Hegazy propuso comparar la segunda armónica de la corriente diferencial rectificadas con un umbral dado para generar una señal de disparo. M. Dmitrenko propuso producir una señal de disparo sí la polaridad de una señal sumada permanecía sin cambio. Esta señal es la suma de la componente de CD y la componente fundamental amplificada de la corriente diferencial rectificadas.

### **2.10.3 Filtros basados en reconocimiento de componente de CD.**

Otro grupo de métodos hace uso del reconocimiento del offset de CD o la asimetría en la corriente diferencial. Algunos de los primeros relevadores usaron la saturación de un transformador intermedio por el offset de CD de la corriente diferencial como un método de bloqueo. Una restricción adicional de transitorios basadas en la componente de CD fue un mejoramiento al bien conocido relevador diferencial con restricción de armónicas para transformadores de potencia. E. L. Michelson propuso comparar las amplitudes de los semiciclos positivos y negativos de la corriente diferencial con umbrales dados en dos elementos diferentes polarizados. Rockefeller sugirió extender esta idea a un relevador digital.

Otra alternativa es usar la diferencia de los valores absolutos de los semiciclos positivos y negativos de la corriente diferencial por restringir. La amplitud del semiciclo negativo de la corriente diferencial puede ser usada como cantidad de operación del relevador.

Más recientemente, S. B. Wilkinson propuso hacer comparaciones separadas en ambos semiciclos de la corriente diferencial, dando lugar a esquemas de bloqueo por CD.

## 2.11 Relevadores

Los relevadores son dispositivos digitales compactos que son conectados a través de los sistemas de potencia para detectar condiciones intolerables o no deseadas dentro de un área asignada. Su principal tarea es coordinar los distintos dispositivos de protección y maniobra para lograr una selectividad de las protecciones a la hora de actuar. [8,9]

Las principales funciones que desempeñan los relevadores de protección son:

- Ω Rápida remoción del servicio cuando algún elemento (línea, transformador) del sistema sufre un corto circuito.
- Ω Dar la orden para desconectar un circuito cuando se presenta una operación anormal (frecuencia, sobretensión a frecuencia industrial, sobrecorrientes).
- Ω Las protecciones del sistema trabajan en asocio con interruptores los cuales desconectan el equipo luego de recibir la orden del relé.[9]

### 2.11.1 Tipos de relevadores

#### Relevadores electromagnéticos

Se basan en el principio de la fuerza de atracción ejercida entre piezas de material magnético. De las cuales una sería fija y otra sería móvil, y la fuerza que se ejerza entre ellos será de tal manera que moverá la pieza móvil en el sentido de disminución de la reluctancia del campo magnético.

Las principales ventajas de este tipo de relés son robustez, simplicidad y economía. Estas ventajas hacen de los relés electromagnéticos unos candidatos ideales para ser utilizados como relés de tensión de intensidad. Por contrario, este tipo de relé tiene sus desventajas como son la dificultad de ajuste y de regulación de los mismos.

#### Relevadores de inducción

A estos relés se les conoce también por relés *Ferraris*, y se basan en el principio de la *rueda de Barlowes* decir, el mismo principio que utilizan los medidores. Su estructura

básica consta de un disco móvil que gira sobre un eje y que deja un entrehierro con respecto a los núcleos magnéticos de las bobinas inductoras. Sobre el eje de la rueda va instalado un muelle antagonista solidario a contacto móvil. Cuando el par inducido en el disco sea superior al par resistente del muelle, el disco girará hasta conseguir que el contacto móvil haga presión sobre el contacto fijo (ambos pertenecientes al circuito de mando para la actuación de la protección). Estos relés son de aplicación general por las múltiples combinaciones que admiten.

### **Relevadores electrodinámicos**

Están basados en el mismo principio, si no muy similar, al de los aparatos de medida tipo galvanómetro se trata de la acción que una bobina fija ejerce sobre una bobina móvil, induciendo la primera un par motor que hará girar un ángulo determinado el conjunto de la bobina móvil. A estos relés también se les conoce como relés *ferrodinámicos*.

Para disminuir la corriente circulante por la bobina móvil y conseguir que no cree un par antagonista elevado, se procede a intercalar en serie una resistencia. En el diseño del circuito magnético de estos relés se procura evitar el riesgo de saturación dentro del campo de medida del relé.

### **Relevadores electrónicos**

Los relés electrónicos estáticos cumplen muy bien con las exigencias básicas de un relé de protección. Esto es debido, principalmente, a la eliminación de elementos mecánicos los cuales introducen en la protección ralentizaciones y desgastes mecánicos innecesarios (mantenimiento nulo). El esquema básico de bloques de un relé electrónico queda reflejado las pocas diferencias sobre el esquema básico de un relé de protección, excepto la inclusión de etapas de amplificación.

### **Relevadores térmicos**

Se utilizan principalmente contra sobrecargas y se aplican en máquinas eléctricas con preferencia. Su misión es la de desconectar la máquina que protege antes de que sus devanados alcancen una temperatura perjudicial para su aislamiento. Constan de una *imagen térmica* del elemento que han de proteger, es decir, de un dispositivo cuya *ley de calentamiento* sea similar a la del objeto protegido.

### **Relevadores Diferenciales**

Los dispositivos de protección como relevadores, interruptores termo magnéticos y fusibles son los elementos del sistema eléctrico que actúan cuando se presenta una condición anormal de funcionamiento o una falla. Estos dispositivos se agrupan en esquemas o sistemas de protección para dar seguridad, selectividad, rapidez y precisión en esos momentos de mal funcionamiento o falla. Para que el sistema de protección cumpla con este objetivo los dispositivos que lo integran necesitan de una coordinación y ajustes adecuados, de acuerdo con los tipos y niveles de falla que se presentan en el sistema eléctrico. Los relevadores diferenciales toman una variedad de formas que dependen del equipo al que van a proteger. [2]

La definición de un relevador semejante es “uno que funciona cuando el vector diferencia de 2 o más magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada.

Una ventaja que tiene es que casi cualquier tipo de relevador, depende de la forma de conectarse, puede hacerse que funcione como un relevador diferencial.

La mayoría de las aplicaciones de un relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente.

La forma más extensamente utilizada de un relevador diferencial es la del tipo porcentual también llamadas protecciones diferenciales compensadas. La ventaja de este relevador es que es menos probable que funcione con menor corrección que un relevador de sobrecorriente conectado diferencialmente, cuando ocurre un cortocircuito externo a la zona protegida.

Los relevadores diferenciales de tanto por ciento pueden aplicarse a elementos de sistema que tienen más de 2 terminales, en donde cada bobina de retención tiene el mismo número de espiras y cada bobina de funcionamiento produce un par de retención diferente.

Los relevadores diferenciales de tanto por ciento son en general instantáneo o de alta velocidad.

Existen varios tipos de arreglos de relevadores diferenciales, uno de estos utiliza un relevador direccional, otro tiene retención adicional obtenida de armónicas y de la

componente de CD de la corriente diferencial, otro tipo utiliza un relevador de sobretensión en lugar de un relevador de sobrecorriente en el circuito diferencial.

Ha habido gran actividad en el desarrollo de relevadores diferenciales porque esta forma de relevador es la más selectiva de todos los tipos de relevadores convencionales. [2]

## **2.12 Protección por Relevadores.**

La protección con relevadores se refiere a un sistema de equipos que miden y comparan las cantidades en el Sistema Eléctrico de Potencia para originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento cuando este empieza a funcionar de forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del sistema.

Los relevadores normalmente responden a señales de tensión, corriente o frecuencia del sistema y a la acción instantánea entre ellas, a los cambios de magnitud y dirección, así como al índice de cambio de estas cantidades.

Los sistemas de protección por relevadores incluyen desde luego a los relevadores, los dispositivos sensores y los elementos auxiliares de suministro de corriente directa. El sistema de protección está ayudado, en esta área, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los manda. Estos interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barra colectora, línea de transmisión, etc. pueda desconectarse por completo del sistema. [1,2]

## **2.13 Estructura de un Sistema de Protección**

La gran importancia de la función realizada por el sistema de protección hace aconsejable dotarlo de una estructura que impida que el fallo de cualquiera de sus equipos deje desprotegido al SEP lo que desencadena en consecuencias indeseables. Lo primero es determinar la configuración del SEP y a partir de esto se debe decidir el esquema de protección por relevadores que considere al SEP adecuadamente protegido.

Un análisis técnico aconsejaría cubrir mediante equipos de respaldo el posible fallo de los equipos de protección principales. Sin embargo, consideraciones de tipo económico hacen inviable la utilización de equipos de respaldo en los casos en que la experiencia muestra que la probabilidad de producirse una falla es mínima.

Desde el punto de vista de la protección se puede decir que básicamente existen dos tipos:

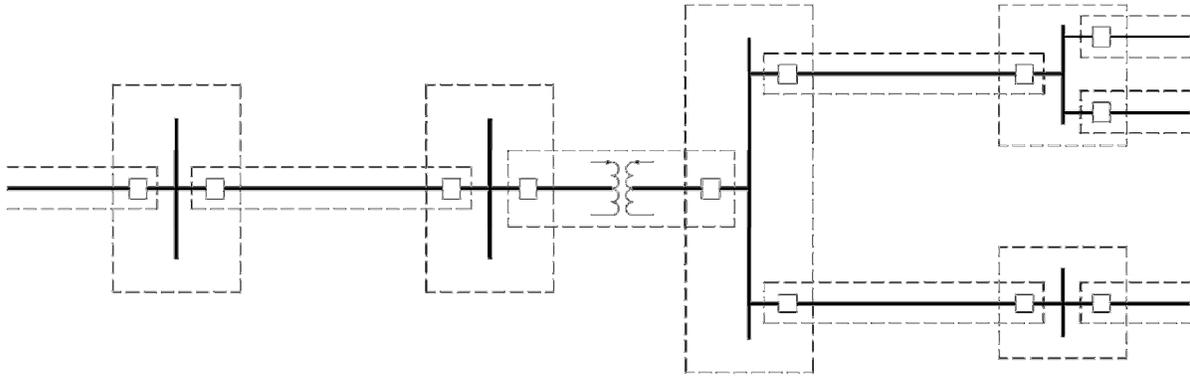
1. Protección primaria.
2. Protección de respaldo.

### **2.13.1 Protección primaria**

Corresponde al esquema de relevadores cuya función primordial es proteger las principales componentes del SEP, desconectando cuando se presenta un disturbio la menor cantidad posible de elementos.

Con el fin de optimizar sus prestaciones, el SEP se divide en zonas de protección primaria definidas en torno a cada elemento importante. Cada zona se traslapa con sus adyacentes con el fin de que no se produzcan zonas muertas no cubiertas por protecciones primarias. El traslape entre dos zonas se establece alrededor del interruptor común a ambas que sirve de separación entre los dos elementos contiguos correspondientes.

Cuando se produce una falla en el interior de una zona las protecciones primarias correspondientes deben disparar los interruptores pertenecientes a la misma pero solamente éstos y ninguno más debe ser disparado para despejar la falla. Únicamente en el caso, poco probable pero posible, de que la falla se produzca en la zona traslapada, la actuación de las protecciones primarias pueden llevar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para aislar la falla.



**Figura 11. División de la protección primaria.**

### **2.13.2 Protección de respaldo**

Son aquellas que deben de despejar la falla solamente en el caso que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes. Por esta razón es muy importante independizar entre si las causas de fallo de la protección principal y de respaldo, de tal forma que nada que pueda producir el fallo de la protección principal sea capaz también de provocar el fallo de la protección de respaldo.

Las protecciones de respaldo deben actuar con retardo en tiempo con respecto a las principales con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan actuar. Una vez que se haya producido esta actuación, las protecciones de respaldo deben ser reinicializadas con el fin de impedir innecesarias aperturas de interruptores.

Finalmente, es necesario que una misma protección puede desempeñar funciones de protección primaria para un determinado elemento y, al mismo tiempo, funciones de protección de respaldo para otro elemento. Así mismo, cuando las protecciones primarias se encuentran fuera de servicio debido a tareas de reparación o mantenimiento, las protecciones de respaldo correspondientes se convierten en protección primaria frente a fallas que puedan producirse. [1,2]

### **2.14 Características funcionales de un sistema de protección.**

Un Sistema de Protección debe tener varias características de comportamiento para que pueda asegurar el cabal cumplimiento de sus funciones, en conjunto así como cada una de las protecciones que lo componen deben satisfacer las siguientes funciones.

## **Sensibilidad**

Es la capacidad de detectar una falla por muy pequeña o incipiente que sea. La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario.

- Ω Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.
- Ω Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan la situación de falla de las situaciones normales de operación.

Las “condiciones límite” son un concepto más amplio que el de “valores límite” ya que, en muchas ocasiones, el solo conocimiento de una magnitud no basta para determinar si ha sido alcanzado como consecuencia de una situación anómala de funcionamiento o el resultado de una incidencia normal dentro de la explotación del sistema.

Tal es el caso, por ejemplo, de la energización de un transformador de potencia. La conexión del primario a la red origina una fuerte intensidad de vacío, denominada *Corriente Inrush*, que si se analiza única y exclusivamente desde el punto de su elevado valor puede llevar a interpretaciones erróneas. Un análisis más amplio, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el súbito incremento de la corriente es debido a la energización del transformador o ha sido originada por una situación de falla.

## **Selectividad**

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de la falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera del área de vigilancia y, en consecuencia, dar la orden de disparar los interruptores automáticos que controla.

Tan importante es que la protección actúe cuando tiene que actuar como que no actúe cuando no tiene que actuar. Si la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio a un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla.

## Rapidez

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápido posible. La necesidad de tener una rápida respuesta está relacionada con la minimización de los daños con la falla relacionada.

La rapidez con la que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

Sin embargo, un despeje óptimo de la falla no implica que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

1. Protecciones Instantáneas:

Son aquellas que actúan tan rápido como es posible debido a que la falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad si el tiempo de despeje es menor de dos a tres ciclos, se denomina a la protección de alta velocidad.

2. Protecciones de tiempo diferido o con retraso en tiempo.

Son aquellas en las que se retrasa el inicio de maniobra de apertura de interruptores una vez que se ha tomado la decisión de operar. Este retraso facilita la coordinación entre protecciones.

## Fiabilidad

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y corrientes transitorias que puedan perjudicar la capacidad de detección de la falla. Esto significa que la protección debe responder con efectividad ante cualquier situación que se produzca.

No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando continuamente y la respuesta de esta puede ser tanto de actuación como de no actuación.

## Seguridad

Seguridad significa que no deben producirse actuaciones innecesarias ni omitirse actuaciones necesarias, aun cuando en condiciones de falla se produzcan tensiones y

corrientes transitorias, las cuales puedan ocasionar errores en la discriminación de la falla dentro de la zona de protección.

Aunque una protección a lo largo de su vida útil va actuar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que va operar correctamente aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última vez que lo hizo.



### 3. PROTECCIÓN DIFERENCIAL A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En contraste con los Generadores, en los que pueden surgir muchas circunstancias anormales, los transformadores solo se ven afectados por fallas de cortocircuitos entre fases o a tierra en los arrollamientos o en las terminales del transformador, y los cortocircuitos entre vueltas del arrollamiento de una fase. Entre los regímenes anormales de operación están: sobrecorrientes debidas a sobrecargas o cortocircuitos externos, y las sobretensiones. [6,2]

Se recomienda que, para un transformador, la protección provoque el disparo instantáneo de todos los interruptores del transformador en caso de falla interna (protección primaria), y que también desconecte el transformador en caso de cortocircuito externo, a modo de respaldo. Por lo general no se requiere protección externa contra sobrecarga, pues el transformador tiene una protección inherente. Las sobretensiones sostenidas pueden ser dañinas para los transformadores, sobre todo si sobrepasan el valor de saturación, pero casi nunca se requiere dotar al transformador de una protección contra ellos, pues está incluida en los equipos de regulación y control del sistema. [6]

En la práctica no está previsto el relevador de protección contra circuitos abiertos debido a que estos en si no son perjudiciales. Resta, entonces, solo la protección contra cortocircuito en los transformadores o en sus conexiones, y la protección de respaldo contra falla externa. [2]

#### 3.1 Protección diferencial

Para la detección de fallas se utiliza el principio diferencial, éste permite determinar la diferencia en las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Para ello se debe medir la corriente de cada fase a la entrada y la salida del elemento constituyendo una protección diferencial (87). Asimismo, la diferencia de la corriente residual con la

corriente en el neutro puesto a tierra del elemento permite una protección diferencial restringida a tierra. [2,3]

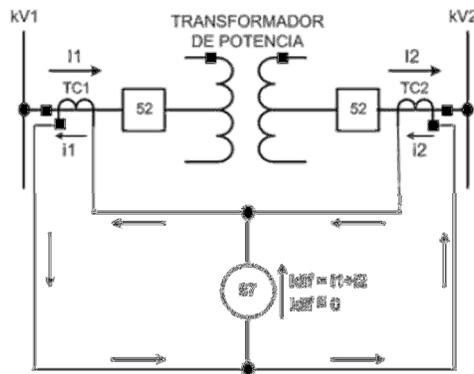


Figura 12. Esquema de la Protección Diferencial.

Su aplicación tiene pocas limitaciones, siendo la principal de ellas, la distancia que separa a los transformadores de corriente, ya que mientras más separados se encuentren, mayor será la carga que representan los conductores de interconexión. Por razones prácticas y económicas, el relevador diferencial se usa para la protección de máquinas síncronas y asíncronas, transformadores de potencia, barras de subestaciones y líneas cortas, siempre que su potencia sea importante. (Usualmente sobre unos 5 a 8 MVA).

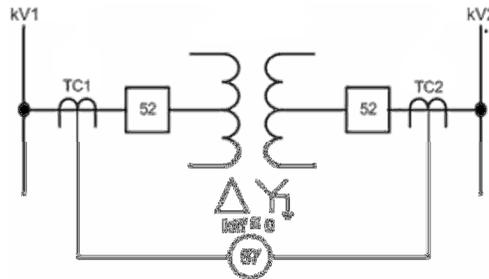
La protección diferencial, por lo tanto, resulta ser eminentemente selectiva, ya que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. [3,4]

Los transformadores tienen algunas peculiaridades que deben tenerse en cuenta para la aplicación de protecciones diferenciales. Estas son:

- Hay diferencias de fase entre las corrientes en transformadores con conexión  $\Delta$ -Y.
- Tienen distintos niveles de tensión, lo que implica que los TC's pueden ser de distinto tipo, y tener relaciones de transformación y características distintas.
- Puede no haber concordancia entre las relaciones de transformación de los TC's disponibles y la del transformador protegido.
- La relación de transformación puede ser variable para fines de regulación de tensión.

- e) La corriente Inrush del transformador puede tener un valor transitorio alto, en algunos casos, la protección puede interpretar erróneamente como indicativo de una falla interna.[6]

Los relevadores de protección diferencial de porcentaje con restricción han estado en servicio por muchos años. La Figura 13 muestra un típico diagrama de una conexión de un relevador diferencial. Los elementos diferenciales comparan una corriente de funcionamiento con una corriente de restricción.



**Figura 13. Diagrama de una conexión de un relevador diferencial.**

La corriente de funcionamiento (también llamada corriente diferencial),  $I_{dif}$ , se puede obtener a partir de la suma fasorial de las corrientes que entran al elemento protegido.

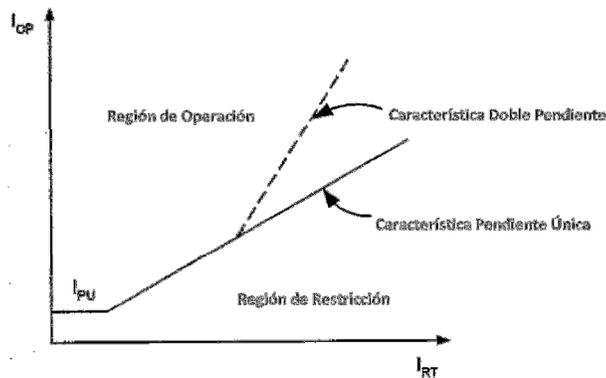
$$I_{dif} = |I_1 + I_2| \quad (3.1)$$

$I_{dif}$  es proporcional a la corriente de falla de los fallos internos y se aproxima a cero para cualquier operativo en condiciones ideales.

El relevador diferencial genera una señal de disparo si la corriente de funcionamiento  $I_{dif}$  es mayor que un porcentaje de la corriente de restricción  $I_{RT}$ :

$$I_{dif} > SLP \cdot I_{RT} \quad (3.2)$$

La Figura 14 muestra la característica del funcionamiento de un relevador diferencial. Esta consiste en una línea recta con una pendiente igual a (SLP) y una línea recta horizontal que define la corriente mínima de arranque ( $I_{PU}$ ) del relevador. La región de operación del relevador se encuentra por encima de la pendiente característica (3.2) y la región de restricción es inferior a dicha pendiente. [7]



**Figura 14. Característica de operación de un relevador diferencial.**

Los relevadores diferenciales actúan bien para las fallas externas dependiendo que tan bien el TC's reproduce las corrientes primarias correctamente. Cuando uno de los TC's se satura o los dos se saturan a diferentes niveles, la corriente de operación falsa aparece en el relevador diferencial y podría causar su mal funcionamiento. Algunos relevadores diferenciales usan componentes armónicas causadas por saturación TC para añadir restricción y evitar malas operaciones. Además, la pendiente característica del relevador diferencial ofrece mayor seguridad ante fallas externas con saturación TC. Una característica variable de porcentaje o de doble pendiente, aumenta aún más la seguridad de relevos para TC pesados en saturación. La Figura 14 muestra esta característica con la línea punteada. [7]

La saturación del TC es solo una de las causas de una falsa corriente de funcionamiento en relevadores diferenciales. En el caso de las aplicaciones del transformador de potencia, otras posibles fuentes de error son las siguientes:

- Ω Falta de correspondencia entre la proporción del TC y la proporción del transformador de potencia.
- Ω Proporción variable del transformador de potencia causada por un cambiador de taps.
- Ω Desplazamiento de fase entre las corrientes del transformador de potencia, primaria y secundaria para las conexiones delta-estrella
- Ω Corrientes Inrush de entrada creado por los transitorios de transformadores por la energización, recuperación de la tensión después de la eliminación de una falla externa o la energización de un transformador en paralelo.
- Ω Corrientes altas de excitación causada por la sobrecitación del transformador.

La característica de porcentaje de retención de relevador normalmente resuelve los dos primeros problemas. Una correcta conexión de los TC's o la emulación de una conexión de un relevador digital aborda el problema de cambio de fase. Un problema complejo es discriminar la corriente de falla interna de las corrientes diferenciales falsas causada por la corriente Inrush y la sobrecitación del transformador. [7]

### 3.2 Protección diferencial porcentual

Para proveer alta sensibilidad en condiciones de falla interna y alta seguridad de bloqueo en condiciones de falla externa, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje. [5]

El elemento de medida de estos relevadores compara las corrientes que entran con las que salen del equipo de tal manera que cuando la diferencia entre éstas alcance un valor igual o superior a un porcentaje dado de la corriente menor, el torque de operación es mayor que el de retención, produciendo la operación del relevador.

Por ejemplo, en la Figura 15, las corrientes secundarias  $I_1$  e  $I_2$  son iguales, la corriente diferencial  $I_{dif}$ , es igual a cero y por lo tanto, el torque de operación es igual a cero, mientras que el torque de retención es máximo con las dos corrientes en el sentido indicado y con el mismo valor. En condiciones de falla interna, las corrientes  $I_1$  e  $I_2$  cambian, por lo general, en magnitud y fase; la corriente diferencial aumenta, por lo que la bobina de operación produce torque en el sentido de cerrar los contactos del relé. El torque de retención disminuye ya que a lo menos una de las corrientes baja significativamente su valor.

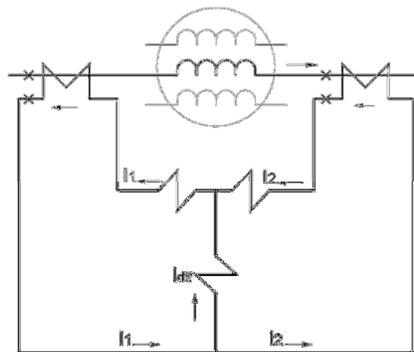


Figura 15. Diagrama del circuito de un relevador diferencial de porcentaje.

En resumen, en condiciones de falla el torque de operación se hace mayor que el de retención produciéndose la operación de la protección. [4]

La representación gráfica de la operación de los relevadores de porcentaje está dada por su pendiente y una corriente mínima de operación (sensibilidad), como se muestra en la Figura 16. Además la protección diferencial porcentual incorpora un frenado que está en función de la magnitud de corriente que circula en los devanados. [5]

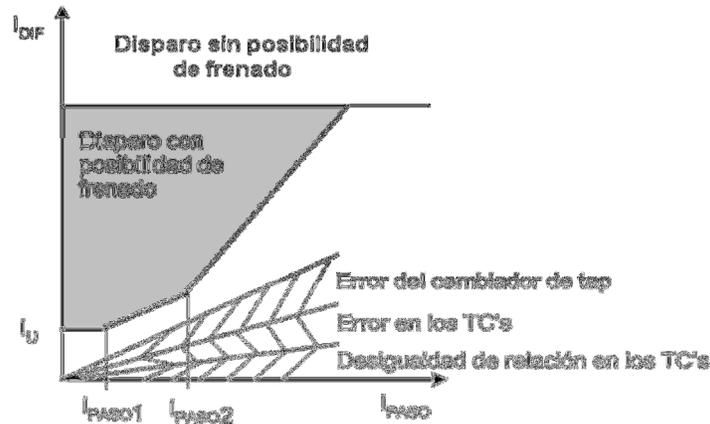


Figura 16. Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje.

Para el análisis de la operación del relevador se observan tres conceptos básicos, la sensibilidad, primera pendiente y segunda pendiente.

### Sensibilidad

Es la corriente mínima de operación ( $I_U$ ) y su función principal es compensar las diferencias y errores de los TC's (10%), corrientes de excitación (3%) y el propio error del relevador (3%), que hacen que exista una pequeña corriente diferencial. El valor recomendado es 0.3 veces la corriente.

### Primera pendiente

Está definida por un punto inicial ( $I_{PASO1}$ ) y una pendiente ( $\alpha 1\%$ ). Esta primera pendiente tiene como objeto compensar corrientes diferenciales debidas al cambiador de taps y a los errores de los TC's. La pendiente se selecciona de modo que queden cubiertos el error de transformación de los TC's y el producido por el cambio de relación de transformación nominal debido al cambio de taps. La corriente de paso  $I_{PASO1}$ , se recomienda ajusta a  $0.3I_n$ , teniendo en cuenta que cuanto más bajo se ajuste, menor tendencia tendrá a disparar erróneamente.

## Segunda pendiente

Está definida por un punto inicial ( $I_{\text{paso}2}$ ) y una pendiente ( $\alpha 2\%$ ). La segunda pendiente tiene como objeto proteger de la saturación de los TC's, que pueden hacer que ante una falla externa con intensidades de corriente muy grandes se dé un disparo del relevador, por la presencia de una falsa corriente diferencial debido a la saturación de uno o ambos TC's. La corriente de paso ( $I_{\text{paso}2}$ ), se recomienda ajustarla a  $3I_n$ . La pendiente 2 se ajusta por lo menos a un 60%. [11]

### 3.3 Sistema de Prueba.

Para ejemplificar lo anterior se utiliza un transformador trifásico con una potencia de 100 MVA, 230/13.8 kV, conexión delta – estrella, con los TC's correspondientes para lado primario y secundario.

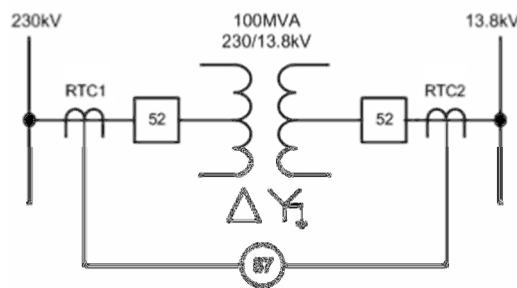


Figura 17. Transformador trifásico conexión delta - estrella.

El primer paso es determinar las corrientes del primario y secundario del transformador, para ello se utilizaron las siguientes ecuaciones.

$$I_{N1} := \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{N1}} = 251.022 \quad (3.1)$$

$$I_{N2} := \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{N2}} = 4.184 \times 10^3 \quad (3.2)$$

Corrientes del secundario del transformador.

$$I_a := \text{PaR}(4168.72, 29.31) = 3.635 \times 10^3 + 2.041i \times 10^3 \quad I_b := \text{PaR}(4170.71, -90.4) = -29.117 - 4.171i \times 10^3$$

$$I_c := \text{PaR}(4172.43, 149.3) = -3.588 \times 10^3 + 2.13i \times 10^3$$

Corrientes del lado primario del transformador, obtenidas a partir de las corrientes del secundario.

$$IA := RaP(IA1) = (250.222 \text{ "<" } -0.71)$$

$$IB := RaP(IB1) = (249.817 \text{ "<" } -120.537)$$

$$IC := RaP(IC1) = (250.672 \text{ "<" } 119.457)$$

Ahora se determina las corrientes de los TC's de ambos lados del transformador utilizando la relación de transformación de cada uno de ellos. Hay que tener en cuenta que para que la protección diferencial sea correcta la diferencia entre las corrientes de los TC's del primario y secundario deben ser lo más aproximadas a cero, buscando que esta condición se cumpla la corriente del TC secundario se ajusta al multiplicarla por un factor especificado en el anexo 1.

Corrientes del TC del primario del transformador.

$$iA := RaP(iA1) = (5.004 \text{ "<" } -0.71)$$

$$iB := RaP(iB1) = (4.996 \text{ "<" } -120.537)$$

$$iC := RaP(iC1) = (5.013 \text{ "<" } 119.457)$$

Corrientes del TC del lado secundario

$$ia2 := RaP(ia21) = (4.963 \text{ "<" } 29.31)$$

$$ib2 := RaP(ib21) = (4.965 \text{ "<" } -90.4)$$

$$ic2 := RaP(ic21) = (4.967 \text{ "<" } 149.3)$$

Ajuste de la corriente multiplicada por el factor

$$ia := RaP(ia1) = (5.004 \text{ "<" } -0.71)$$

$$ib := RaP(ib1) = (4.996 \text{ "<" } -120.537)$$

$$ic := RaP(ic1) = (5.013 \text{ "<" } 119.457)$$

Por último se verifico que la corriente diferencial que pasa por el relevador sea mínima o igual a cero, garantizando que, para condiciones normales de operación del transformador el relevador no va a enviar señal de disparo.

$$IreleA := RaP(IreIA) = (0 \text{ "<" } 171.557)$$

$$IreleB := RaP(IreIB) = (0 \text{ "<" } 63.435)$$

$$IreleC := RaP(IreIC) = (0 \text{ "<" } -75.964)$$

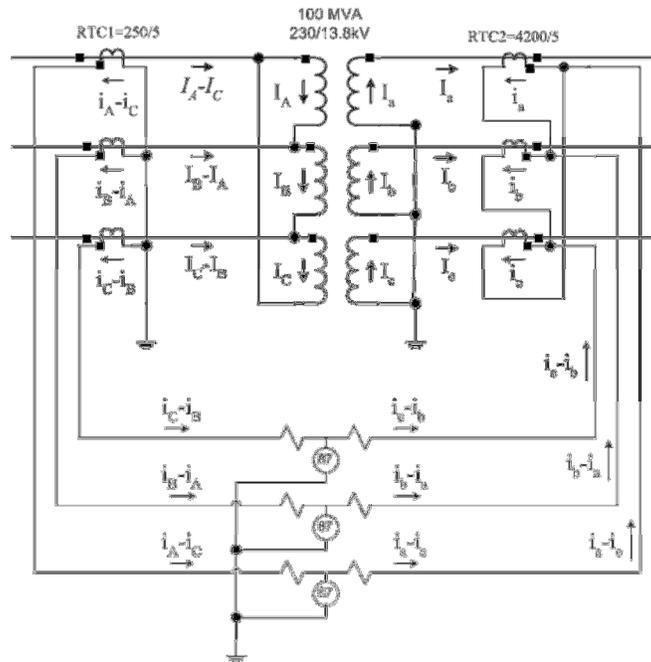
Los datos aquí mostrados son resultado de ecuaciones que están contenidas en el Anexo A.1.

### **3.4 Protección diferencial porcentual trifásica.**

Como se pudo observar en el sistema de prueba analizado, en los transformadores con conexiones estrella-delta y delta-estrella, se presentan defasamientos entre las corrientes del primario y las corrientes del lado secundario, para compensar dichos defasamientos normalmente los TC's se conectan de manera inversa a la conexión del transformador de potencia, es decir, si el primario del transformador está conectado en delta, los TC's se conectan en estrella y si el secundario está en estrella, los TC's se conectan en delta. Otro punto importante es para lograr la igualación o una mínima corriente diferencial en las corrientes que llegan al relevador, es necesario que los TC's tengan una relación de transformación determinada, lo cual a veces no es factible y en ocasiones es necesario conectar TC's auxiliares o disminuir la sensibilidad del relevador para que la pequeña corriente diferencial sea menor a la corriente umbral del relevador.

Con los relevadores digitales, los TC's pueden conectarse en estrella a ambos lados del transformador; los defasamientos y los errores por diferencia en relaciones de transformación de los TC's, se compensan internamente ya que el algoritmo de protección del relevador, calcula algunos factores de compensación para referir las corrientes del secundario, al primario y de esta manera elimina los defasamientos existentes y también reduce la corriente diferencial presente debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's.[5]

A continuación se crea la doble pendiente característica de la protección diferencial porcentual, basándose en ecuaciones para encontrar las coordenadas que definan tanto las corrientes de paso como las corrientes diferenciales, dichas ecuaciones se encuentran contenidas en el Anexo A.2. En la figura 18 se muestra la conexión de un sistema de protección diferencial porcentual, la ubicación de los TC's y del relevador en torno al transformador de potencia, así como las corrientes que pasan por cada uno de los elementos.



**Figura 18. Protección diferencial de un transformador trifásico.**

Como primer paso se define la sensibilidad, que es la corriente mínima de operación del relevador. Siguiendo con las corrientes diferenciales se calcula la primera pendiente así como la corriente diferencial de disparo sin posibilidad de frenado, tomando como corriente del nominal del relevador 5 A., 5% como el tap máximo y -5% como el tap mínimo y 10 veces la corriente nominal como valor de corriente Inrush.

Se parte de las corrientes del secundario de los TC's para obtener las coordenadas de la corriente diferencial sobre el eje Y que definan la sensibilidad, primera pendiente y corriente diferencial de disparo sin posibilidad de frenado.

$$\text{Intc1} := 5.0204$$

$$\text{Intc2} := 4.9806$$

Coordenadas de las corrientes diferencial.

$$\text{Sensi} := 1.506$$

$$\text{PrimPen} := 3.012$$

$$\text{Dif\_inst} := 50.061$$

Ahora se calcula para el eje X la corriente de paso con los puntos  $I_{\text{paso1}}$ ,  $I_{\text{paso2}}$ ,  $I_{\text{pasofin}}$  así como  $I_{\text{pasofinal}}$ , de esta manera queda definida la doble rampa de la protección diferencial porcentual.

$$I_{\text{paso1}} := 7.076$$

$$I_{\text{paso2}} := 15.061$$

$$I_{\text{pasofin}} := 83.351$$

$$I_{\text{pasofinal}} := 109$$

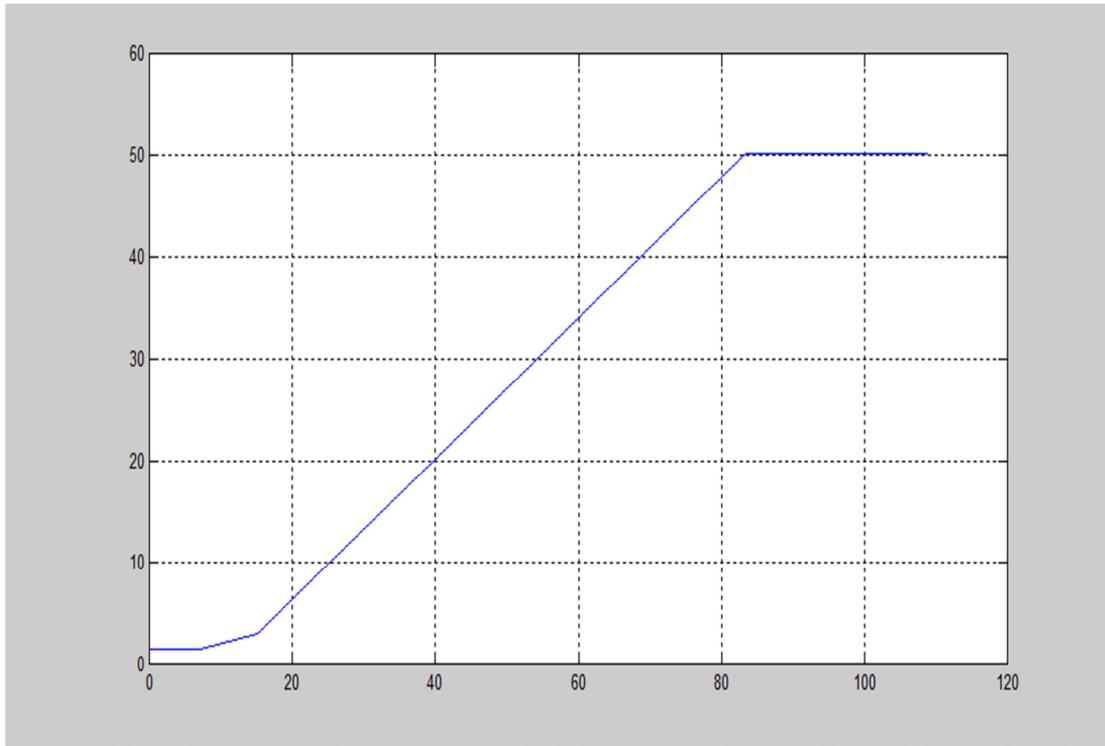
Donde  $\alpha_1$  considera el error por cambiador de tap, 10% error en los TC's, 3% corriente de excitación y 3% error de medida del relevador y  $\alpha_2$  se le asigna el 60% recomendado:

$$\text{error\_camb} := 5.284$$

$$\alpha_1 := \text{error\_camb} + 10 + 3 + 3 = 21.284$$

$$\alpha_2 := 60$$

De tal forma que la gráfica de protección diferencial porcentual queda de la siguiente manera.



**Figura 19. Grafica protección diferencial porcentual.**

### 3.5 Condición del sistema con falla externa monofásica.

Haciendo uso de una función creada en Matlab se desarrolló una simulación en la que se muestra al transformador con una falla externa monofásica del lado secundario. La protección que proporciona el relevador diferencial no debe de ordenar el disparo del interruptor ya que la falla se encuentra fuera de su zona de protección.

Corrientes del primario y secundario del transformador considerando la falla externa.

$$\begin{aligned}
 I_a &:= \text{PaR}(81980.81, 18.55) = 7.772 \times 10^4 + 2.608i \times 10^4 & I_A &:= \text{RaP}(IA1) = (2.936 \times 10^3 \text{ "<" } 16.415) \\
 I_b &:= \text{PaR}(4169.51, -90.4) = -29.108 - 4.169i \times 10^3 & I_B &:= \text{RaP}(IB1) = (2.89 \times 10^3 \text{ "<" } -158.741) \\
 I_c &:= \text{PaR}(4168.66, 149.3) = -3.584 \times 10^3 + 2.128i \times 10^3 & I_C &:= \text{RaP}(IC1) = (250.522 \text{ "<" } 119.447)
 \end{aligned}$$

Corriente en el secundario de los TC's de ambos lados del transformador.

$$i_A := \text{RaP}(i_{A1}) = (58.724 \text{ "<" } 16.415)$$

$$i_a := \text{RaP}(i_{a1}) = (58.724 \text{ "<" } 16.415)$$

$$i_B := \text{RaP}(i_{B1}) = (57.801 \text{ "<" } -158.741)$$

$$i_b := \text{RaP}(i_{b1}) = (57.801 \text{ "<" } -158.741)$$

$$i_C := \text{RaP}(i_{C1}) = (5.01 \text{ "<" } 119.447)$$

$$i_c := \text{RaP}(i_{c1}) = (5.01 \text{ "<" } 119.447)$$

La diferencia entre estos valores determina la corriente que pasa a través del relevador diferencial.

$$\text{IreleA} := \text{RaP}(\text{IreleA}) = (1.589 \times 10^{-14} \text{ "<" } -153.435)$$

$$\text{IreleB} := \text{RaP}(\text{IreleB}) = (1.005 \times 10^{-14} \text{ "<" } 45)$$

$$\text{IreleC} := \text{RaP}(\text{IreleC}) = (1.256 \times 10^{-15} \text{ "<" } -45)$$

En este caso se observó que dicha corriente es diferente de cero, pero al obtener las corrientes diferenciales y de paso de cada una de las fases y ubicarlas dentro de la doble pendiente de la protección diferencial porcentual se puede apreciar que no hay disparo por parte del relevador.

Valores de las corrientes diferencial y de paso que determinan la operación del relevador.

Corriente de Paso

Corrientes Diferenciales

$$I_{pas\_a} := 58.7196$$

$$I_{dif\_a} := 0.0566$$

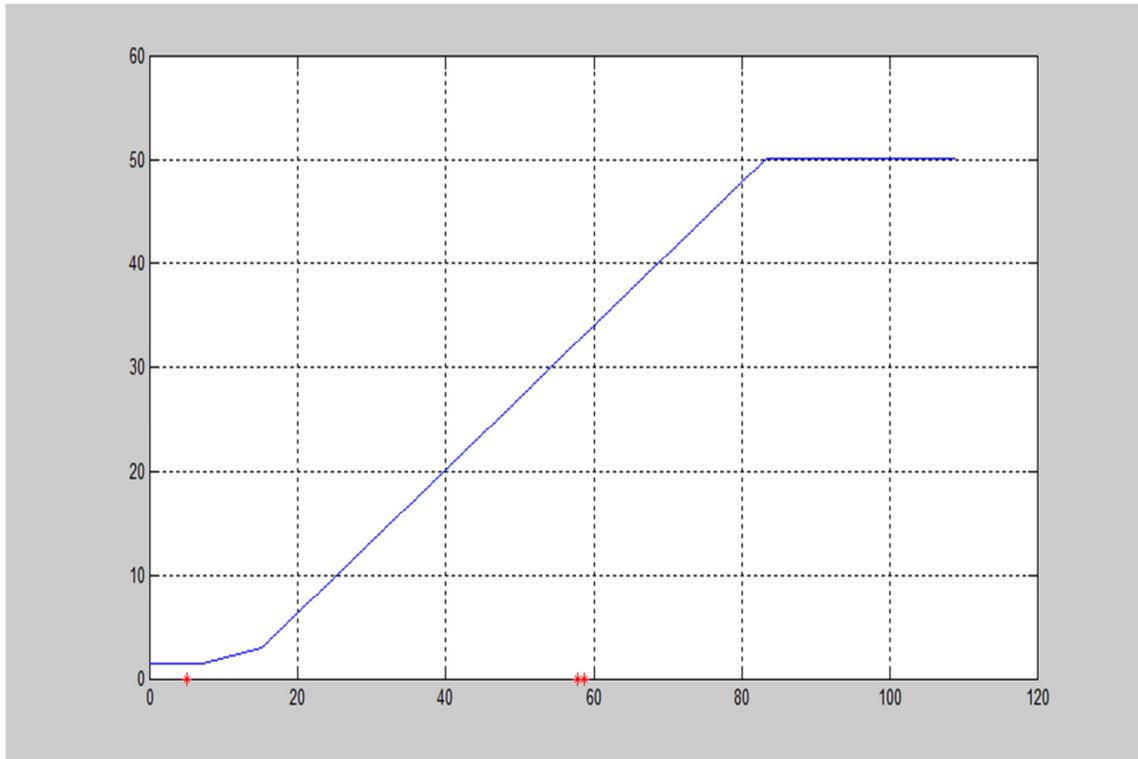
$$I_{pas\_b} := 57.8186$$

$$I_{dif\_b} := 0.0696$$

$$I_{pas\_c} := 5.0071$$

$$I_{dif\_c} := 0.0482$$

En la figura 20 se muestra la ubicación de las corrientes generadas a causa de la falla, se observa que se sitúan por debajo de la pendiente lo que significa que el relevador no envía señal de disparo al interruptor.



**Figura 20. Ubicación de la corriente de falla externa en la gráfica de la protección.**

### 3.5 Condición del sistema con falla interna monofásica.

En el siguiente caso se considera una falla monofásica interna, se toma la fase B para la prueba y se obtienen las siguientes corrientes en el primario y secundario del transformador.

$$I_a := \text{PaR}(4172.73, 29.34) = 3.637 \times 10^3 + 2.045i \times 10^3 \quad I_A := \text{PaR}(250.354, -1.049) = 250.312 - 4.583i$$

$$I_b := \text{PaR}(4092.11, -101.6) = -822.833 - 4.009i \times 10^3 \quad I_B := \text{PaR}(2937.39, -103.6) = -690.704 - 2.855i \times 10^3$$

$$I_c := \text{PaR}(4172.13, 149.3) = -3.587 \times 10^3 + 2.13i \times 10^3 \quad IC := \text{PaR}(289.19, 81.21) = 44.192 + 285.793i$$

Corrientes vistas por el TC del lado primario y secundario del transformador

$$i_A := \text{RaP}(i_{A1}) = (5.007 \text{ " < " } -1.049)$$

$$i_a := \text{RaP}(i_{a1}) = (5.006 \text{ " < " } -0.678)$$

$$i_B := \text{RaP}(i_{B1}) = (58.748 \text{ " < " } -103.6)$$

$$i_b := \text{RaP}(i_{b1}) = (5.209 \text{ " < " } -126.385)$$

$$i_C := \text{RaP}(i_{C1}) = (5.784 \text{ " < " } 81.21)$$

$$i_c := \text{RaP}(i_{c1}) = (4.664 \text{ " < " } 114.245)$$

Las corrientes diferenciales del relevador y las corrientes diferencial y de paso que condicionan el disparo del relevador.

$$I_{releA} := \text{RaP}(I_{releA}) = (0.032 \text{ " < " } -88.793)$$

$$I_{releB} := \text{RaP}(I_{releB}) = (53.983 \text{ " < " } -101.458)$$

$$I_{releC} := \text{RaP}(I_{releC}) = (3.158 \text{ " < " } 27.593)$$

Corriente de Paso

$$I_{pas\_a} := 5.006$$

$$I_{pas\_b} := 31.978$$

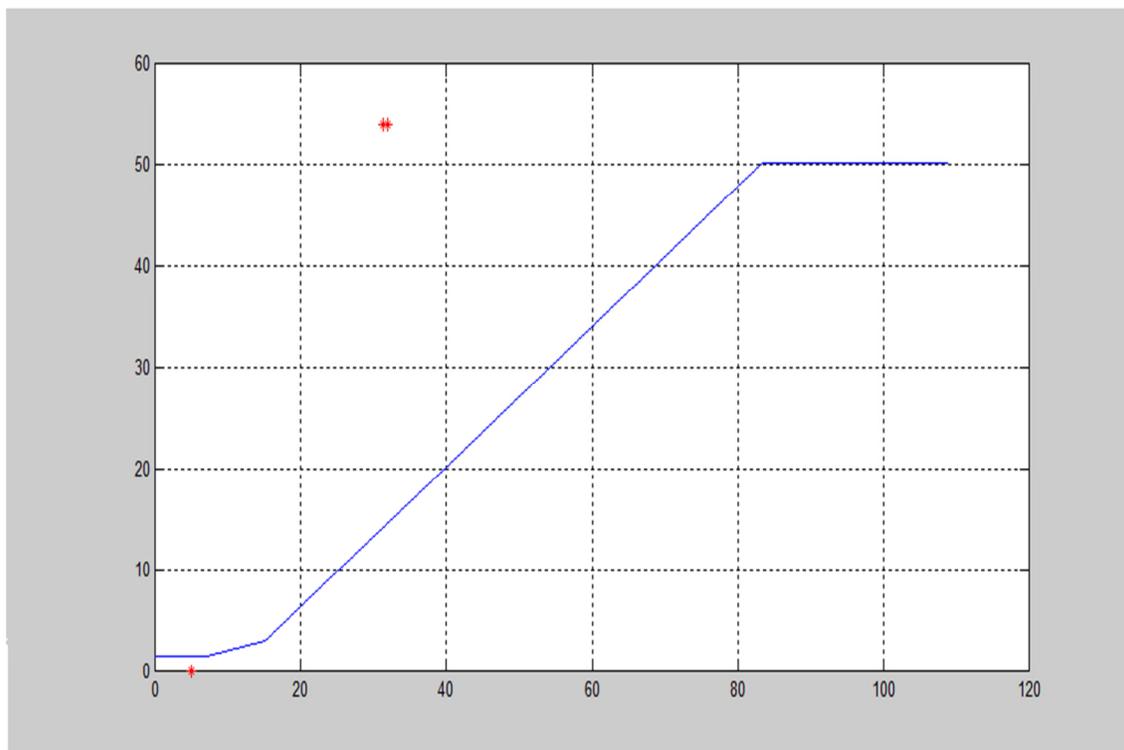
$$I_{pas\_c} := 31.269$$

Corrientes Diferenciales

$$I_{dif\_a} := 0.032$$

$$I_{dif\_b} := 53.982$$

$$I_{dif\_c} := 54.013$$



**Figura 21. Ubicación de la corriente de falla interna en la doble pendiente de la protección.**

En la Figura 21 se observa que en condiciones de falla interna las corrientes sobrepasan el límite del disparo con posibilidad de frenado, lo que provoca una acción inmediata por parte del interruptor.



### 4. PROGRAMACIÓN DE FUNCIONES EN MATLAB®

Para la simulación dentro del entorno de MatLab se crearon diversas funciones con el fin de obtener los datos necesarios que dieran como resultado el bloqueo u operación del relevador diferencial. Los scripts de las funciones descritas se encuentran contenidos en el Anexo B.

#### 4.1 Función de Transformadores de Corrientes (TC\_ideal\_v1)

##### **Descripción general.**

La primera función “TC\_ideal\_v1” no se utilizó para la creación de la interfaz ya que esta se encargaba de calcular las corrientes del secundario de los TC’s obtenidas a partir las corrientes del transformador, valores que posteriormente PSCAD generaba. Se utilizó esta función como parte de la simulación dentro de MatLab.

##### **Descripción de entradas.**

La función utiliza como variables de entrada la corriente de las tres fases tanto del primario como del secundario del transformador, así como la relación de transformación de los TC’.

##### **Descripción de salidas.**

Como variables de salida la función nos entrega las corrientes del lado secundario de los TC’s, sin la corrección de la corrientes del TC del lado secundario debido a la conexión.

## Diagrama de flujo.

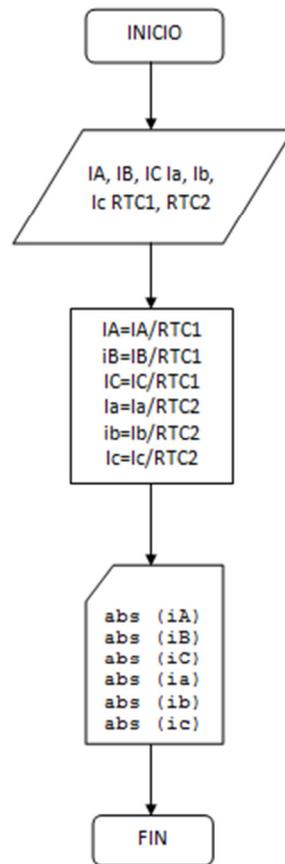


Figura 22. Diagrama de flujo de la función TC\_ideal\_v1.

## 4.2 Función de coordenadas de la zona de operación (CoorZonOp\_v1).

### Descripción General.

Esta función tiene la tarea de desarrollar la curva característica del relevador diferencial porcentual, se calcula la corriente de sensibilidad, primera pendiente, segunda pendiente,  $I_{paso1}$ ,  $I_{paso2}$ ,  $I_{pasofin}$  e  $I_{pasofinal}$ ; en la cual nos apoyamos para determinar las zonas de operación.

## Descripción de Entradas.

En esta función se necesitó de 8 variables estáticas, las cuales 6 de ellas son de las características del transformador de potencia, que son: potencia aparente(S), tensiones (VN1 Y VN2), cambiador de Taps (tap max y min) y la corriente de magnetización (Inrush). Las dos variables estáticas restantes son referidas a la relación de transformación de los TC'S (RTC1 y RTC 2).

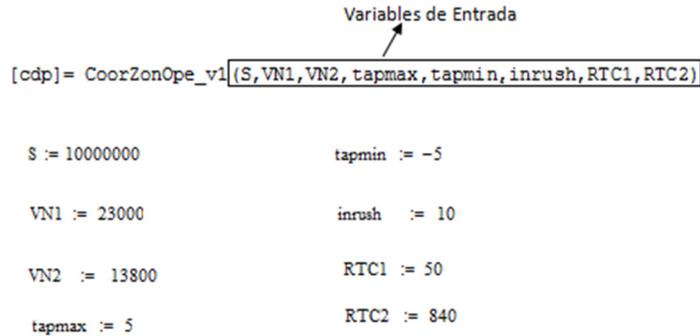


Figura 23. Ejemplo de variables de entrada.

## Descripción de Salidas.

Los valores de entrada, son utilizados por la función para realizar el cálculo que disparan variables de salida, estas se utilizan para formar la curva del relevador diferencial porcentual y se les asigna un nombre, sensibilidad, lpaso1, lpaso2, lpasofin, lpasofinal, primera pendiente y corriente sin posibilidad de frenado (Dif\_inst), el cual arroja una salida matricial de 5 filas ,2 columnas con el nombre cdp.

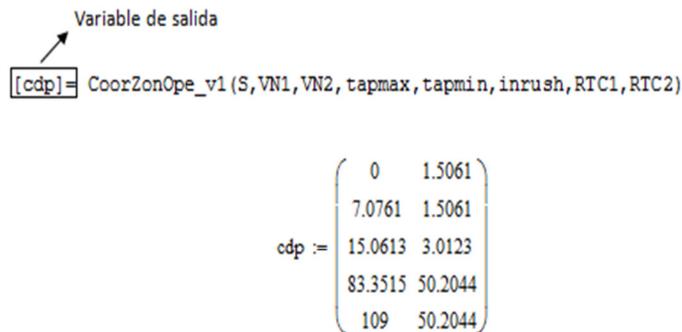


Figura 24. Ejemplo de variables de salida.

## Diagrama de Flujo

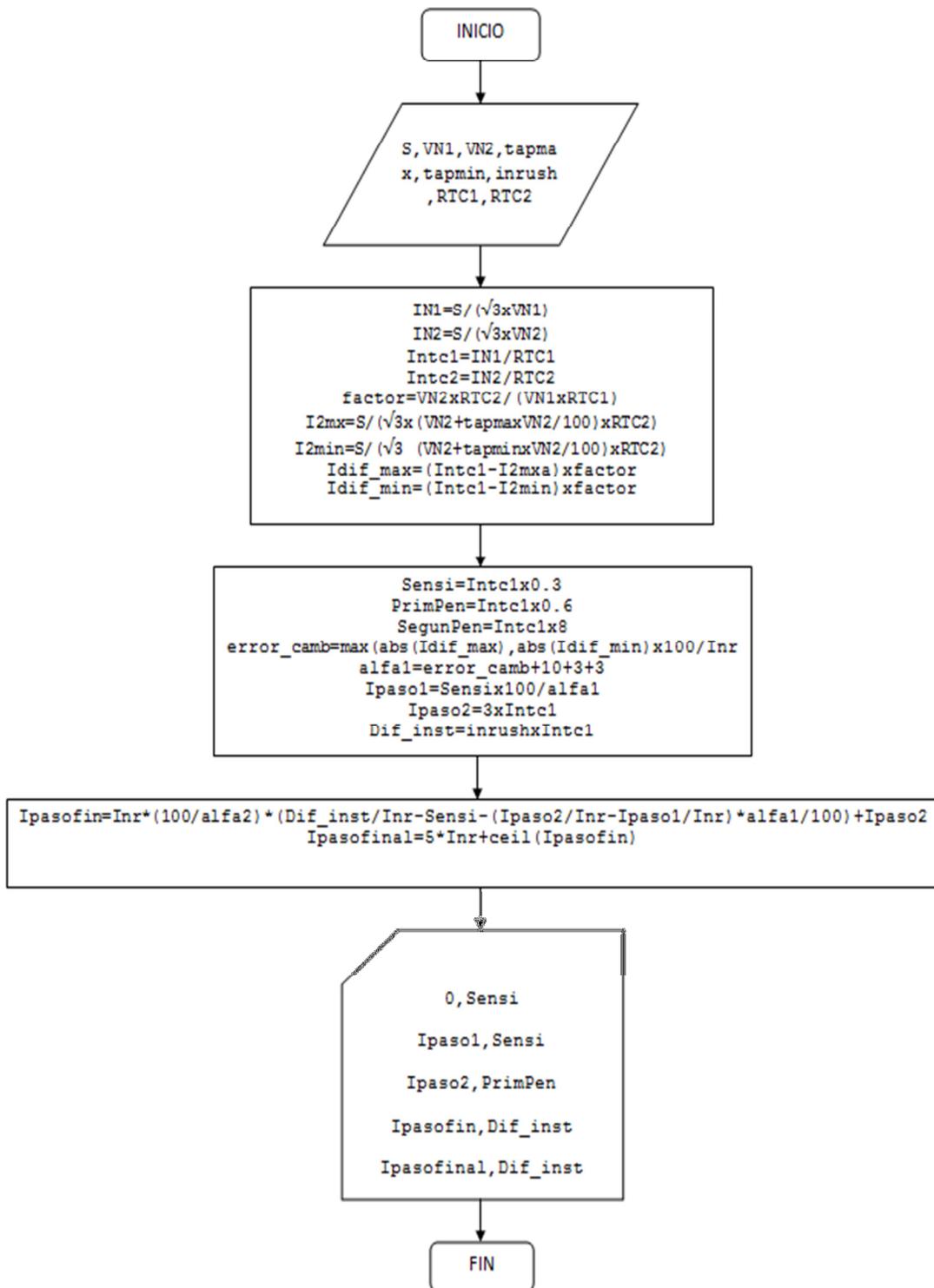


Figura 25. Diagrama de flujo de la función CoorZonOp\_v1

### 4.3 Función de corriente diferencial y de paso de la zona de operación (pasdif).

#### Descripción General

Esta función tiene la tarea de obtener las corrientes diferenciales y de paso de cada una de las fases del transformador de potencia, que provienen de los TC'S de lado secundario, el cual se utilizó para obtener una coordenada, de la cual, la I de paso se utilizó para el eje "x" y la I diferencial para el eje "y".

#### Descripción de Entradas

Necesito de 6 variables dinámicas y 4 estáticas, estas últimas se utilizaron para crear un factor de compensación debido a la conexión de los TC'S, de donde 2 son las tensiones del transformador de potencia (VN1 y VN2), y las dos sobrantes son la relación de transformación de los TC'S (RTC1 y RTC2). Las 6 variables dinámicas, provienen del lado secundario de los TC'S, los cuales tiene magnitud y sentido.

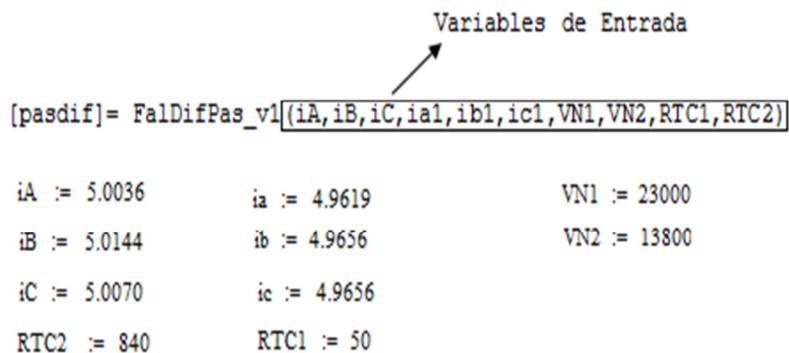


Figura 26. Ejemplo de variables de entrada.

#### Descripción de Salidas

Para obtener las variables de salida, primero se realizó una operación de las corrientes del lado secundario del transformador de potencia, debido al tipo de conexión de los TC'S, ya que estos se encuentran conectados en delta y las corrientes que pasan son de fase y se necesitan de línea, estas se obtuvieron con la diferencia de las fases. Estos resultados se multiplicaron por el factor de corrección. Para obtener la I de paso (I<sub>pas</sub>), se realizó una suma de corrientes y se dividió entre dos. La I diferencial (I<sub>dif</sub>) se obtuvo de la diferencia de corrientes de línea, lo anterior se utilizó para cada una de las

fases del transformador a las cuales se les llamo  $I_{pas\_a}$ ,  $I_{pas\_b}$ ,  $I_{pas\_c}$  e  $I_{dif\_a}$ ,  $I_{dif\_b}$ ,  $I_{dif\_c}$ . Como salida se obtiene una matriz de 3 renglones 2 columnas, con el nombre de  $pasdif$ .

Variable de salida  
 $[pasdif] = FalDifPas\_v1(iA, iB, iC, ia1, ib1, ic1, VN1, VN2, RTC1, RTC2)$

$$pasdif := \begin{pmatrix} 5.0032 & 0.0336 \\ 5.0087 & 0.0328 \\ 5.0068 & 0.0372 \end{pmatrix}$$

Figura 27. Ejemplo de variables de salida.

### Diagrama de Flujo

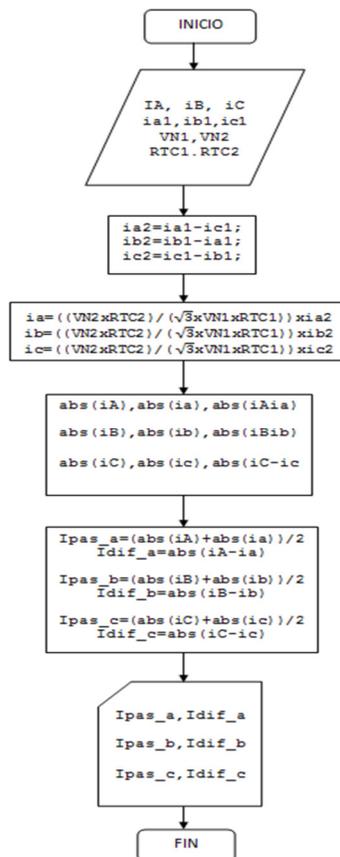


Figura 28. Diagrama de flujo de la función  $pasdif$ .

#### 4.4 Función de relevador diferencial porcentual (rele\_87p\_v1).

##### Descripción General

Esta función tiene la tarea de evaluar las coordenadas en la curva del relevador diferencial porcentual, en el cual solo se dará la zona de operación. Esto determinará la apertura del interruptor de potencia.

##### Descripción de Entradas

Para la cual se necesita una variable estática, producto de un arreglo matricial de 5 filas, 2 columnas, las cuales se tomaron de la función de coordenadas de la zona de operación. Posteriormente se tiene dos variables dinámicas las cuales pertenecen al arreglo matricial de 3 filas, 2 columnas que viene de la función de corriente diferencial y de paso de la zona de operación.

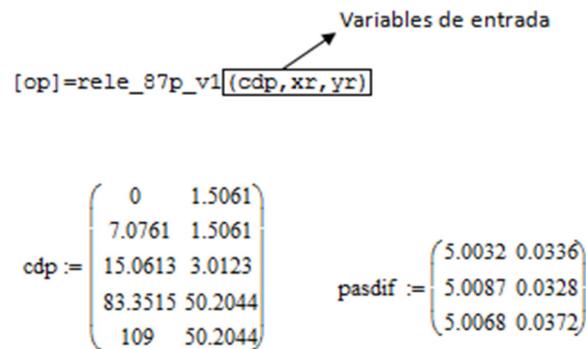


Figura 29. Ejemplo de variables de entrada.

##### Descripción de Salidas

Con las variables de entrada se realizó una comparación de las coordenadas contra la curva del relevador diferencial porcentual. A la curva del relevador diferencial porcentual se dividió en tres zonas de operación (zona 0, zona 1 y zona 2), a cada tipo de zona se le asignó un valor el cual hará que el interruptor desconecte al transformador del sistema eléctrico de potencia. La variable de salida se le da el nombre de op, de donde saldrá la zona de operación 0, 1 y 2.

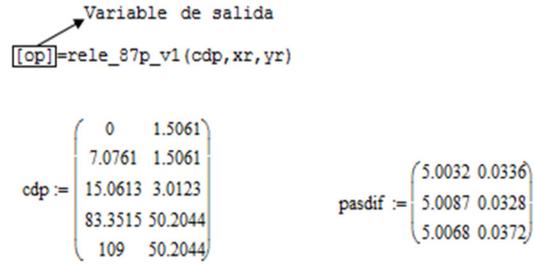


Figura 30. Ejemplo de variables de salida.

### Diagrama de flujo

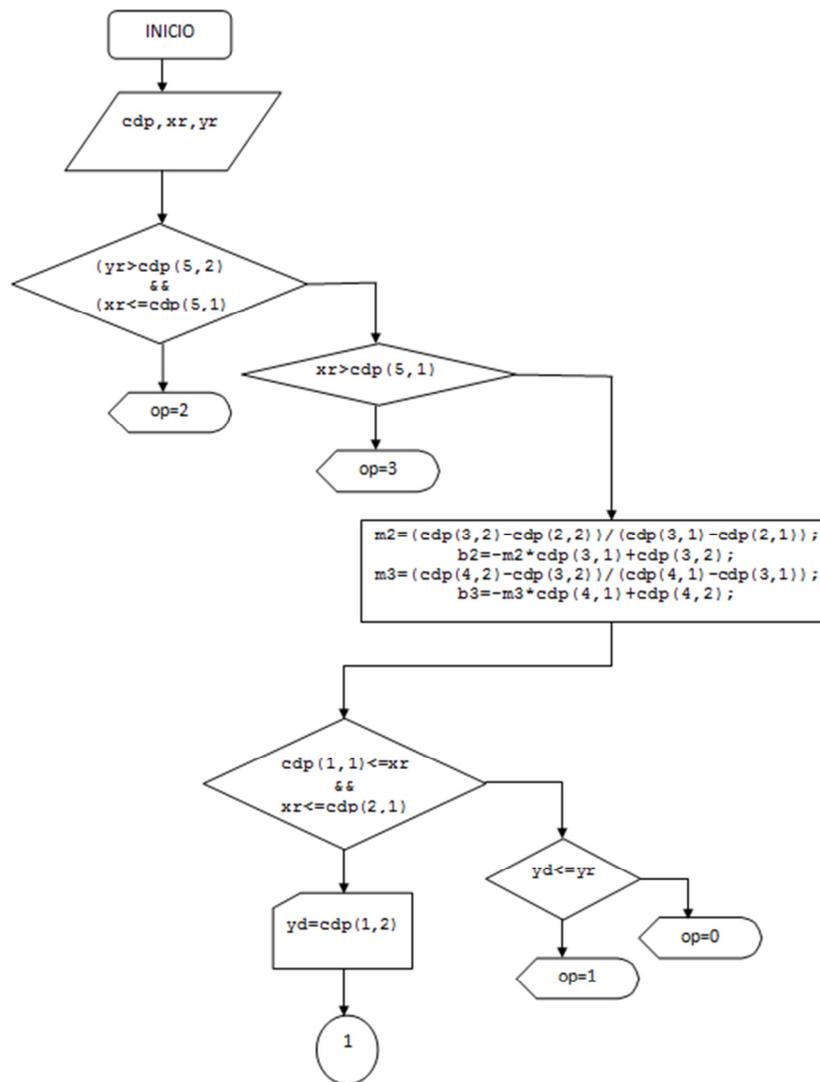


Figura 31. Diagrama de flujo de la función rele\_87p\_v1 (a).

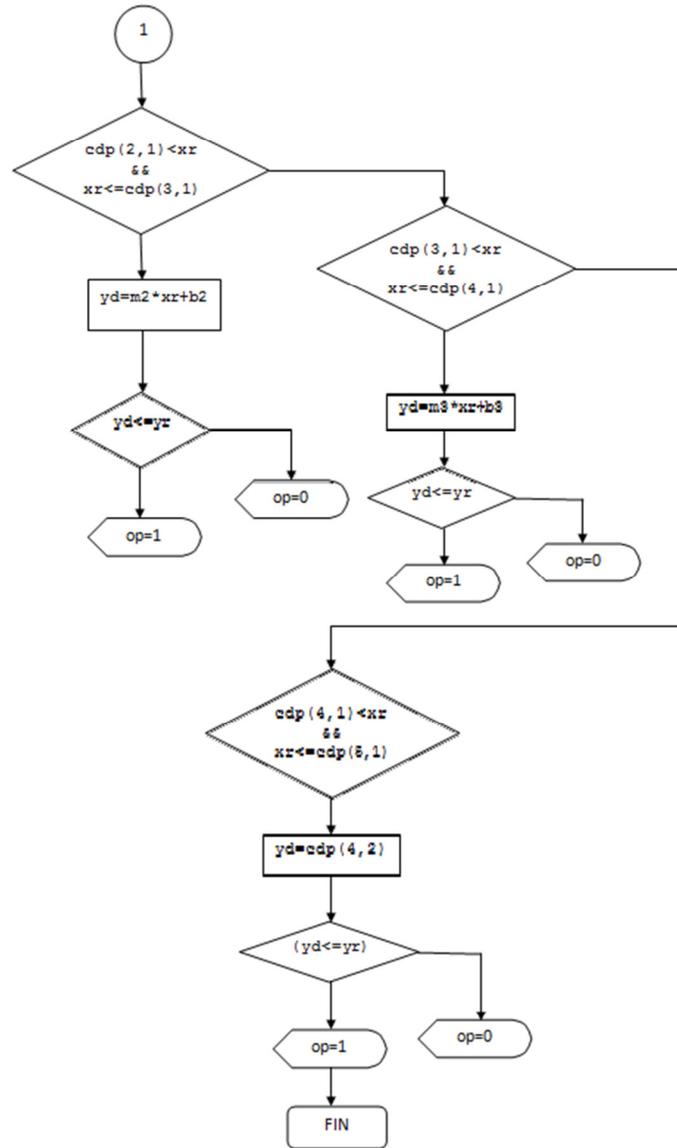


Figura 32. Diagrama de flujo de la función rele\_87p\_v1 (b).

#### 4.5 Función de relevador 87T (rele87T\_v1).

##### Descripción General

Esta función tiene la tarea de evaluar de forma general las tres fases del transformador de potencia con ayuda de las cuatro funciones mencionadas anteriormente.

## Descripción de Entradas

Para las entradas se necesitan 9 variables estáticas, de las cuales 5 son características del transformador (S, VN1, VN2, tap max, tap min, Inrush) y 1 variable dinámica, la cual está compuesta de una matriz que tiene 12 valores que resultan de la descomposición de magnitud y ángulo de cada fases del transformador, que se originan del lado secundario de los TC's.

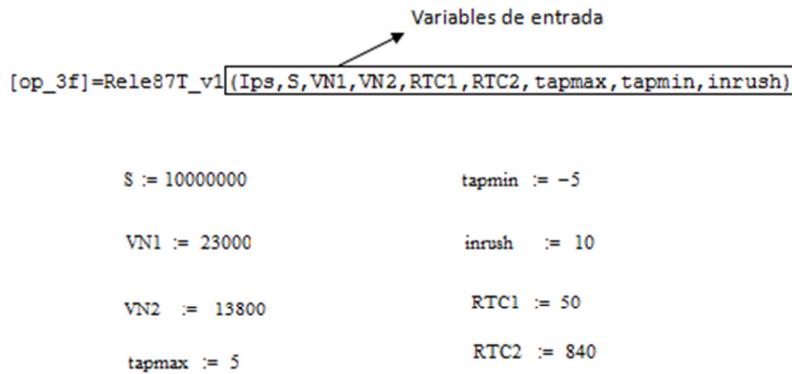


Figura 33. Ejemplo de variables de entrada.

## Descripción de Salidas

Las variables dinámicas que provienen del lado secundario de los TC'S, son utilizadas junto con las variables estáticas para que las funciones anteriores realizaran las tareas mencionadas. Con la salida de las variables este función utiliza esos valores para dar la zona de operación de cada una de las fases indicándonos qué zona es zona 0, zona 1 y zona 2.

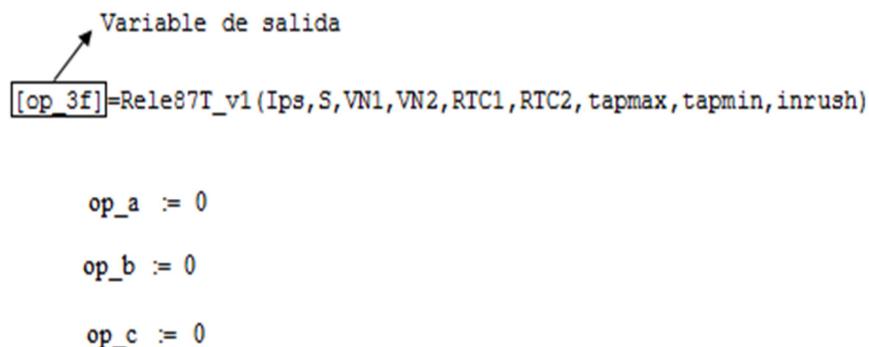


Figura 34. Ejemplo de variables de salida.

## Diagrama de flujo

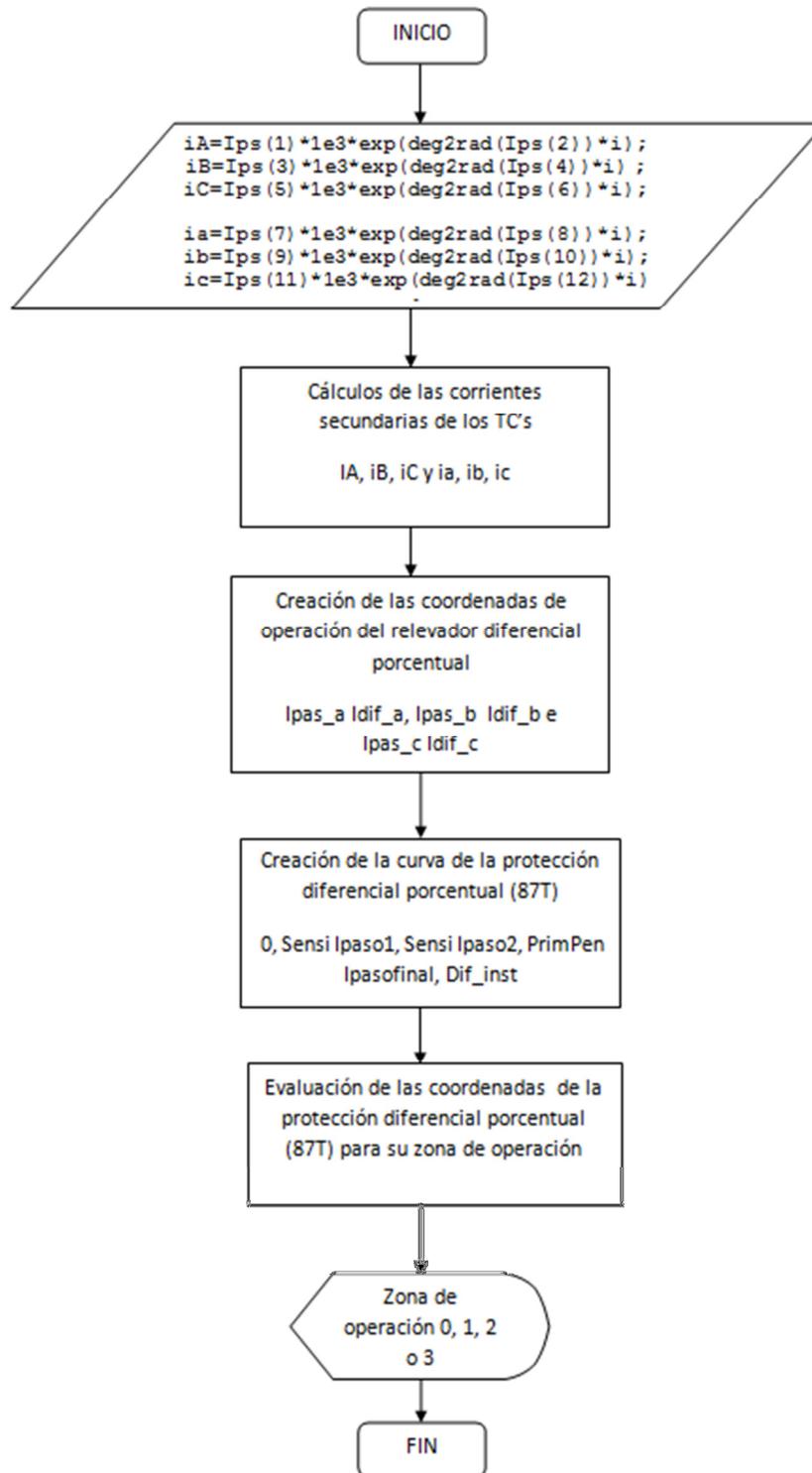


Figura 35. Diagrama de flujo de la función rele87T\_v1.

## 4.6 Función simulación del relevador 87T (simrele87t\_v1).

### Descripción General

De acuerdo con lo mencionado este programa utiliza todas las funciones anteriores para dar la operación de cada una de las fases del transformador, indicándonos si hay una falla interna, externa o transitoria.

### Descripción de Entradas

Las variables de entrada son propiedades del transformador de potencia (S, VN1, VN2, tap max, tap min, Inrush) y las relaciones de transformación de los TC'S (RTC1 y RTC 2). Estas variables son utilizadas en el proceso de cada una de las funciones donde estas son requeridas con el fin de que cada función cumpla su proceso o tarea.

```
S := 10000000      tapmin := -5
VN1 := 23000       inrush  := 10
VN2 := 13800       RTC1   := 50
tapmax := 5        RTC2   := 840
```

Figura 36. Ejemplo de variables de entrada.

### Descripción de Salidas

Las funciones utilizan las variables de entrada para dar variables de salida, ya que estas están interactuando entre sí, pues estas dependen de sí mismas para realizar su trabajo, ya que cada una aporta variables de salida que posteriormente necesita la siguiente función. El proceso de cada una de las funciones mencionadas proyecta tres variables de salida que corresponde a cada una de las fases del transformador, el cual nos indica si que fase tiene falla interna, externa o una falla transitoria. Los valores obtenidos de las variables son op\_a, op\_b, y op\_c.

```
op_a := 0
op_b := 0
op_c := 0
```

Figura 37. Ejemplo de variables de salida.

## Diagrama de flujo

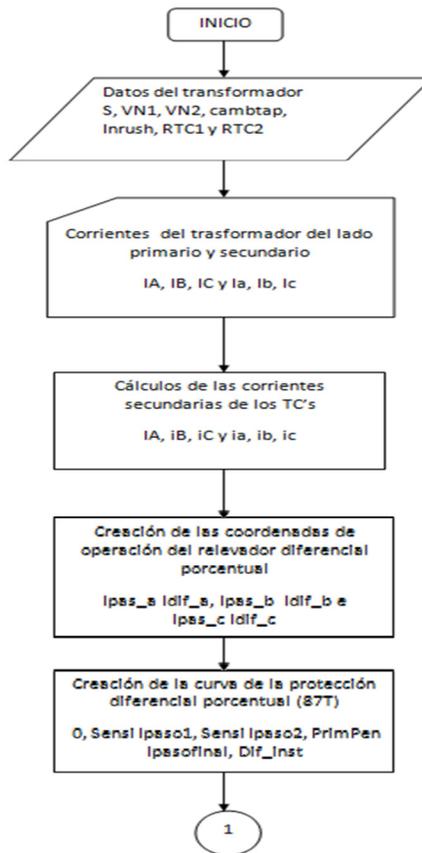


Figura 38. Diagrama de flujo de la función simrele87t\_v1 (a).

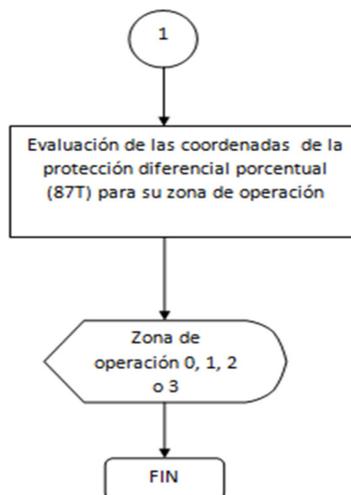


Figura 39. Diagrama de flujo de la función simrele87t\_v1 (b).



### 5. INTERFAZ Y SIMULACIÓN.

#### 5.1 Interfaz

Para cumplir con los objetivos propuestos al principio de la tesis era fundamental la creación de la interfaz entre MatLab y PSCAD, la comunicación entre ambos programas da como resultado la simulación de las diferentes condiciones que pueden presentarse en el sistema.

Utilizando el lenguaje de programación Fortran se creó un programa (STORF), que contiene variables de tipo flotante y en el que haciendo uso de un contador se les asigna número a cada una de ellas. Así el programa quedó conformado por un total de 23 variables, donde 20 son entradas 8 estáticas y 12 dinámicas, y 3 salidas que determinan la falla en cada una de las fases.

MatLab entonces, utiliza dichas variables en las funciones creadas, y así determina la doble pendiente de la protección diferencial, las zonas de operación, las corrientes diferencial y de paso para cada una de las fases, para entonces, evaluar los resultados de estas funciones y finalmente definir si para el relevador hay operación por falla o no.

Los resultados arrojados por MatLab regresan al programa creado en Fortran quien los almacena y posteriormente considerara para la operación binaria final del relevador.

Las imágenes mostradas a continuación corresponden a la interfaz dentro de PSCAD.

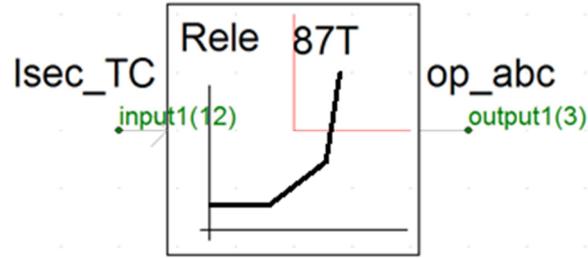


Figura 40. Módulo de la interfaz dentro de PSCAD.

Nombre de la carpeta?	matlab
Nombre del archivo?	sin.m
Se habilita el modulo?	1.0
S [MVA]?	100.0
VN1[kV]?	230.0
VN2 [kV]?	13.8
RTC1?	50
RTC2?	840
tap_max?	5.0
tap_min?	-5.0
Inrush?	10.0

Figura 41. Celdas para adquirir las variables en el módulo de PSCAD.

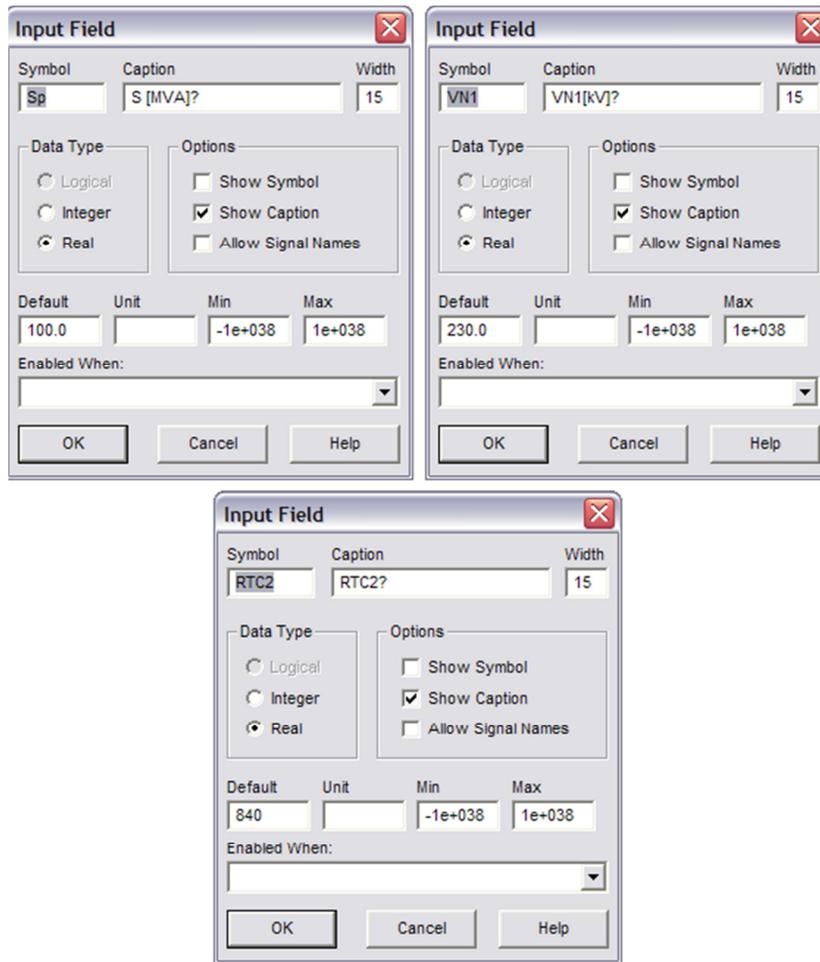


Figura 42. Configuración de las celdas para adquirir las variables en el módulo de PSCAD.

```

                #LOCAL INTEGER CNT
!Se habilita o deshabilita la llamada de la funcion de matlab
    IF($HABI .EQ. 1.0) THEN
! -----
! Transfier las entradas de EMTDC a la interfase con Matlab
! -----

    CNT = 1
    STORF(NSTORF)                = $input1(1)
    STORF(NSTORF + CNT)          = $input1(2)
    STORF(NSTORF + CNT + 1)      = $input1(3)
    STORF(NSTORF + CNT + 2)      = $input1(4)
    STORF(NSTORF + CNT + 3)      = $input1(5)
    STORF(NSTORF + CNT + 4)      = $input1(6)
    STORF(NSTORF + CNT + 5)      = $input1(7)
    STORF(NSTORF + CNT + 6)      = $input1(8)
    STORF(NSTORF + CNT + 7)      = $input1(9)
    STORF(NSTORF + CNT + 8)      = $input1(10)
    STORF(NSTORF + CNT + 9)      = $input1(11)
    STORF(NSTORF + CNT + 10)     = $input1(12)
    STORF(NSTORF + CNT + 11)     = $Sp
    STORF(NSTORF + CNT + 12)     = $VN1
    STORF(NSTORF + CNT + 13)     = $VN2
    STORF(NSTORF + CNT + 14)     = $RTC1
    STORF(NSTORF + CNT + 15)     = $RTC2
    STORF(NSTORF + CNT + 16)     = $tapmax
    STORF(NSTORF + CNT + 17)     = $tapmin
    STORF(NSTORF + CNT + 18)     = $inrush

! -----
! Llamma PSCAD/EMTDC Matlab Interface:
! Llama MLAB_INT("MFILEPATH", "MFILENAME", "Entradas", "Salidas")
! -----
                CALL MLAB_INT("%:Dir\$CARP", "$NOMB", "R(12) R R R R R R R R", "R(3) " )
!
! -----
! Transfier las salidas de EMTDC a la interfase con Matlab
! -----
!
! First Output Array (REAL(1))
    $output1(1) = STORF(NSTORF + CNT + 19)
    $output1(2) = STORF(NSTORF + CNT + 20)
    $output1(3) = STORF(NSTORF + CNT + 21)

    ENDIF
! Actualiza las direcciones de los apuntadores

    NSTORF = NSTORF + 23

```

Figura 43. Programa creado en lenguaje Fortran.

## 5.2 Componentes

### 5.2.1 Modulo Principal

Este bloque está formado por cinco partes, la primera consta de una fuente de alimentación trifásica conectada en estrella, con un desfase de 120 grados entre cada una de las fases, la segunda parte es el transformador de potencia, con una capacidad de 100MVA conectado en delta estrella, la tensión es de 230/13.8kV, con un cambiador de Taps de  $\pm 5\%$ . La siguiente parte es un interruptor tripolar de una sola acción encargado de desconectar la carga del transformador en caso de falla interna, y por último la carga de 100MVA, lo que implica que el transformador está trabajando al 100% de su capacidad. Entre la fuente de alimentación y el transformador así como entre el transformador y el interruptor se encuentran amperímetros que miden las corrientes a cada lado del transformador.

También se encuentra una perilla de selección que manipula el interruptor tripolar para desconectar la carga así como un interruptor para seleccionar la falla que se desea simular, las fallas tiene una resistencia de  $0.01\Omega$  y para condiciones normales la resistencia es de  $6 \times 10^6\Omega$ .

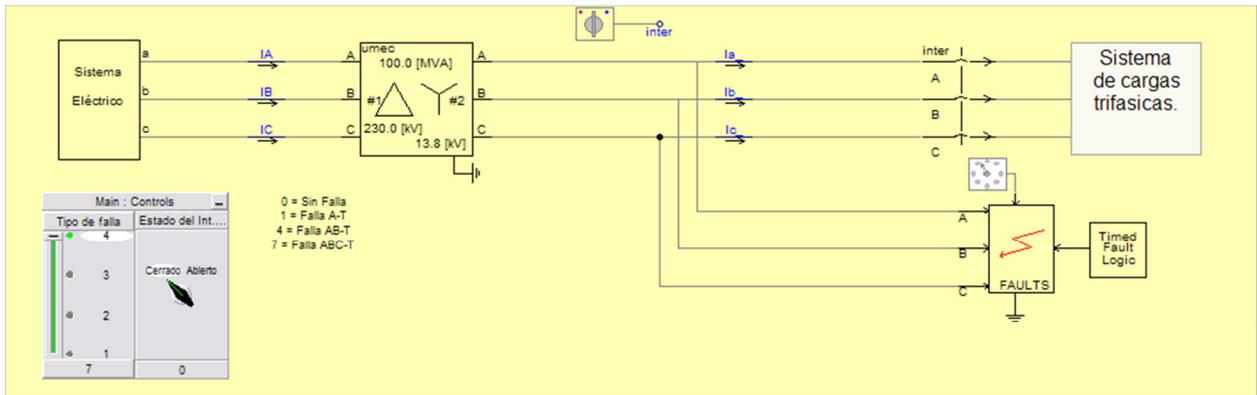


Figura 44. Modulo principal en PSCAD

### 5.2.2 Modulo de TC's y fasores.

En la figura 45 tiene como entradas las corrientes del transformador medidas por los amperímetros ubicados en cada una de las fases, estas pasan a los TC's y a su salida se dirigen al módulo de la transformada rápida de furrier donde se descomponen en magnitud y ángulo, se analizan y se determina el contenido de armónicas del primer al

séptimo orden, de las cuales solo se tomará la segunda y quinta armónica para su estudio, ya que estas se presentan en gran porcentaje cuando hay presencia de corriente Inrush, con esto se podrá lograr el bloqueo del relevador diferencial, ya que esto no se considera una falla. Las magnitudes de las corrientes provenientes del lado secundario de los TC's se grafican como fasor, esto es para el lado primario y secundario del transformador.

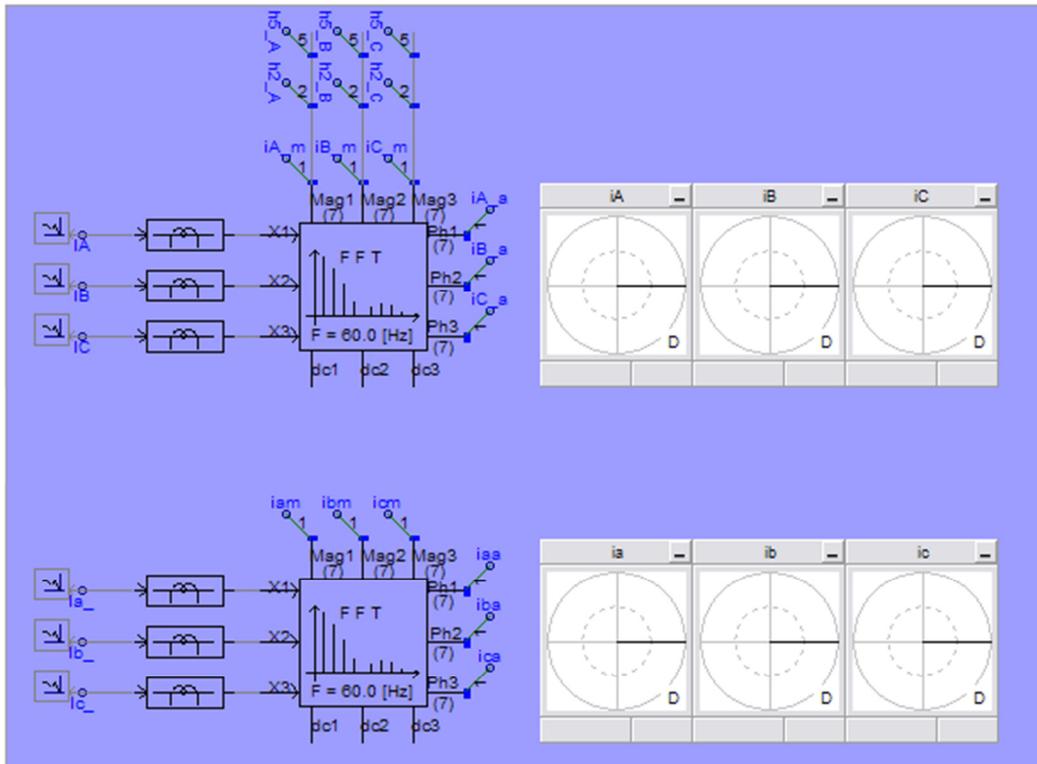


Figura 45. Módulo de TC's y fasores.

### 5.2.3 Modulo de operación Inrush.

En la figura 46 se muestra el funcionamiento para la evaluación del contenido armónico de segundo y quinto orden, como entradas se tiene el análisis realizado por la transformada rápida de Fourier de dichas armónicas. El comparador esta ajustado al 15% para segunda armónica y 30% para la quinta, si alguno de los dos porcentajes es superado se concluye que hay presencia de corriente Inrush. Las salidas de este bloque son enviadas al siguiente, que es el encargado de determinar la operación binaria del relevador.

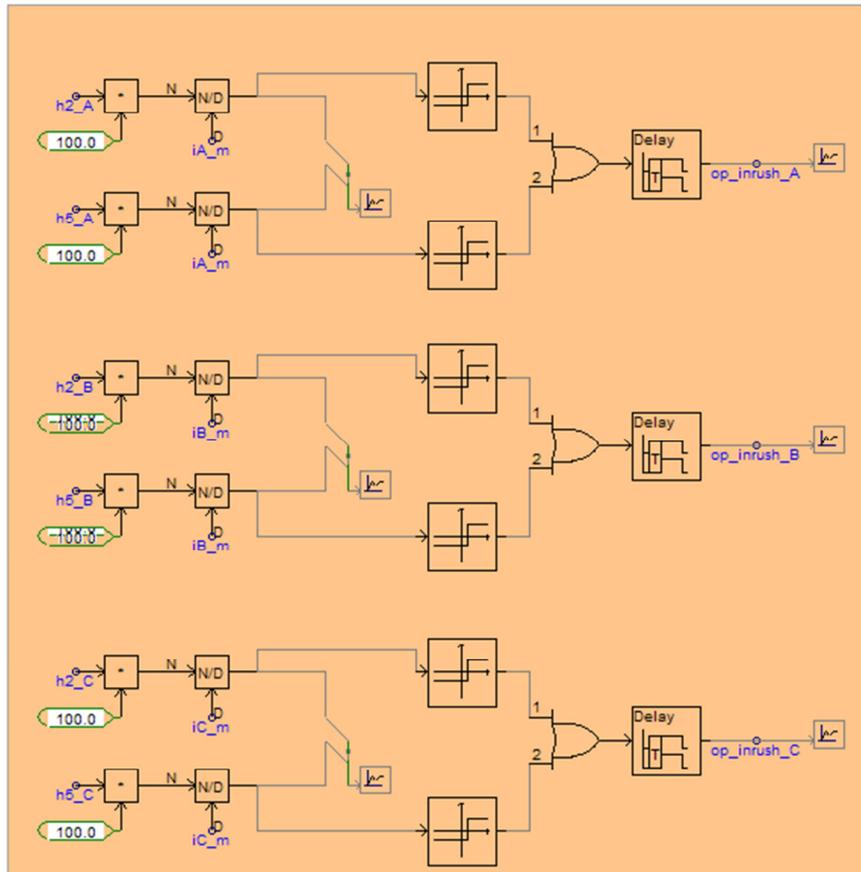


Figura 46. Módulo de operación Inrush.

### 5.2.4 Módulo de operación trifásica.

En este bloque se realiza el estudio de la zona de operación del relevador diferencial, donde para cada una de las entradas se puede tener tres valores diferentes, 0, 1 o 2. El cero indica zona de no operación, ya que se encuentra por debajo de la doble pendiente, el uno se encuentra en la zona de operación con posibilidad de frenado, por lo tanto cuando esta condición se presenta el delay retarda la respuesta tiempo suficiente para que el análisis de contenido armónico se realice y entonces bloquear o no la acción del relevador. La zona de protección sin posibilidad de frenado esta indicada con el valor dos, y en esta la operación es directa pues supone una falla interna y la desconexión del interruptor es inmediata.

Lo anterior ocurre para cada una de las fases, y al final de esta operación se encuentra una lógica OR lo que significa que el relevador actúa con falla en una o en las tres fases.

Por otra parte una compuerta que por su arreglo podríamos llamar NOR evalúa la operación por corriente Inrush que recibe del módulo de operación Inrush.

Por último las dos salidas llegan a una compuerta AND que en realidad es la encargada de ordenar el bloqueo o permitir la operación del relevador diferencial.

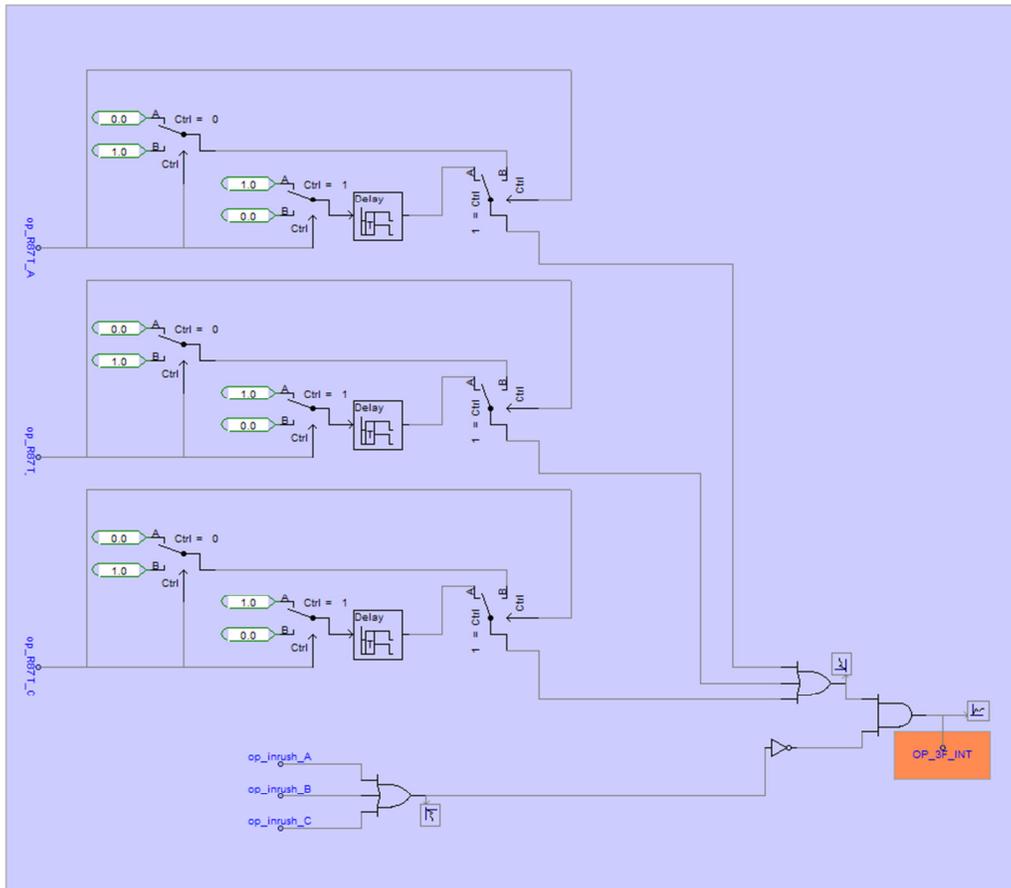


Figura 47. Módulo de operación trifásica.

### 5.2.5 Modulo de Interfaz.

En la figura 48 tiene como entradas las doce variables del módulo de los TC's, descompuestas en magnitud y ángulo cada una de ellas, estas son agrupadas en un

arreglo de una fila y doce columnas las cuales llegan a la interfaz, en esta se realiza todo el análisis descrito en el tema 5.1.

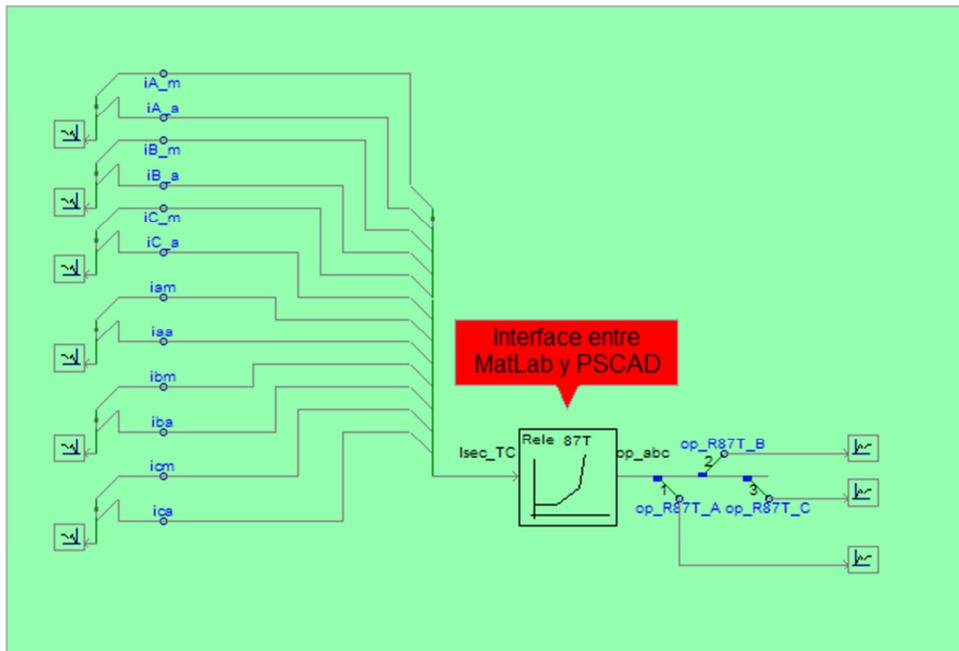


Figura 48. Módulo de Interfaz.

### 5.2.6 Modulo de oscilogramas de corrientes.

En la figura 49 se muestran los oscilogramas que monitorean las corrientes del transformador de potencia del lado primario y secundario.

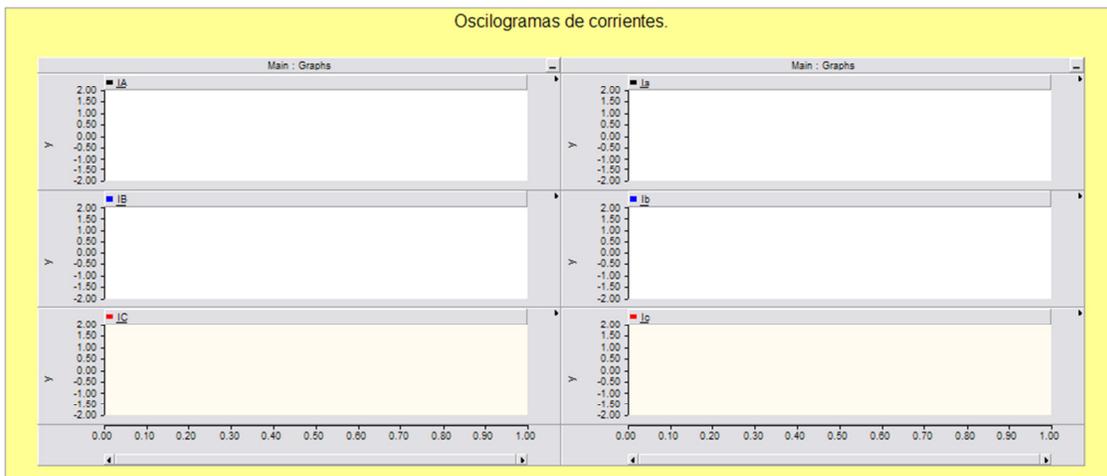


Figura 49. Módulo de oscilogramas de corrientes.

### 5.2.7 Módulo de operación binaria.

En el módulo de operación binaria se observan las operaciones de cada compuerta en las tres gráficas ubicadas en la parte superior izquierda, se monitorea una compuerta OR que tiene tres entradas que corresponden a las zonas de operación de relevador diferencial, las tres gráficas la parte inferior izquierda corresponden a una compuerta NOR en la cual se observa la respuesta que existen en cada una de las fases.

Los siguientes dos esta representado el comportamiento de una compuerta AND estas observan las salidas de la OR y NOR dicha compuerta accionara al relevador diferencial.

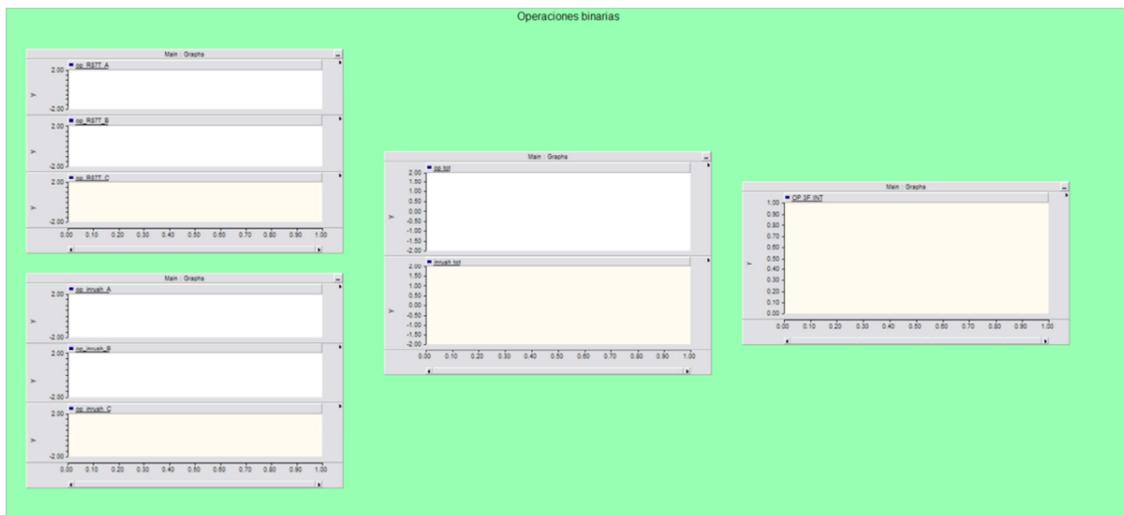


Figura 50. Módulo de operación binaria.

### 5.3 Simulación

A continuación se presentan diversos casos de prueba simulando condiciones que pueden presentarse en el sistema, esto con el fin de verificar que la protección funciona correctamente bajo las características de confiabilidad y selectividad.

### 5.3.1 Condiciones normales de operación.

En las imágenes que a continuación se muestran se puede observar que en condiciones normales de operación las corrientes son nominales y en la operación binaria del relevador no se observa falla ni presencia de corriente Inrush.

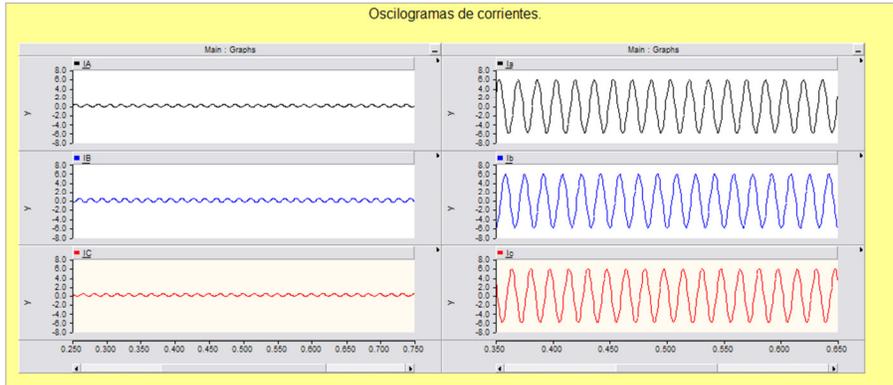


Figura 51. Corrientes del transformador en condiciones normales.

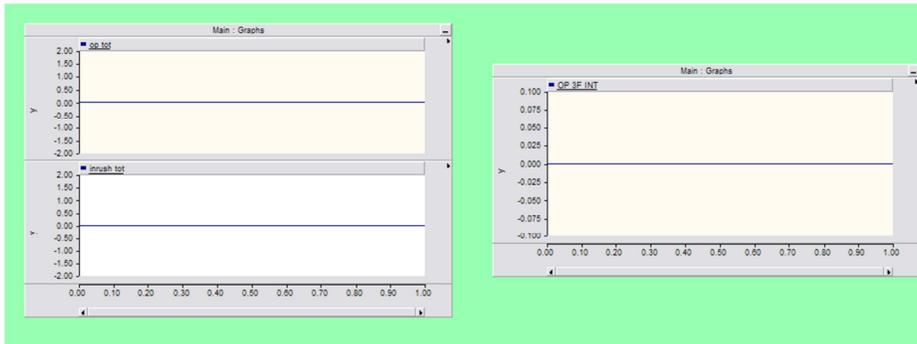


Figura 52. Operación binaria en condiciones normales.

### 5.3.2 Fallas externas.

En condiciones de falla externa el relevador proporciona al sistema alta seguridad de bloqueo, evitando la desconexión innecesaria del transformador. Se simularon dos condiciones de falla externa, monofásica y trifásica, a continuación los resultados.

## Falla monofásica

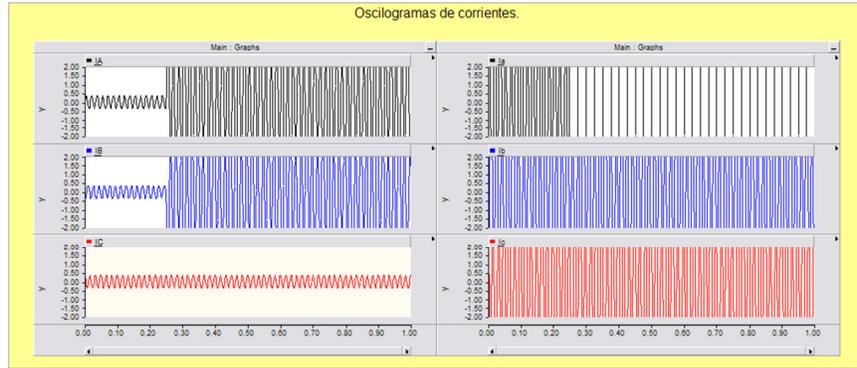


Figura 53. Corrientes del transformador en condición de falla monofásica externa.

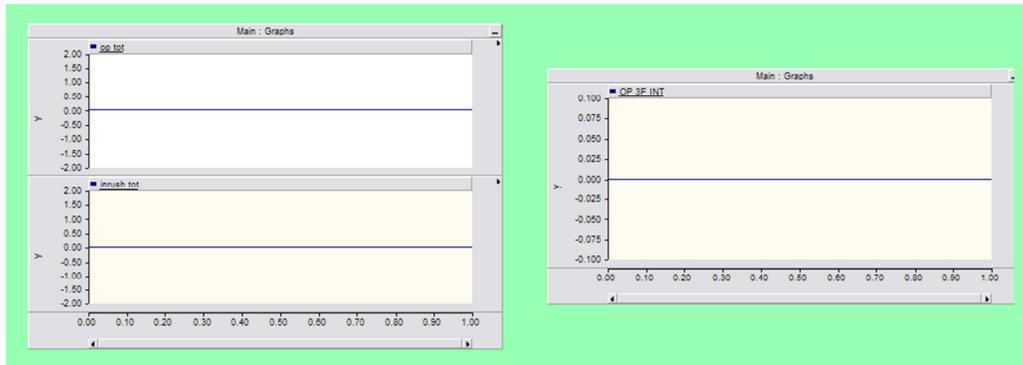


Figura 54. Operación binaria sin disparo por falla monofásica externa.

## Falla trifásica.

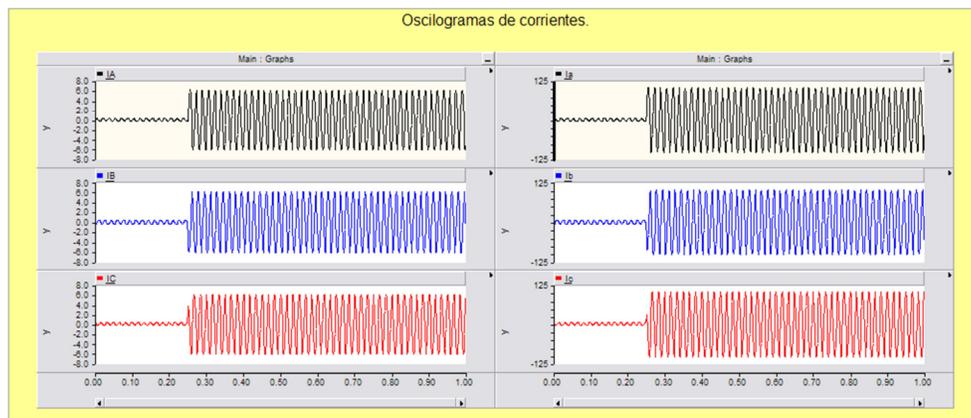


Figura 55. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica externa.

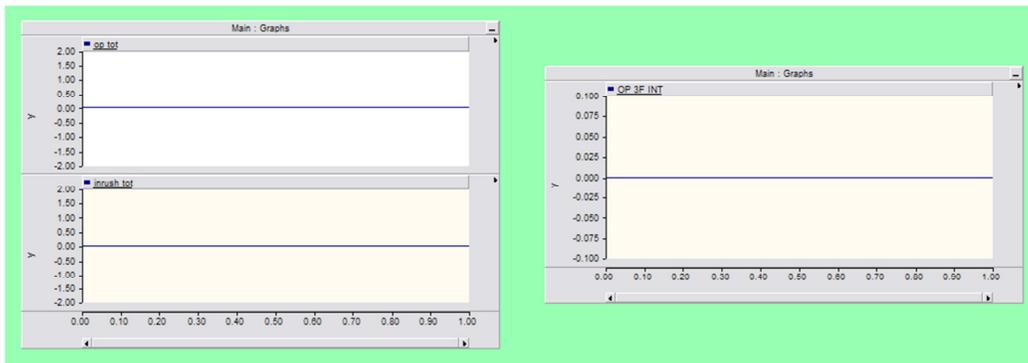


Figura 56. Operación binaria sin disparo por falla trifásica externa.

### 5.3.2 Fallas internas.

En condiciones de falla interna sin presencia de corriente Inrush el relevador enviara el disparo inmediato al interruptor tripolar desconectando al transformador del sistema eléctrico y evitando que sufra más daños a causa de la falla.

### Lado primario falla monofásica.

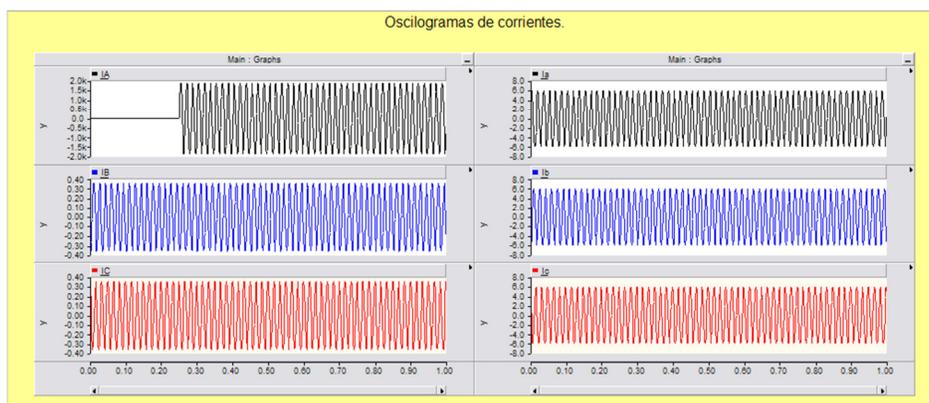


Figura 57. Corrientes del transformador en condición de falla monofásica interna.



Figura 58. Operación por falla monofásica interna.

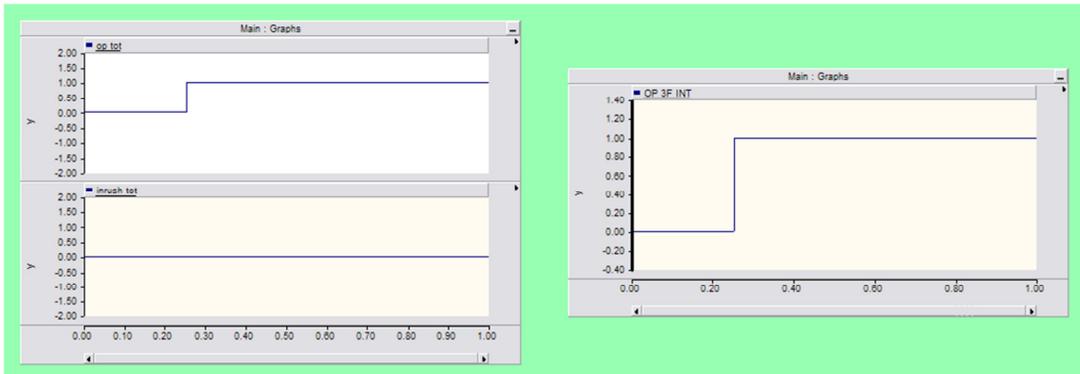


Figura 59. Operación binaria con disparo por falla monofásica interna.

Lado primario falla trifásica.

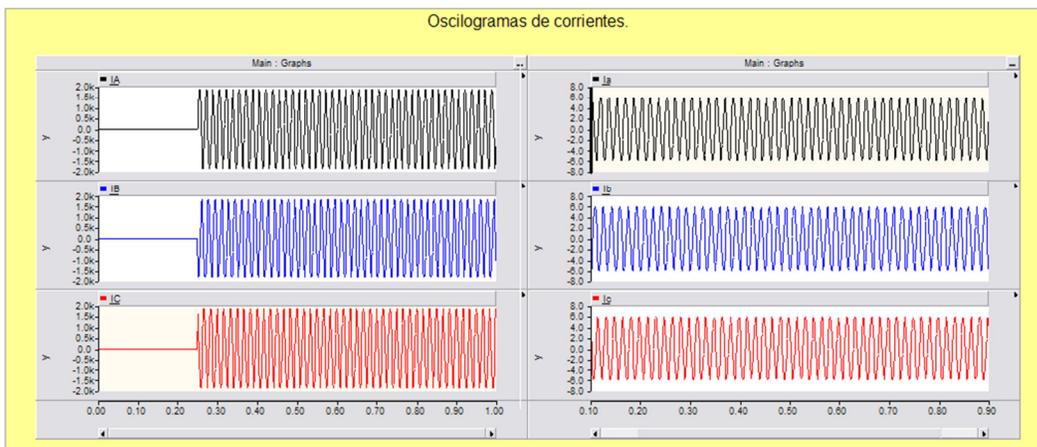


Figura 60. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica interna.



Figura 61. Operación por falla trifásica interna.

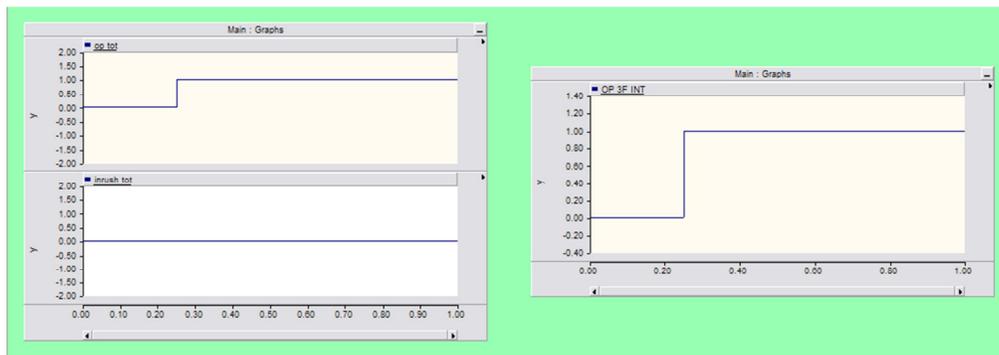


Figura 62. Operación binaria con disparo por falla trifásica interna.

Lado secundario falla bifásica.

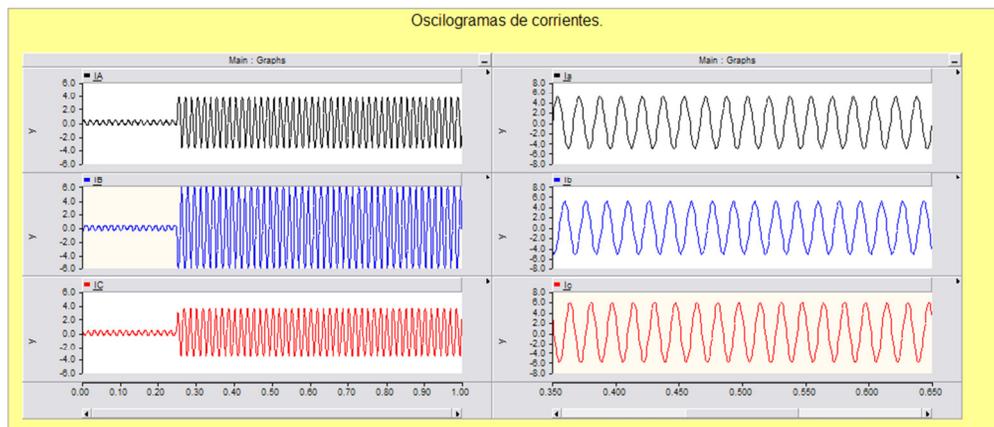


Figura 63. Corrientes del transformador en condición de falla bifásica interna.

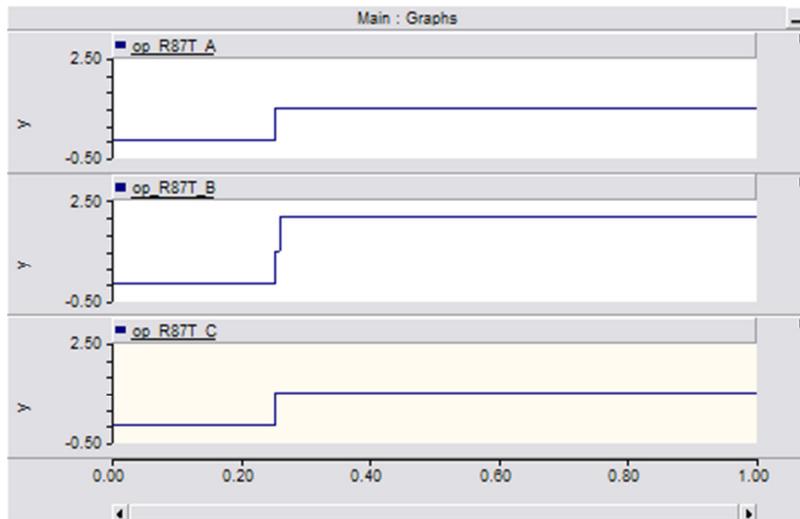


Figura 64. Operación por falla bifásica interna.

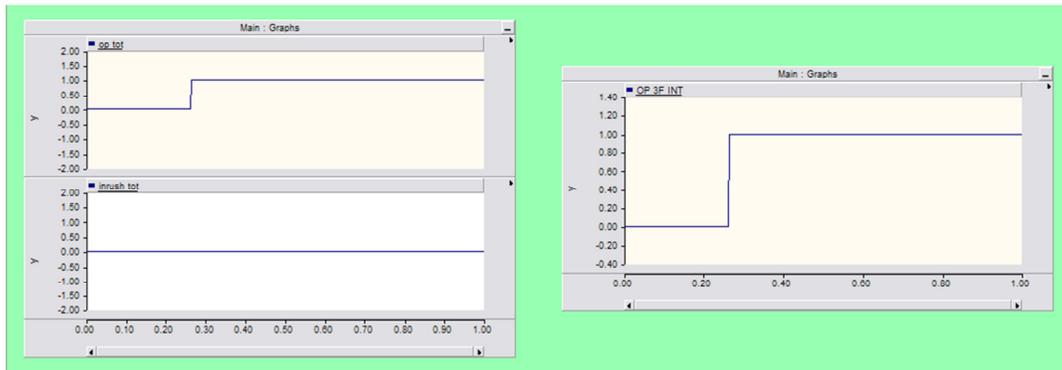


Figura 65. Operación binaria con disparo por falla bifásica interna.

**Lado secundario falla trifásica.**

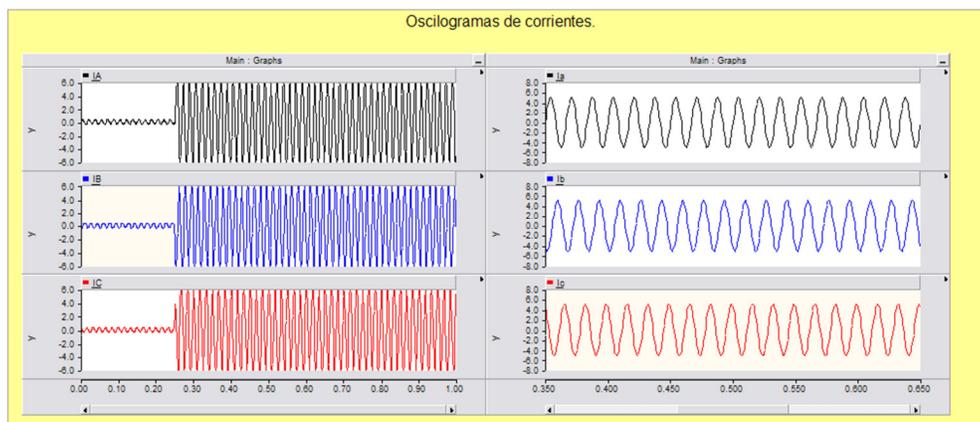


Figura 66. Corrientes del transformador en condición de falla trifásica interna.

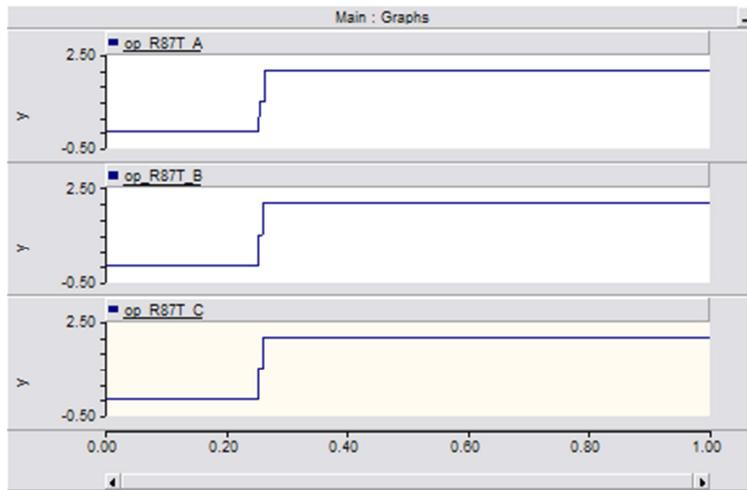


Figura 67. Operación por falla trifásica interna.

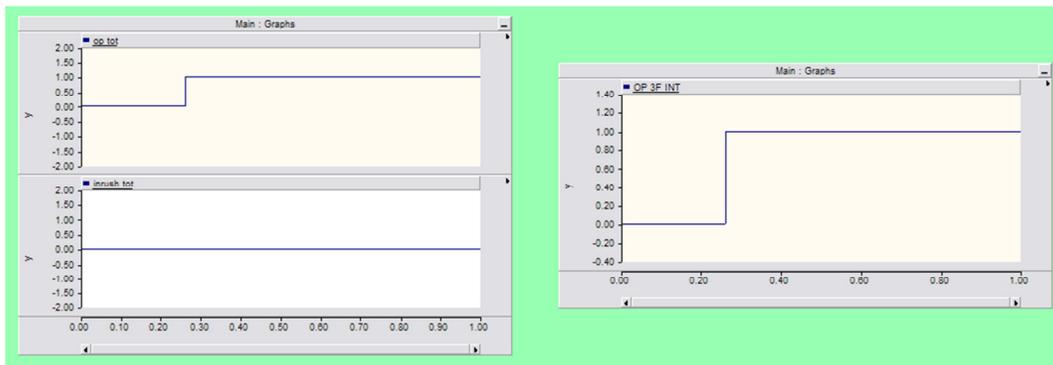


Figura 68. Operación binaria con disparo por falla trifásica interna.

### 5.3.3 Energización en vacío con presencia de corriente Inrush.

Ante presencia de corriente Inrush debido a la energización del sistema el relevador vería una corriente diferencial que interpretaría como falla interna, el sistema debe discriminar esta condición como falla y bloquear el disparo, evitando así una desconexión innecesaria.

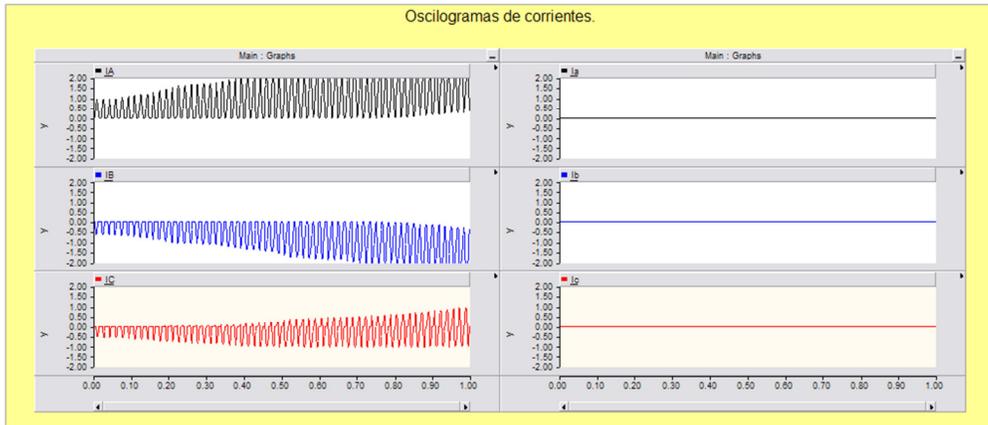


Figura 69. Corrientes del transformador en vacío con presencia de corriente Inrush.

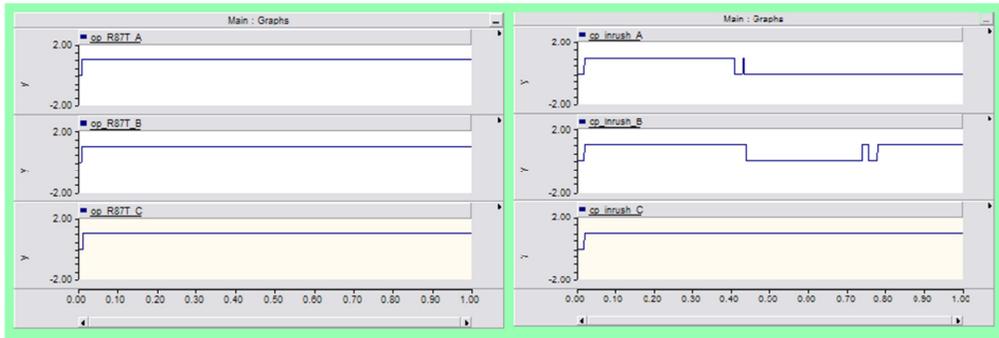


Figura 70. Operación por corriente Inrush.

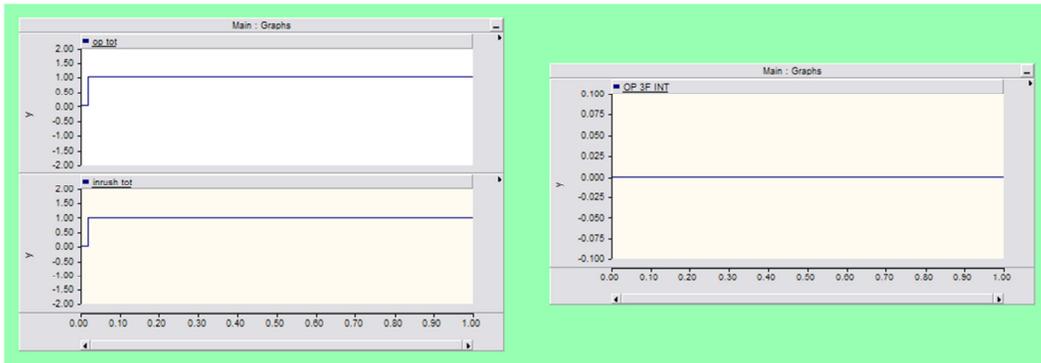


Figura 71. Bloqueo por presencia de corriente Inrush.

### 5.3.4 Energización con carga con corriente Inrush.

Aun cuando el transformador se encuentre con carga la presencia de corriente Inrush provocaría el disparo erróneo del relevador, para este caso también se bloquea evitando la desconexión.

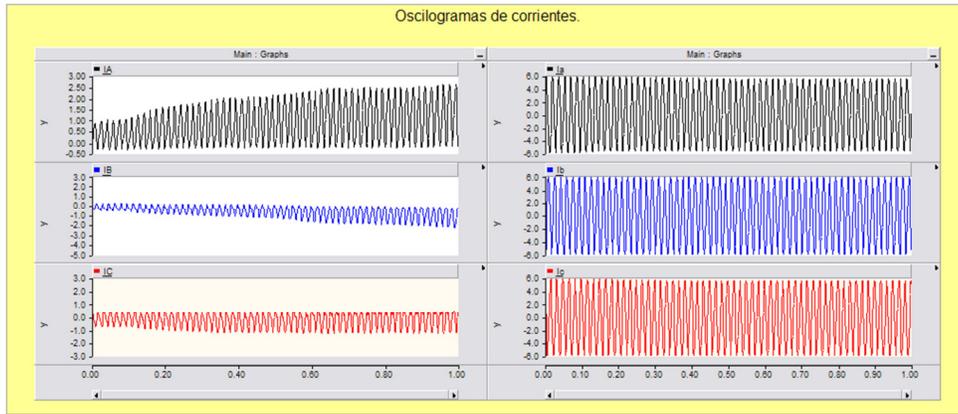


Figura 72. Corrientes del transformador en vacío con presencia de corriente Inrush.

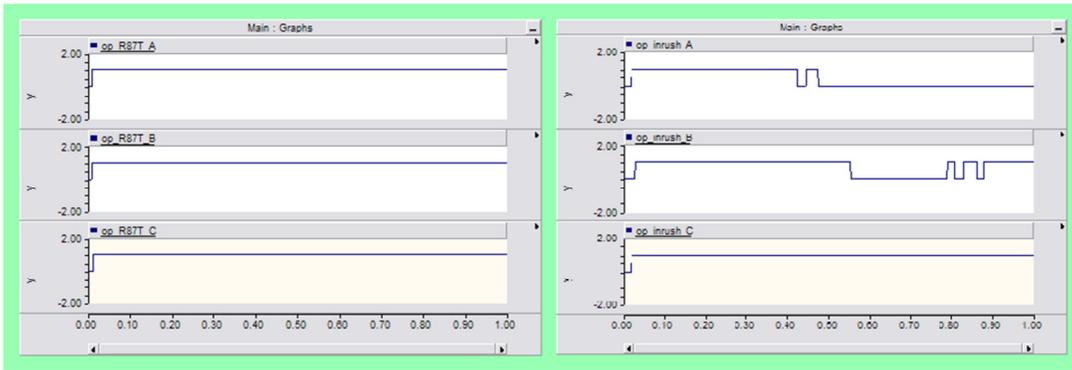


Figura 73. Operación por corriente Inrush.

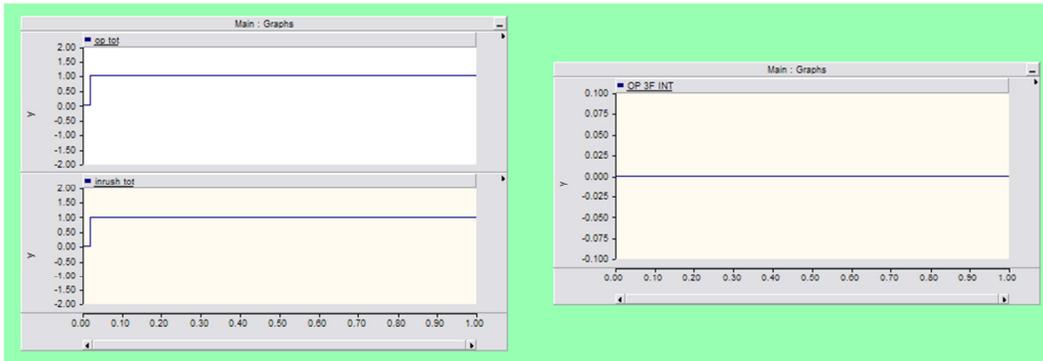


Figura 74. Bloqueo por presencia de corriente Inrush.

### 5.3.5 Energización con corriente Inrush y falla trifásica interna en el lado secundario.

En el caso en el que simultáneamente se presente corriente Inrush y una falla interna en el transformador, los ajustes del relevador discriminaran el bloqueo a causa de Inrush y abrirá el interruptor para eliminar la falla.

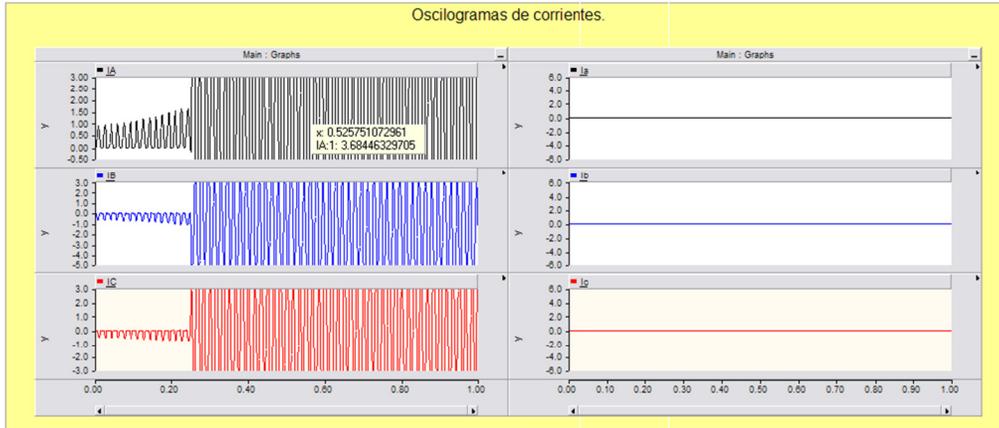


Figura 75. Corrientes con falla trifásica y presencia de corriente Inrush.

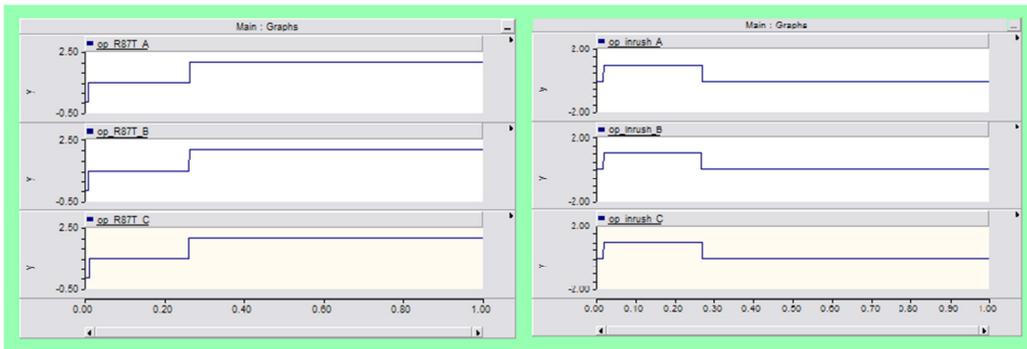


Figura 76. Operación por falla trifásica con presencia de corriente Inrush.

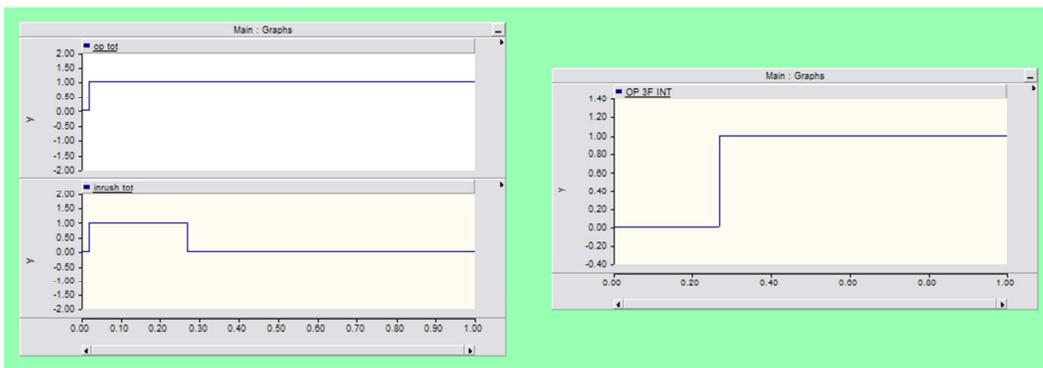


Figura 777. Operación binaria con disparo por falla trifásica interna.



### 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

A continuación se describen las conclusiones arrojadas tras la realización de la tesis así como las recomendaciones para trabajos futuros relacionados.

#### 6.1 Conclusiones.

Se determinó la magnitud de la corriente de magnetización del transformador de potencia, debido a que esta corriente solo se presenta durante la energización y puede alcanzar de 5 a 10 veces la corriente nominal, para nuestro estudio consideramos como 10 veces la corriente nominal.

Se desarrolló correctamente el esquema de protección que utiliza el relevador al momento de implementar la protección diferencial al transformador de potencia, garantizando que ante fallas internas el relevador ordene la desconexión del transformador a los interruptores y elimine la falla.

Por otra parte se garantizó con la doble pendiente de la protección diferencial porcentual que para los casos en que exista falla externa, presencia de corriente Inrush, errores en los TC's, de transformación o saturación, así como por el cambiador de Taps del transformador, el relevador no actué, evitando una desconexión innecesaria, ya que cualquiera de las situaciones anteriores no corresponden a una falla interna del transformador o se encuentra por fuera de la zona de protección del relevador.

De manera sinérgica se utilizaron los software MatLab® y PSCAD® para simular todos los casos anteriormente expuestos y se creó la interfaz que permitiría la comunicación entre ambos programas. De las simulaciones se obtuvieron resultados satisfactorios ya que el relevador solo actuaba ante fallas internas, cualquier otra causa que provocara una corriente diferencial en el relevador el esquema de protección bloqueaba el disparo del mismo.

Se logró la simulación de un sistema de protección diferencial que cumplía con las características de sensibilidad, selectividad, rapidez, fiabilidad y seguridad.

## **6.2 Recomendaciones.**

La experiencia en la realización de este proyecto nos da algunas recomendaciones para trabajos futuros que pretenden desarrollar casos similares o simplemente mejorar el mismo.

Para empezar se podrían llevar las simulaciones a un caso más práctico, con ayuda de una tarjeta programar el esquema de protección con el fin de que esta reproduzca el comportamiento del relevador, emplear interruptores para observar la desconexión del transformador y en caso de que no accionaran se supondría un bloqueo del relevador.

Desarrollar e implementar el algoritmo capaz de analizar el contenido de armónicas en la corriente del transformador con respecto a la frecuencia fundamental y así discriminar la operación del relevador debido a corrientes Inrush.

Las recomendaciones anteriores son con el fin de extender el alcance del proyecto, para obtener una mayor comprensión del tema así como del funcionamiento del esquema de protección del relevador diferencial.



## Anexo A. Cálculos

### A.1 Sistema de Prueba.

Relación de transformación del transformador y TC's.

$$N := \left( \frac{VN1}{VN2} \right) \cdot \sqrt{3} = 28.868$$

(A.1)

$$RTC1 := \frac{250}{5} = 50$$

(A.2)

$$RTC2 := \frac{4200}{5} = 840$$

(A.3)

Corrientes del primario del transformador.

$$IA := \frac{(Ia - Ic)}{N} = 250.203 - 3.099i \quad IB := \frac{(Ib - Ia)}{N} = -126.931 - 215.167i \quad IC := \frac{(Ic - Ib)}{N} = -123.272 + 218.267i$$

(A.4)

(A.5)

(A.6)

Corrientes TC lado primario

$$iA := \frac{IA}{RTC1} = 5.004 - 0.062i$$

(A.7)

$$iB := \frac{IB}{RTC1} = -2.539 - 4.303i$$

(A.8)

$$iC := \frac{IC}{RTC1} = -2.465 + 4.365i$$

(A.9)

Factor de ajuste para las corrientes de los TC's del lado secundario

$$fac := \frac{(VN2 \cdot RTC2)}{\sqrt{3} \cdot VN1 \cdot RTC1} = 0.582$$

(A.10)

Corrientes directamente del TC del lado secundario

$$ia2 := \frac{Ia}{RTC2} = 4.327 + 2.429i$$

(A.11)

$$ib2 := \frac{Ib}{RTC2} = -0.035 - 4.965i$$

(A.12)

$$ic2 := \frac{Ic}{RTC2} = -4.271 + 2.536i$$

(A.13)

Ajuste de la corriente multiplicada por el factor

$$ia := \text{fac} \cdot (ia2 - ic2) = 5.004 - 0.062i \quad (\text{A.14})$$

$$ib := \text{fac} \cdot (ib2 - ia2) = -2.539 - 4.303i \quad (\text{A.15})$$

$$ic := \text{fac} \cdot (ic2 - ib2) = -2.465 + 4.365i \quad (\text{A.16})$$

Diferencia de las corrientes de los TC's que llegan al relevador

$$\text{IrelA} := iA - ia = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\text{IrelB} := iB - ib = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$\text{IrelC} := iC - ic = 0 \quad (\text{A.19})$$

## A.2 Protección Diferencial Porcentual Trifásica

Cálculos para determinar la gráfica de protección diferencial porcentual.

$$\text{Intc1} := \frac{IN1}{RTC1} = 5.02 \quad (\text{A.20})$$

$$\text{Intc2} := \frac{IN2}{RTC2} = 4.981 \quad (\text{A.21})$$

$$\text{Sensi} := \text{Intc1} \cdot 0.3 = 1.506 \quad (\text{A.22})$$

$$\text{PrimPen} := \text{Intc1} \cdot 0.6 = 3.012 \quad (\text{A.23})$$

$$\text{Dif\_inst} := \text{inrush} \cdot \text{Intc1} = 50.204 \quad (\text{A.24})$$

$$I_{\text{paso1}} := \text{Sensi} \cdot \left( \frac{100}{\text{alfa1}} \right) = 7.076$$

(A.25)

$$I_{\text{paso2}} := 3 \cdot \text{Intc1} = 15.061$$

(A.26)

$$I_{\text{pasofin}} := \text{Inr} \cdot (100 \div \text{alfa2}) \cdot [\text{Dif\_inst} \div \text{Inr} - \text{Sensi} - (I_{\text{paso2}} \div \text{Inr} - I_{\text{paso1}} \div \text{Inr}) \cdot \text{alfa1} \div 100] + I_{\text{paso2}} = 83.352$$

(A.27)

$$I_{\text{pasofinal}} := 5 \cdot \text{Inr} + I_{\text{pasofin}} = 108.352$$

(A.28)

$$I_{2\text{max}} := \frac{S}{\sqrt{3} \cdot \left[ \text{VN2} + \text{tapmax} \cdot \left( \frac{\text{VN2}}{100} \right) \right] \cdot \text{RTC2}} = 4.743$$

(A.29)

$$I_{2\text{min}} := \frac{S}{\sqrt{3} \cdot \left[ \text{VN2} + \text{tapmin} \cdot \left( \frac{\text{VN2}}{100} \right) \right] \cdot \text{RTC2}} = 5.243$$

(A.30)

$$I_{\text{dif\_max}} := \text{Intc1} - (I_{2\text{max}} \cdot \text{factor}) = 0.239$$

(A.31)

$$I_{\text{dif\_min}} := \text{Intc1} - (I_{2\text{min}} \cdot \text{factor}) = -0.264$$

(A.32)

### A.3 Condición Del Sistema Con Falla Externa Monofásica.

Se utilizan las ecuaciones A.33, A.34 y A.35 para calcular las corrientes de línea y A.36, A.37 y A.38 para las corrientes de fase del primario del transformador.

$$I_A := \frac{(I_a - I_c)}{N} = 2.817 \times 10^3 + 829.752i$$

(A.33)

$$I_{AB} := \frac{I_a}{N} = 2.692 \times 10^3 + 903.479i$$

(A.36)

$$I_B := \frac{(I_b - I_a)}{N} = -2.693 \times 10^3 - 1.048i \times 10^3$$

(A.34)

$$I_{BC} := \frac{I_b}{N} = -1.008 - 144.435i$$

(A.37)

$$I_C := \frac{(I_c - I_b)}{N} = -123.162 + 218.162i$$

(A.35)

$$I_{CA} := \frac{I_c}{N} = -124.171 + 73.727i$$

(A.38)

Corrientes del TC del primario del transformador contenidas en A.39, A.40 y A.41.

$$i_A := \frac{I_A}{RTC1} = 56.331 + 16.595i \quad (\text{A.39})$$

$$i_B := \frac{I_B}{RTC1} = -53.868 - 20.958i \quad (\text{A.40})$$

$$i_C := \frac{I_C}{RTC1} = -2.463 + 4.363i \quad (\text{A.41})$$

Corrientes secundarias de los TC del lado de baja tensión del transformador. En A.45, A.46 y A.47 se encuentran las corrientes modificadas debido a la conexión.

$$i_{a2} := \frac{I_a}{RTC2} = 92.526 + 31.048i \quad i_a := \text{fac} \cdot (i_{a2} - i_{c2}) = 56.33 + 16.595i \quad (\text{A.45})$$

$$i_{b2} := \frac{I_b}{RTC2} = -0.035 - 4.964i \quad i_b := \text{fac} \cdot (i_{b2} - i_{a2}) = -53.867 - 20.958i \quad (\text{A.46})$$

$$i_{c2} := \frac{I_c}{RTC2} = -4.267 + 2.534i \quad i_c := \text{fac} \cdot (i_{c2} - i_{b2}) = -2.463 + 4.363i \quad (\text{A.47})$$

Corrientes que pasan por el relevador diferencial.

$$I_{reA} := \text{RaP}(I_{reIA}) = \left( 1.045 \times 10^{-3} \text{ "<" } 16.415 \right) \quad (\text{A.48})$$

$$I_{reB} := \text{RaP}(I_{reIB}) = \left( 1.028 \times 10^{-3} \text{ "<" } -158.741 \right) \quad (\text{A.49})$$

$$I_{reC} := \text{RaP}(I_{reIC}) = \left( 8.912 \times 10^{-5} \text{ "<" } 119.447 \right) \quad (\text{A.50})$$

#### A.4 Condición Del Sistema Con Falla Interna Monofásica.

A continuación se muestra las ecuaciones que determinan el comportamiento del sistema de prueba con la condición de falla interna monofásica. Los resultados presentados en el tema 3.5 demuestran que ante falla interna el relevador envía la señal de disparo.

$$i_A := \frac{I_A}{RTC1} = 5.006 - 0.092i$$

**(A.51)**

$$i_B := \frac{I_B}{RTC1} = -13.814 - 57.101i$$

**(A.52)**

$$i_C := \frac{I_C}{RTC1} = -1.915 + 4.253i$$

**(A.53)**

$$ia2 := \frac{I_a}{RTC2} = 4.33 + 2.434i$$

**(A.54)**

$$ia := fac \cdot (ia2 - ic2) = 5.006 - 0.059i$$

**(A.57)**

$$ib2 := \frac{I_b}{RTC2} = -0.98 - 4.773i$$

**(A.55)**

$$ib := fac \cdot (ib2 - ia2) = -3.09 - 4.194i$$

**(A.58)**

$$ic2 := \frac{I_c}{RTC2} = -4.271 + 2.536i$$

**(A.56)**

$$ic := fac \cdot (ic2 - ib2) = -1.915 + 4.253i$$

**(A.59)**

$$IrelA := i_A - ia = 6.843 \times 10^{-4} - 0.032i$$

**(A.60)**

$$IrelB := i_B - ib = -10.724 - 52.906i$$

**(A.61)**

$$IrelC := i_C - ic = 2.799 + 1.463i$$

**(A.62)**

## Anexo B. Scripts de Matlab

### B.1 Función TC\_ideal\_v1

```
%%%%%%%%%% Corrientes de los TC's %%%%%%%%%%%  
  
function [iA,iB,iC,ia,ib,ic]=TC_ideal_v1(IA,IB,IC,la,lb,lc,RTC1,RTC2)  
  
iA=IA/RTC1;  
  
iB=IB/RTC1;  
  
iC=IC/RTC1;  
  
ia=la/RTC2;  
  
ib=lb/RTC2;  
  
ic=lc/RTC2;
```

### B.2 Función CoorZonOpe\_v1

```
%%%%%%%%%% Función Coordenadas de la Zona de Operación %%%%%%%%%%%  
  
function [cdp]= CoorZonOpe_v1(S,VN1,VN2,tapmax,tapmin,inrush,RTC1,RTC2)  
  
%%%%%%%%%% Cálculo de corrientes de Sensibilidad, Primera pendiente,  
%%%%%%%%%%  
  
%%%%%%%%%% Segunda pendiente, lpasso1, lpasso2, lpassofin e lpassofinal. %%%%%%%%%%%  
  
Inr=5;  
  
alfa2=60;  
  
IN1=S/(3^0.5*VN1);  
  
IN2=S/(3^0.5*VN2);
```

$Intc1 = IN1 / RTC1;$

$Intc2 = IN2 / RTC2;$

$factor = VN2 * RTC2 / (VN1 * RTC1);$

$l2mx = S / ((3^{0.5}) * (VN2 + tapmax * VN2 / 100) * RTC2);$

$l2min = S / ((3^{0.5}) * (VN2 + tapmin * VN2 / 100) * RTC2);$

$ldif\_max = Intc1 - l2mx * factor;$

$ldif\_min = Intc1 - l2min * factor;$

$Sensi = Intc1 * 0.3;$

$PrimPen = Intc1 * 0.6;$

$SegunPen = Intc1 * 8;$

$error\_camb = \max(\text{abs}(ldif\_max), \text{abs}(ldif\_min)) * 100 / Inr;$

$alfa1 = error\_camb + 10 + 3 + 3;$

$lpaso1 = Sensi * 100 / alfa1$

$lpaso2 = 3 * Intc1;$

$Dif\_inst = inrush * Intc1;$

$lpasofin = Inr * (100 / alfa2) * (Dif\_inst / Inr - Sensi - (lpaso2 / Inr - lpaso1 / Inr) * alfa1 / 100) + lpaso2;$

$lpasofinal = 5 * Inr + \text{ceil}(lpasofin);$

$cdp = [0, Sensi;$

$lpaso1, Sensi;$

$lpaso2, PrimPen;$

$lpasofin, Dif\_inst;$

$lpasofinal, Dif\_inst];$

### B.3 Función FalDifPas\_v1

%%%%%%%%%% **Corriente Diferencial y de Paso** %%%%%%%%%%

function [pasdif]= FalDifPas\_v1(iA,iB,iC,ia1,ib1,ic1,VN1,VN2,RTC1,RTC2)

%%%%%%%%%% **Corrientes de entrada de los secundarios de los TC** %%%%%%%%%%

i=sqrt(-1);

ia2 = ia1 - ic1;

ib2 = ib1 - ia1;

ic2 = ic1 - ib1;

ia=((VN2\*RTC2)/(sqrt(3)\*VN1\*RTC1))\*ia2;

ib=((VN2\*RTC2)/(sqrt(3)\*VN1\*RTC1))\*ib2;

ic=((VN2\*RTC2)/(sqrt(3)\*VN1\*RTC1))\*ic2;

lpas\_a=(abs(iA)+abs(ia))/2;

ldif\_a=abs(iA-ia);

lpas\_b=(abs(iB)+abs(ib))/2;

ldif\_b=abs(iB-ib);

lpas\_c=(abs(iC)+abs(ic))/2;

ldif\_c=abs(iC-ic);

pasdif=[lpas\_a,ldif\_a;lpas\_b,ldif\_b;lpas\_c,ldif\_c];

### B.4 Función rele\_87p\_v1

```

%%%%%%%%% Condicion para la eleccion de zona de operacion %%%%%%%%%
function [op]=rele_87p_v1(cdp,xr,yr)

%%%%%%%%%%%%% Delimitacion de las zonas de operacion %%%%%%%%%%%%%%

if ( (yr>cdp(5,2)) && (xr<=cdp(5,1)) )

    op=2;

elseif (xr>cdp(5,1))

    op=3;

else

    m2=(cdp(3,2)-cdp(2,2))/(cdp(3,1)-cdp(2,1));

    b2=-m2*cdp(3,1)+cdp(3,2);

    m3=(cdp(4,2)-cdp(3,2))/(cdp(4,1)-cdp(3,1));

    b3=-m3*cdp(4,1)+cdp(4,2);

    if ( (cdp(1,1)<=xr) && (xr<=cdp(2,1)) )

        yd=cdp(1,2);

        if (yd<=yr)

            op=1;

        else

            op=0;

        end

    elseif ( (cdp(2,1)<xr) && (xr<=cdp(3,1)) )

        yd=m2*xr+b2;

        if (yd<=yr)

            op=1;

```

```
else
    op=0;
end
elseif ( (cdp(3,1)<xr) && (xr<=cdp(4,1)) )
    yd=m3*xr+b3;
    if (yd<=yr)
        op=1;
    else
        op=0;
    end
elseif ( (cdp(4,1)<xr) && (xr<=cdp(5,1)) )
    yd=cdp(4,2);
    if (yd<=yr)
        op=1;
    else
        op=0;
    end
end
end
end
```

## B.5 Función Rele87T\_v1

```
%%%%%%%%%% Eleccion de la zona de operacion %%%%%%%%%%%  
  
function [op_3f]= (lps,S,VN1,VN2,RTC1,RTC2,tapmax,tapmin,inrush)  
  
%%%%%%%%%% Corriente del secundario de los TC's modificadas %%%%%%%%%%%  
  
i=sqrt(-1);  
  
S=S*1e6;  
  
VN1=VN1*1e3;  
  
VN2=VN2*1e3;  
  
iA=lps(1)*1e3*exp(deg2rad(lps(2))*i);  
iB=lps(3)*1e3*exp(deg2rad(lps(4))*i) ;  
iC=lps(5)*1e3*exp(deg2rad(lps(6))*i);  
ia=lps(7)*1e3*exp(deg2rad(lps(8))*i);  
ib=lps(9)*1e3*exp(deg2rad(lps(10))*i);  
ic=lps(11)*1e3*exp(deg2rad(lps(12))*i);  
  
[pasdif]= FalDifPas_v1(iA,iB,iC,ia,ib,ic,VN1,VN2,RTC1,RTC2);  
  
[cdp]= CoorZonOpe_v1(S,VN1,VN2,tapmax,tapmin,inrush,RTC1,RTC2);  
  
[op_a]=rele_87p_v1(cdp,pasdif(1,1),pasdif(1,2));  
  
[op_b]=rele_87p_v1(cdp,pasdif(2,1),pasdif(2,2));  
  
[op_c]=rele_87p_v1(cdp,pasdif(3,1),pasdif(3,2));  
  
op_3f=[op_a,op_b,op_c];
```

## B.6 Función Simrele87t\_v1 condiciones normales.

*%% Datos del Transformador %%*

*clear*

*clc*

*S=100000000; %Potencia nominal VA*

*VN1=230000; %Tensión del primario*

*VN2=13800; %Tensión del secundario*

*tapmax=5; %Cambiador de tap máximo*

*tapmin=-5; %Cambiador de tap mínimo*

*inrush=10; %Corriente de Inrush (veces la corriente nominal)*

*RTC1=50; %Relación de transformación del TC primario*

*RTC2=840; %Relación de transformación del TC secundario*

***%%% Condiciones Normales - Modulo fallas, R abierto 1e6 ohms %%%***

*IA=250.266\*exp(deg2rad(-1.085)\*i);*

*IB=250.159\*exp(deg2rad(-121.0)\*i);*

*IC=250.382\*exp(deg2rad(119)\*i);*

*la=4168.72\*exp(deg2rad(29.31)\*i);*

*lb=4170.71\*exp(deg2rad(-90.64)\*i);*

$lc=4172.43*\exp(\text{deg2rad}(149.3)*i);$

$[iA,iB,iC,ia,ib,ic]=TC\_ideal\_v1(IA,IB,IC,la,lb,lc,RTC1,RTC2);$

$[pasdif]=FalDifPas\_v1(iA,iB,iC,ia,ib,ic,VN1,VN2,RTC1,RTC2)$

$[cdp]=CoorZonOpe\_v1(S,VN1,VN2,tapmax,tapmin,inrush,RTC1,RTC2);$

$[op\_a]=rele\_87p\_v1(cdp,pasdif(1,1),pasdif(1,2))$

$[op\_b]=rele\_87p\_v1(cdp,pasdif(2,1),pasdif(2,2))$

$[op\_c]=rele\_87p\_v1(cdp,pasdif(3,1),pasdif(3,2))$

## Anexo C. Código Horario

### C.1 Conexiones estrella-estrella o delta-delta.

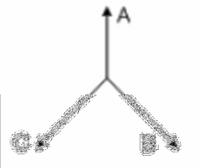
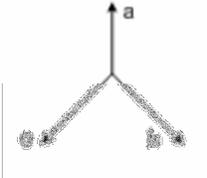
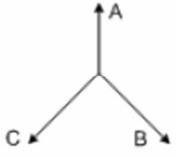
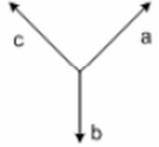
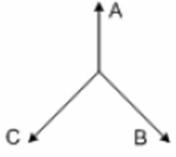
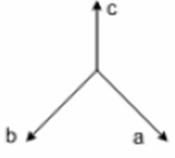
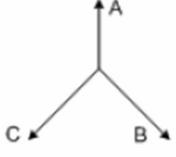
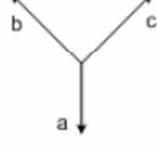
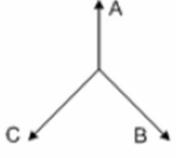
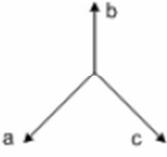
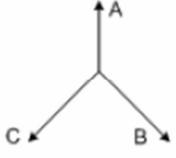
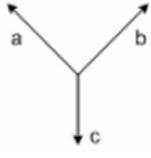
Código Horario	Corrientes de línea del primario del Transformador	Corrientes de línea del secundario del Transformador	Secundario modificado
0			$a'=a$ $b'=b$ $c'=c$
2			$a'=-b$ $b'=-c$ $c'=-a$
4			$a'=c$ $b'=a$ $c'=b$
6			$a'=-a$ $b'=-b$ $c'=-c$
8			$a'=b$ $b'=c$ $c'=a$
10			$a'=-c$ $b'=-a$ $c'=-b$

Figura 77. Código horario para conexiones estrella-estrella o delta-delta.

## C.2 Conexiones estrella-estrella o delta-delta.

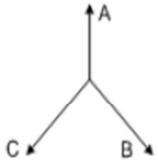
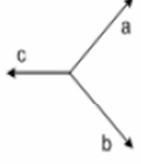
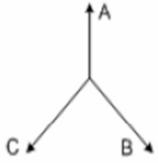
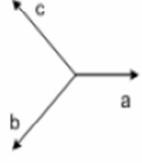
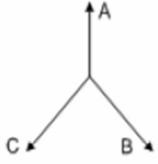
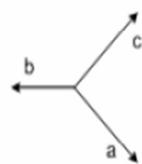
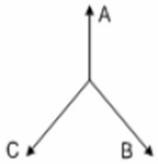
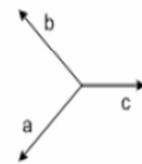
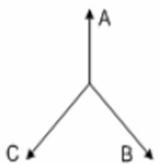
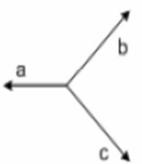
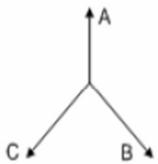
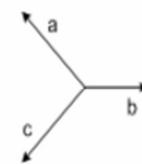
Código Horario	Corrientes de línea del primario del Transformador	Corrientes de línea del secundario del Transformador	Primario Modificado
1			$A' = A - C$ $B' = B - A$ $C' = C - B$
3			$A' = B - C$ $B' = C - A$ $C' = A - B$
5			$A' = B - A$ $B' = C - B$ $C' = A - C$
7			$A' = C - A$ $B' = A - B$ $C' = B - C$
9			$A' = C - B$ $B' = A - C$ $C' = B - A$
11			$A' = A - B$ $B' = B - C$ $C' = C - A$

Figura 78. Código horario para transformadores conectados en estrella-delta.

## Anexo D. Factor de Corrección.

### D.1 Transformadores con conexión estrella-estrella o delta-delta.

En el grupo de los transformadores estrella-estrella o delta-delta, las corrientes diferenciales y de paso se calculan mediante las ecuaciones 2.2.

$$\begin{aligned} factor &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \\ IdiferencialA &= |i_A - factor * i_a'| & IpasoA &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_A| + factor * |i_a'| \right) \\ IdiferencialB &= |i_B - factor * i_b'| & IpasoB &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_B| + factor * |i_b'| \right) \\ IdiferencialC &= |i_C - factor * i_c'| & IpasoC &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_C| + factor * |i_c'| \right) \end{aligned} \quad (2.2)$$

### D.2 Transformadores con conexión estrella-delta.

En el grupo de los transformadores con conexión estrella-delta, las corrientes modificadas son las del primario, de acuerdo a la figura 5 y el cálculo de las corrientes diferenciales y de paso está dado por las ecuaciones 2.3.

$$\begin{aligned} factor &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \\ IdiferencialA &= |i_A' / \sqrt{3} - factor * i_a'| & IpasoA &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_A' / \sqrt{3}| + factor * |i_a'| \right) \\ IdiferencialB &= |i_B' / \sqrt{3} - factor * i_b'| & IpasoB &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_B' / \sqrt{3}| + factor * |i_b'| \right) \\ IdiferencialC &= |i_C' / \sqrt{3} - factor * i_c'| & IpasoC &= \left(\frac{1}{2}\right) \left( |i_C' / \sqrt{3}| + factor * |i_c'| \right) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Dónde:

iA, iB, iC Corrientes de línea del primario del transformador.

ia, ib, ic Corrientes de línea del secundario del transformador.

ia', ib', ic' Corrientes de línea del secundario modificadas, figura 3.

VN1, VN2 Voltajes del primario y secundario del transformador.

RTC1, RTC2 Relaciones de transformación de los TC's del primario y secundario del transformador. [5]

## Referencias

- [1] Enríquez Harper G., “**Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores**”, México D.F., Limusa, 2002, p.p. 17-21.
- [2] Ramírez Alanis Margil S., “**Protección de sistemas eléctricos de potencia**”, San Nicolás de los Garza, N.L., UANL, Julio 2005, p.p. 6-12
- [3] Comité de Operación Económica del Sistema, “**Requisitos mínimos para los sistemas de protección del SEIN**”, San Isidro, Lima, Perú, Marzo 2008, p.p. 14-15, 27-30
- [4] Villarroel Moreno Manuel, “**Protecciones de sistemas eléctricos**”, Temuco, Chile, Universidad de la Frontera, 2008.
- [5] Gonzáles Flores Enrique, “**Diseño e implementación de un algoritmo de protección diferencial para transformador de potencia**”, México D.F., IPN ESIME, Noviembre 2005,
- [6] Corporación CENACE, “**Operación de sistemas eléctricos de potencia**”, Quito, Ecuador, Julio 2001, p.p. 8-9
- [7] Guzman Armando, Zocholl Stan, Benmouyal Gabriel, Altuve Héctor J., “**A Current-Based Solution for Transformer Differential Protection-Part I: Problem Statement**”, IEEE Transactions on power delivery, Vol. 16, No. 4, Octubre 2001
- [8] Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, “**Equipo eléctrico**”, San Nicolás de los Garza, N.L., UANL, Departamento Iluminación y alta tensión
- [9] Mendivelso D. Héctor, González Pedro, “**Relevadores**”, Universidad distrital Fráncico José de Caldas, Colombia.
- [10] E.E, Staff MIT, “**Circuitos Magnéticos y transformadores**”, segunda edición, Verde, p.p. 254-267.
- [11] David Sebastián Baltazar, Gonzáles Flores Enrique, “**Diseño desarrollo de un algoritmo digital para la simulación de un relevador diferencial aplicado a un**

**transformador de potencia**”, México D.F., Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Departamento de Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-IPN, Noviembre 2005.