



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA  
MECANICA Y ELECTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN  
ALGORITMO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL  
PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS  
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERIA ELECTRICA**

**P R E S E N T A :**

**ENRI QUE GONZÁLEZ FLORES**



**MEXICO, D. F. JUNIO 2005**



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

## ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 16 del mes de Junio del 2005 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

### **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA”**

Presentada por el alumno:

**GONZÁLEZ**

**FLORES**

**ENRIQUE**

Apellido paterno

materno

nombre(s)

Con registro: 

B	0	3	1	5	0	6
---	---	---	---	---	---	---

Aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

### LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

M. EN C. RAÚL MÉNDEZ ALBORES

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

M. EN C. TOMÁS IGNACIO ASIÁN OLIVARES

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA SESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 16 del mes JUNIO del año 2005, el (la) que suscribe ENRIQUE GONZALEZ FLORES alumno(a) del Programa de MAESTRIA EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELECTRICA con número de registro B031506, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR y cede los derechos del trabajo intitulado: "DISEÑO E IMPLEMENTACION DE UN ALGORITMO DE PROTECCION DIFERENCIAL PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA", al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: winquique@hotmail.com, dsebasti@hotmail.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

ENRIQUE GONZALEZ FLORES

Nombre y firma

***DEDICADA A:***

***MIS PADRES  
BETO Y MARY***

***MIS HERMANOS  
GABI Y CHAYO***

***MI ESPOSA  
MARIBEL***

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por darme la vida, salud, y por permitirme la culminación de una meta más en mi vida.*

*A mis padres y a mis hermanos, por el cariño y amor que me brindan, por que han infundido en mí el deseo de superación y sobre todo por el gran apoyo que he recibido de ellos a lo largo de mi vida.*

*A mi esposa, por el amor, cariño, paciencia y comprensión que me tiene, y por el lindo bebé que me dará, puesto que son razones que me motivan a seguir adelante en todos los aspectos.*

*Al director de tesis, Dr. David Sebastián Baltazar: por su apoyo, sugerencias e interés durante la realización de esta tesis. También, por brindarme su amistad y confianza, y por los consejos que me ha dado los cuales han contribuido tanto en mi formación profesional, como personal.*

*A los Profesores de la SEPI-ESIME-IPN, que dedicaron su tiempo para transmitirme parte de sus conocimientos y me ayudaron a adquirir las herramientas necesarias para la culminación de este trabajo.*

*A los miembros del jurado: Dr. Daniel Olguín Salinas, M. en C. Gilberto Enríquez Harper, Dr. Ricardo Mota Palomino, M. en C. Raúl Méndez Alboreo, M. en C. Tomás Asián Olivares y Dr. David Sebastián Baltazar, por los comentarios y las sugerencias enriquecedoras para este trabajo.*

*A mis amigos: Pili, Meche, Leti, Jonathan, Alex, Águila, Leti, Toño, Manuel, Marco, Carlos, Obed y Fabián, por su apoyo incondicional y con quienes he compartido bastantes momentos agradables, en especial a quienes han estado en momentos que he necesitado de un consejo ó palabras de aliento.*

*A mis compañeros de la SEPI-ESIME-IPN, que de manera directa ó indirecta colaboraron en mi formación personal y profesional.*

*Al CONACYT, por el apoyo económico en mis estudios de maestría.*



---

**RESUMEN:**

En este trabajo se realiza el diseño de un algoritmo digital para relevadores de protección diferencial en transformadores de potencia.

El algoritmo de protección diferencial se desarrolló en el software MATLAB. Dicho algoritmo incluye varias funciones como son: muestrear las señales del sistema eléctrico las cuales se encuentran en archivos de datos obtenidos en las simulaciones realizadas en el software PSCAD/EMTDC; procesar estas señales a través de un filtro digital antialiasing; obtener los fasores de corriente trifásicos con el método de mínimos errores cuadrados, tanto de señal fundamental, como de componentes armónicas. Posteriormente, se obtiene la corriente diferencial y de paso (restricción), a partir de las corrientes del lado primario y secundario del transformador, tomando en consideración la conexión de los devanados para determinar un factor de corrección de los defasamientos y el error en las corrientes diferenciales debidos a las diferencias en las relaciones de transformación de los TC's. El siguiente paso es determinar si la corriente diferencial y la corriente de paso se encuentran dentro de la zona de operación del relevador, si es el caso, entonces se genera la señal de disparo del interruptor. Al mismo tiempo se calcula el contenido de corrientes de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica, así como el contenido de corriente directa que son utilizados para compararlos con un ajuste y sí es el caso, habilitan un bloqueo. En conjunto, respuestas de disparo y señales de bloqueo, deciden la acción de disparo del relevador. El algoritmo se desarrolla para cumplir con la función primordial de la protección: detectar una condición de falla y desconectar el elemento fallado, en el menor tiempo posible.

El desempeño del algoritmo de protección, se probó utilizando corrientes de falla de sistemas eléctricos que fueron modelados con el software PSCAD/EMTDC. En estas se toman en cuenta condiciones tales como: sobreexcitación del transformador de potencia, energización con ó sin carga, saturación de TC's, energización con falla, falla interna y falla externa, entre otras. Finalmente, se presentan casos de fallas de un sistema eléctrico real, todos ellos acompañadas con los resultados obtenidos en el algoritmo.

**ABSTRACT:**

In this work the design of a digital algorithm for differential protection relays of power transformers is presented.

The thesis includes the algorithm development, which was carried out in the MATLAB® software. It performs several functions, such as: signal sampling of the electric system throughout data files gathered in previous simulations by means of the PSCAD/EMTDC software, signal processing through an antialiasing digital filter, and the calculation of the three-phase current phasors of the fundamental and harmonic components using the mean square error method. Later on, starting from the primary and secondary transformer currents and considering the winding connection to determine a phase shifting correction factor and the differential current error due to the differences of the CT's transformation relationship, the differential and restriction currents are obtained. The following step is to determine whether the differential current and the restriction current lay within the relay operation zone. If such occurs, the breaker (switch) trigger signal is generated. At the same time the 2<sup>nd</sup>, 4<sup>th</sup>, and 5<sup>th</sup> harmonic current contents and the direct current content are calculated in order to compare them by means of an adjustment; if it is necessary, the jam is enabled. Both, the trigger responses and the jam signals, decide the relay triggering action. The algorithm is developed to fulfill the main function of protection: to detect a fault condition and to disconnect the flaw element in the least possible time.

The protection algorithm performance was proven by using fault currents of electric systems modeled with the PSCAD/EMTDC software. The following conditions are considered: power transformer overexcitement, load and no load energization, CT's saturation, internal and external fault, among others. Finally, some fault cases of a real electrical system and the algorithm results of them are presented



---

# CONTENIDO

<b>RESUMEN</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>ii</b>
<b>CONTENIDO</b>	<b>iii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS</b>	<b>vii</b>
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS Y VARIABLES UTILIZADAS</b>	<b>xiii</b>
<b><i>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</i></b>	
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivo de la tesis	2
1.3 Descripción del problema	2
1.4 Justificación	3
1.5 Alcance	4
1.6 Estado del arte	4
1.7 Estructura de la tesis	10
<b><i>CAPÍTULO 2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR</i></b>	
2.1 Introducción	13
2.2 Principio de la protección diferencial	13
2.3 Protección diferencial trifásica	14
2.3.1 Protección diferencial por medio de relevadores electromecánicos	15
2.3.2 Protección diferencial por medio de un relevador digital	17
2.4 Problemas que se presentan en la protección diferencial	19
2.4.1 Diferencia en las relaciones de transformación de los TC's	20
2.4.2 Diferencia en las características de los TC's	20
2.4.3 Saturación de los TC's	20
2.4.4 Corriente de Inrush	21
2.4.5 Sobreexcitación del transformador de potencia	22
2.4.6 Protección diferencial de porcentaje	23





---

2.5	Algoritmos digitales para protección de transformadores	25
2.5.1	Algoritmos de identificación de forma de onda	25
2.5.2	Algoritmos con frenado por armónicos	26
2.5.3	Algoritmos basados en modelos	26
2.6	Discusión de los algoritmos	27

### ***CAPÍTULO 3. DESARROLLO DEL ALGORITMO***

3.1	Introducción	29
3.2	Característica de operación diferencial del relevador	29
3.3	Bloqueo por 5 <sup>a</sup> armónica	32
3.4	Frenado por armónicas pares	33
3.5	Frenado por contenido de cd	34
3.6	Operación del relevador	36
3.7	Diagrama de flujo	37
3.7.1	Ingreso de datos y cálculo de ajustes	37
3.7.2	Adquisición de muestras de corriente	38
3.7.3	Filtro antialiasing	39
3.7.4	Obtención de fasores	39
3.7.5	Compensación de defasamientos	47
3.7.6	Evaluación de la operación del relevador	48

### ***CAPÍTULO 4. SIMULACIONES***

4.1	Introducción	49
4.2	Sistema de prueba número 1	49
4.2.1	Energización en vacío del transformador	50
4.2.2	Condiciones normales de operación del transformador	52
4.2.3	Falla interna trifásica en los bornes del secundario	54
4.2.4	Falla trifásica externa en el secundario del transformador	56
4.2.5	Falla monofásica interna en el primario del transformador	58
4.2.6	Análisis de resultados del sistema de prueba 1	60
4.3	Sistema de prueba número 2	61

---



---

4.3.1	Sobreexcitación del transformador	61
4.3.2	Energización del transformador con carga	64
4.3.3	Energización del transformador con falla monofásica en el primario	66
4.3.4	Falla interna entre fases con saturación de los TC's ubicados en el primario	67
4.3.5	Falla externa con saturación de TC's	69
4.3.6	Análisis de resultados del sistema de prueba 2	71
4.4	Sistema de prueba número 3	73
4.4.1	Condiciones normales de operación	73
4.4.2	Energización del transformador con carga	76
4.4.3	Falla externa entre las fases <b>a</b> y <b>b</b> en el secundario del transformador	77
4.4.4	Falla externa entre las fases <b>a</b> y <b>b</b> en el secundario del transformador, con resistencia de falla	79
4.4.5	Falla interna de la fase <b>a</b> a tierra en el primario del transformador	80
4.4.6	Falla interna de la fase <b>a</b> a tierra en el primario, con resistencia de falla	81
4.4.7	Análisis de resultados del sistema de prueba 3	83
4.5	Archivos con formato comtrade	84
4.5.1	Energización del transformador en vacío	84
4.5.2	Falla externa en el secundario del transformador	86
4.5.3	Análisis de resultados obtenidos al evaluar archivos comtrade	88

## ***CAPITULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

5.1	Introducción	89
5.2	Conclusiones	89
5.3	Recomendaciones para trabajos futuros	91
5.4	Aportaciones	92

---



---

**APÉNDICE A. CONEXIONES Y CÓDIGO HORARIO.**

A.1	Conexiones de un transformador trifásico	98
A.2	Código horario y factor de corrección	100

**APÉNDICE B. DATOS DE SISTEMAS SIMULADOS.**

B.1	Datos de fuentes equivalentes y elementos utilizados en las simulaciones	105
-----	--	-----

**APÉNDICE C. CÁLCULO DE AJUSTES.**

C.1	Cálculo de ajustes para los sistemas de prueba 1 y 2	109
C.2	Cálculo de ajustes para el sistema de prueba 3	112

**APÉNDICE D. PROGRAMA**

D.1	Programa realizado en el software Matlab	115
-----	--	-----

**APÉNDICE E. FILTRO HOMOPOLAR**

E.1	Conexiones estrella-estrella y delta-delta	131
E.2	Conexiones delta-estrella	132
E.3	Conexiones estrella-delta	132

**APÉNDICE F. COMPUERTAS Y COMPARADORES**

F.1	Compuerta and	134
F.2	Compuerta or	135
F.3	Comparador	135

## INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura		Pg.
Figura 1.1	Zonas de protección.	2
Figura 1.2a	Diagrama unifilar típico de la conexión de un relevador al sistema de potencia.	5
Figura 1.2b	Esquema de disparo del interruptor.	5
Figura 1.3	Diagrama de bloques de un relevador digital.	6
Figura 2.1a	Esquema básico para la protección diferencial sin falla.	14
Figura 2.1b	Esquema básico para la protección diferencial con falla interna	14
Figura 2.2	Transformador trifásico con conexión estrella/delta.	15
Figura 2.3	Esquema de protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores electromecánicos.	16
Figura 2.4	Esquema de protección diferencial de un transformador trifásico por medio de un relevador digital.	17
Figura 2.5a	Señal de corriente del secundario de un TC cuando se encuentra no está saturado.	21
Figura 2.5b	Señal de corriente del secundario de un TC cuando se encuentra muy saturado.	21
Figura 2.6	Forma de onda típica de una Corriente Inrush.	22
Figura 2.7.	Corriente de un Transformador Sobreexcitado.	23
Figura 2.8	Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje	24
Figura 3.1	Curva de protección diferencial de un relevador.	30
Figura 3.2	Detección de zona del relevador en las tres fases.	31
Figura 3.3	Bloqueo del relevador por contenido de 5 <sup>o</sup> armónico.	33
Figura 3.4	Bloqueo del relevador por contenido de corrientes de 2 <sup>a</sup> y 4 <sup>a</sup> armónica.	34
Figura 3.5	Bloqueo del relevador por contenido de CD.	36
Figura 3.6	Operación del relevador.	37
Figura 3.7	Diagrama de flujo del algoritmo.	38
Figura 4.1	Ventana de 24 muestras para un ciclo completo de frecuencia fundamental.	49
Figura 4.2	Sistema de prueba número 1 y señales de corriente que llegan a los TC`s.	50
<b>Sistema de prueba número 1. Simulación 4.2.1</b>		
Figura 4.3	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	51
Figura 4.4a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	51
Figura 4.4b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	51
Figura 4.5a	Corrientes diferenciales de 2 <sup>a</sup> armónica.	52
Figura 4.5b	Porcentaje de 2 <sup>a</sup> armónica.	52
Figura 4.6	Señal de disparo del relevador.	52

**Sistema de prueba número 1. Simulación 4.2.2**

Figura 4.7	Operación del transformador trabajando en condiciones normales	52
Figura 4.8	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	51
Figura 4.9a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	51
Figura 4.9b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	51
Figura 4.10	Señal de disparo del relevador.	52

**Sistema de prueba número 1. Simulación 4.2.3**

Figura 4.11	Aplicación de falla trifásica en los bornes del secundario del transformador.	54
Figura 4.12	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	55
Figura 4.13a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	55
Figura 4.13b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	55
Figura 4.14	Señal de disparo del relevador.	55

**Sistema de prueba número 1. Simulación 4.2.4**

Figura 4.15	Falla trifásica externa a la protección del transformador.	56
Figura 4.16	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	56
Figura 4.17a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	57
Figura 4.17b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	57
Figura 4.18	Porcentaje de 2ª armónica.	57
Figura 4.19	Factor de cd.	57
Figura 4.20	Señal de disparo del relevador.	58

**Sistema de prueba número 1. Simulación 4.2.5**

Figura 4.21	Falla monofásica dentro de la zona de protección del transformador.	58
Figura 4.22	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	59
Figura 4.23a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	59
Figura 4.23b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	57
Figura 4.24	Señal de disparo del relevador.	60

**Sistema de prueba número 2. Simulación 4.3.1**

Figura 4.25	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	62
Figura 4.26a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	62
Figura 4.26b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	62
Figura 4.27a	Porcentaje de corrientes diferenciales de 2ª armónica.	63
Figura 4.27b	Porcentaje de corrientes diferenciales de 4ª armónica.	63
Figura 4.28	Porcentaje de 5ª armónica.	63
Figura 4.29	Señal de disparo del relevador.	63

---

<b>Sistema de prueba número 2. Simulación 4.3.2</b>		
Figura 4.30	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	64
Figura 4.31a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	65
Figura 4.31b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	65
Figura 4.32a	Porcentaje de corrientes diferenciales de 2ª armónica.	65
Figura 4.32b	Porcentaje de corrientes diferenciales de 4ª armónica.	65
Figura 4.33	Señal de disparo del relevador.	65
<b>Sistema de prueba número 2. Simulación 4.3.3</b>		
Figura 4.34	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	66
Figura 4.35a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	66
Figura 4.35b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	66
Figura 4.36	Porcentaje de 2ª armónica.	67
Figura 4.37	Señal de disparo del relevador.	67
<b>Sistema de prueba número 2. Simulación 4.3.4</b>		
Figura 4.38	Falla en el primario del transformador entre las fase A y B a tierra, dentro de la zona de protección.	68
Figura 4.39	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	68
Figura 4.40a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	69
Figura 4.40b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	69
Figura 4.41	Porcentaje de 2ª armónica.	69
Figura 4.42	Señal de disparo del relevador.	69
<b>Sistema de prueba número 2. Simulación 4.3.5</b>		
Figura 4.43	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	70
Figura 4.44a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	70
Figura 4.44b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	70
Figura 4.45a	Porcentaje de corrientes diferenciales de 2ª armónica.	71
Figura 4.45b	Porcentaje de corrientes diferenciales de 4ª armónica.	71
Figura 4.46	Señal de disparo del relevador.	71
Figura 4.47	Sistema de simulación para el caso de prueba número 3.	73
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.1</b>		
Figura 4.48	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	74
Figura 4.49a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	74
Figura 4.49b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	74
Figura 4.50	Porcentaje de 2ª armónica.	75
Figura 4.51	Porcentaje de 4ª armónica.	75
Figura 4.52	Porcentaje de 5ª armónica.	75
Figura 4.53	Factor de contenido de cd.	75

---

---

Figura 4.54	Señal de disparo del relevador.	75
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.2</b>		
Figura 4.55	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	76
Figura 4.56a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	76
Figura 4.56b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	76
Figura 4.57	Porcentaje de 2ª armónica.	77
Figura 4.58	Porcentaje de 4ª armónica.	77
Figura 4.59	Señal de disparo del relevador.	77
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.3</b>		
Figura 4.60	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	78
Figura 4.61a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	78
Figura 4.61b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	78
Figura 4.62	Señal de disparo del relevador.	78
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.4</b>		
Figura 4.63	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	79
Figura 4.64a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	79
Figura 4.64b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	79
Figura 4.65	Señal de disparo del relevador.	80
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.5</b>		
Figura 4.66	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	80
Figura 4.67a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	81
Figura 4.67b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	81
Figura 4.68	Señal de disparo del relevador.	81
<b>Sistema de prueba número 3. Simulación 4.4.6</b>		
Figura 4.69	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	82
Figura 4.70a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	82
Figura 4.70b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	82
Figura 4.71	Señal de disparo del relevador.	82
<b>Archivos con formato comtrade. Sección 4.5.1</b>		
Figura 4.72	Energización del transformador en vacío.	84
Figura 4.73	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	85
Figura 4.74a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	85
Figura 4.74b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	85
Figura 4.75	Porcentaje de 2ª armónica.	86
Figura 4.76	Factor de contenido de cd.	86

---

---

Figura 4.77	Señal de disparo del relevador.	86
-------------	---------------------------------	----

**Archivos con formato comtrade. Sección 4.5.2**

Figura 4.78	Sistema utilizado para monitorear corrientes de falla externa.	87
Figura 4.79	Corrientes del transformador que llegan al relevador.	87
Figura 4.80a	Corrientes diferenciales presentes en el relevador.	87
Figura 4.80b	Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.	87
Figura 4.81	Señal de disparo del relevador.	88
Figura A.1	Transformador conectado en estrella-estrella.	89
Figura A.2	Transformador conectado en delta-delta.	90
Figura A.3	Transformador conectado en estrella-delta.	90
Figura A.4	Transformador conectado en delta-estrella.	91

**Simulación sección 4.2 y 4.3.**

Figura B.1	Fuente equivalente.	96
Figura B.2	Transformador trifásico.	96
Figura B.3	Cargas.	97
Figura B.4	TC's del lado primario.	97
Figura B.5	TC's del lado secundario.	97
Figura B.6	Módulo de fallas.	97

**Simulación de la sección 4.4.**

Figura B.7	Fuente equivalente.	98
Figura B.8	Transformador.	98
Figura B.9	TC's del lado primario.	98
Figura B.10	Fuente equivalente.	99
Figura B.11	TC's del lado primario.	99
Figura B.12	Modulo de fallas.	99

Figura F.1	Compuerta and.	134
Figura F.2	Compuerta or.	135
Figura F.3	Comparador.	135

<b>Tabla</b>		<b>Pg.</b>
Tabla 4.1	Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 1.	60
Tabla 4.2	Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 2.	72
Tabla 4.3	Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 3.	83
Tabla 4.4	Resultados obtenidos con el uso de archivos con formato comtrade.	88
Tabla A.1	Código horario para conexiones estrella-estrella o delta-delta.	92
Tabla A.2	Código horario para transformadores conectados en delta-estrella.	93
Tabla A.3	Código horario para transformadores conectados en estrella-delta.	94
Tabla B.1.	Características de la fuente equivalente.	96
Tabla B.2.	Características del transformador trifásico.	96
Tabla B.3.	Características de la carga.	97
Tabla B.4.	Características de los TC's del lado primario.	97

---





---

Tabla B.5.	Características de los TC's del lado secundario.	97
Tabla B.6.	Características del módulo de fallas.	97
Tabla B.7.	Características de la fuente equivalente en el lado de 400kV.	98
Tabla B.8.	Características del transformador banco trifásico.	98
Tabla B.9.	Características de los TC's del lado primario.	98
Tabla B.10.	Características de la fuente equivalente en el lado de 115kV.	99
Tabla B.11.	Características de los TC's del lado primario.	99
Tabla B.12.	Características del módulo de fallas.	99
Tabla C.1	Datos del transformador, conexión delta-estrella.	100
Tabla C.2	Datos del transformador, conexión estrella-estrella.	103
Tabla F.1	Operación lógica de la compuerta or.	134
Tabla F.2	Operación lógica de la compuerta and.	135



---

**GLOSARIO DE TERMINOS Y VARIABLES UTILIZADAS.**

TC's = Transformadores de corriente.

TP's = Transformadores de potencial.

CD = Corriente directa.

Comtrade = Formato de archivo de datos.

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.

I<sub>INS</sub> = Ajuste de corriente diferencial para operación sin posibilidad de frenado.

a = 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.

I<sub>A</sub>, I<sub>B</sub>, I<sub>C</sub> = Corrientes de línea en el primario del transformador.

i<sub>A</sub>, i<sub>B</sub>, i<sub>C</sub> = Corrientes de línea secundarias en el primario del transformador.

I<sub>a</sub>, I<sub>b</sub>, I<sub>c</sub> = Corrientes de línea en el secundario del transformador.

i<sub>a</sub>, i<sub>b</sub>, i<sub>c</sub> = Corrientes de línea secundarias en el secundario del transformador.

I<sub>DIFA</sub>, I<sub>DIFB</sub>, I<sub>DIFC</sub> = Corrientes diferenciales en las tres fases.

I<sub>PASOA</sub>, I<sub>PASOB</sub>, I<sub>PASOC</sub> = Corrientes de paso en las tres fases.

87SFA, 87SFB, 87SFC = Señales de disparo generadas cuando la corriente diferencial se encuentra en zona de operación sin posibilidad de frenado.



- 87DGA, 87DGB, 87DGC = Señales de disparo generadas si la corriente diferencial se encuentra dentro de la zona de operación del relevador.
- 87SF = Señal de disparo del relevador sin posibilidad de frenado.
- 87DG = Señal de disparo generada si alguna corriente diferencial se encuentra dentro de la zona de operación del relevador.
- $\alpha_1, \alpha_2$  = Valores de las pendientes de la curva de protección diferencial de porcentaje.
- $I_{5A}, I_{5B}, I_{5C}$  = Corrientes diferenciales de 5° armónico.
- $I_{2A}, I_{2B}, I_{2C}$  = Corrientes diferenciales de 2° armónico.
- $I_{4A}, I_{4B}, I_{4C}$  = Corrientes diferenciales de 4° armónico.
- 5HBLA, 5HBLB, 5HBLC = Bloqueos por fase debidos al contenido de 5° armónico.
- 4HBLA, 4HBLB, 4HBLC = Bloqueos por fase debidos al contenido de 4° armónico.
- 2HBLA, 2HBLB, 2HBLC = Bloqueos por fase debidos al contenido de 2° armónico.
- 5HBL = Señal de bloqueo general por contenido de 5° armónico.
- 4HBL = Señal de bloqueo general por contenido de 4° armónico.
- 2HBL = Señal de bloqueo general por contenido de 2° armónico.
- S+ = Sumatoria de muestras positivas en una ventana.
- S- = Sumatoria de muestras negativas en una ventana.
- RCD = Relación de corriente directa.
- RCDU = Umbral de relación de cd.
- BLCDA, BLCDB, BLCDC = Bloqueo por fase, generada si el valor de la relación de contenido de cd en la corriente de cada fase, es menor al valor umbral.
- BLCD = Señal de bloqueo por contenido de cd.
- 87BL = Señal de bloqueo definitivo del relevador.
- 87D = Señal definitiva de disparo del relevador.
- “LES” = Algoritmo de mínimos errores cuadrados.
- $m$  = Muestra o medida tomada.
- $t$  = Tiempo.
- $i$  = Muestra en cuestión.
- $I_p$  = Corriente pico de la señal.
- $I_{P1}$  = Corriente pico de la señal fundamental.
- $I_{P2}$  = Corriente pico de la 2ª armónica.



$I_{P3}$  = Corriente pico de la 3<sup>a</sup> armónica.

$I_{P4}$  = Corriente pico de la 4<sup>a</sup> armónica.

$I_{P5}$  = Corriente pico de la 5<sup>a</sup> armónica.

$I_{P6}$  = Corriente pico de la 6<sup>a</sup> armónica.

$I_{P7}$  = Corriente pico de la 7<sup>a</sup> armónica.

$I_{P8}$  = Corriente pico de la 8<sup>a</sup> armónica.

$I_0$  = Corriente directa.

$I_P \cos \theta$  = Parte real del fasor.

$I_P \sin \theta$  = Parte imaginaria del fasor.



# CAPITULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Introducción.

Un sistema eléctrico de potencia está formado por cuatro grandes áreas: generación, transmisión, distribución y utilización; que en conjunto brindan energía eléctrica a una variedad de consumidores.

Puesto que los sistemas de potencia abarcan enormes territorios y constan de un gran número de componentes, las probabilidades de que se presente una falla o anomalía y de que un componente del sistema falle, son considerables. La ocurrencia de fallas puede causar daño al equipo y accidentes al personal resultando así pérdidas monetarias o humanas, tanto en las empresas del mercado eléctrico, como para los consumidores. Por lo tanto, cada elemento del sistema debe ser protegido de daños debidos a fallas y condiciones de operación adversas. Un sistema de potencia está dividido en zonas de protección como se muestra en la Figura 1.1, cada zona generalmente incluye un elemento principal a proteger por medio de un conjunto de relevadores. Los relevadores de protección al detectar la ocurrencia de una falla dentro de su zona de operación, mandan una señal de disparo a circuitos que abren interruptores y de esta manera aíslan el ó los componentes fallados del resto del sistema de potencia [32,33,34,36,39].

Las zonas adyacentes se deben traslapar para asegurar que ninguna parte del sistema de potencia quede sin protección. Los relevadores de respaldo, también aseguran el aislamiento del elemento fallado en caso de que la protección primaria falle en su operación. Los relevadores de respaldo, generalmente operan con un tiempo de retardo y no sólo aíslan la zona fallada, sino que también las zonas inmediatas [34,36].

Zonas de protección:

- 1 Generadores
- 2 Transformadores
- 3 Generador-transformador
- 4 Motor
- 5 Barras
- 6 Líneas de transmisión o distribución.

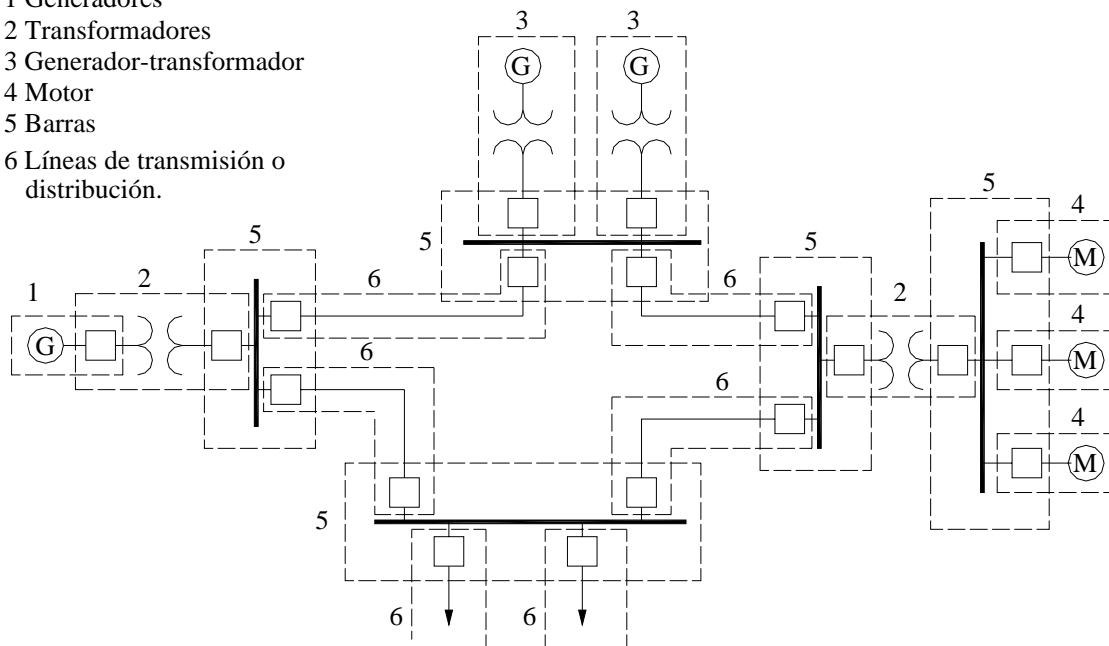


Figura 1.1. Zonas de Protección.

## 1.2 Objetivo de la tesis.

Diseñar un algoritmo digital para la protección diferencial de transformadores trifásicos, que opere correctamente ante fallas internas y por otro lado, se bloquee ante fallas externas, independientemente de las condiciones de operación ó de falla.

## 1.3 Descripción del problema.

Actualmente, se está dando un cambio en la tecnología de los relevadores de protección, de electromecánicos a digitales, gracias a las ventajas que ofrecen los relevadores digitales como son: ser más pequeños, multifuncionales, tienen múltiples ajustes que se cargan o modifican a partir de un archivo de datos, tienen registrador de fallas, cuentan con puertos de red y comunicación, entre otras. Este cambio implica un cálculo diferente de ajustes y nuevas consideraciones para un funcionamiento correcto del relevador digital. Los relevadores diferenciales electromecánicos son monofásicos, por lo que se necesita conectar los TC's 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, con el fin de compensar los defasamientos producidos por las conexiones delta-estrella y estrella-delta de los transformadores de potencia [28,29,33,35,37,39]. Asimismo, para lograr una mínima corriente diferencial de las corrientes que llegan al relevador, se necesita que los TC's tengan una relación de transformación determinada, lo cual no siempre es factible y a veces es necesario conectar TC's auxiliares o disminuir la sensibilidad 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 en el algoritmo de operación del relevador [29,30,38].

#### **1.4 Justificación.**

Los transformadores son uno de los elementos más costosos y valiosos en el SEP, por esta razón, la seguridad de estos es de gran importancia. La protección diferencial es uno de los esquemas más utilizados en los transformadores de potencia de gran capacidad (mayores a 10MVA) y su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de las magnitudes de las corrientes del lado de alta tensión contra las de baja; en este proceso, se obtiene una corriente diferencial que se compara con una corriente previamente ajustada, lo cual indica la operación de un relevador [32,33]. Sin embargo, esta corriente diferencial se puede ver afectada bajo otros fenómenos, que no necesariamente correspondan a una falla interna, ocasionando el disparo en falso del relevador. Estos fenómenos, se deben básicamente a la no linealidad del núcleo del transformador y se pueden presentar en condiciones de energización, sobreexcitación y fallas externas [32,33,34,35,36,37,39].

En la actualidad, los esquemas de protección en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se desarrollan para cumplir con los requerimientos de confiabilidad y seguridad [36]. Por tal motivo, es necesario realizar un estudio que incluya simulaciones e implementación de algoritmos de protección, para hacer más eficiente, confiable y

segura su operación en los SEP. Al mismo tiempo, la evolución de la tecnología de protecciones ha introducido en el mercado relevadores digitales para la protección de SEP's, así como la infraestructura de comunicaciones en subestaciones y centros de control, que sugieren la posibilidad de desarrollar sistemas de protección que puedan adaptarse a las condiciones cambiantes del sistema.

### **1.5 Alcance.**

Se diseña un algoritmo y se escribe en Matlab un programa que simula la operación de un relevador diferencial aplicado a un transformador trifásico, este algoritmo cumple con los requisitos de seguridad y dependabilidad ante distintas condiciones de operación y falla, tanto para casos reales (registro de señales de corriente en archivos con formato Comtrade), como para simulaciones realizadas. De esta manera se valida el funcionamiento del programa, detectando las ventajas y debilidades que presenta el algoritmo ante distintas situaciones.

### **1.6 Estado del arte.**

Los fusibles fueron usados como dispositivos de protección de transformadores en el inicio de los sistemas eléctricos de potencia. Ellos son efectivos y económicos pero tienen desventajas como: no discriminan entre fallas del lado de la carga o del lado de generación y una vez que la falla es liberada, el sistema no puede restaurarse ya que después de cada operación, el fusible tiene que ser reemplazado [32,33].

En la operación de un relevador se energizan los circuitos de disparo para la apertura de un interruptor. Los relevadores de protección, usan cantidades eléctricas que vienen del sistema de potencia y se conectan a él a través de TC's, comúnmente asociados con el interruptor y si es necesario, con transformadores de voltaje (TP's). El diagrama unifilar de un relevador típico se muestra en la Figura 1.2a. En el esquema de cd, Figura 1.2b, se observa que al entrar en servicio el interruptor, el contacto 52a se cierra. Con una falla en el sistema, el contacto del relevador se cierra, al mismo tiempo opera



el circuito para energizar la bobina de disparo del interruptor, esta acción abre los contactos principales del interruptor y de esta manera queda desenergizada la zona ó el elemento a proteger. El contacto CS sirve de enclavamiento, para protección del contacto del relevador, ya que este no está diseñado para abrir corrientes de la bobina de disparo del interruptor; así entonces, cuando el interruptor abre sus contactos principales, queda energizada la bobina 52T, por lo que no abre inmediatamente el contacto 52a y la bobina CS mantiene cerrado el contacto CS hasta que abra el contacto 52a [33].

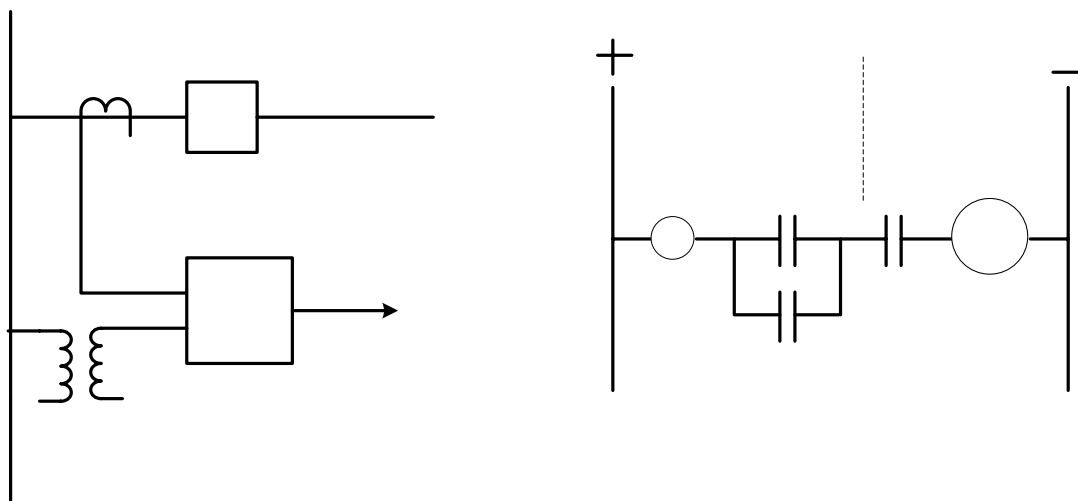


Figura 1.2. (a) Diagrama unifilar típico de la conexión de un relevador al sistema de potencia. (b) Esquema de disparo del interruptor

El desarrollo de los relevadores electromecánicos trajo significantes mejoras en la protección de sistemas de potencia, ya que estos relevadores proveen medios para controlar los tiempos de operación y habilidad para el recierre de circuitos. Estas características mejoraron la sensibilidad y selectividad de los esquemas de protección. Actualmente, un gran número de relevadores electromecánicos aún se encuentran en operación [40].

Sistema de potencia

interruptor 52

Circuito a proteger

TC

Los relevadores de estado sólido se introdujeron en los años 50's, inicialmente no eran aceptados por los usuarios porque sus diseños eran inadecuados y los componentes electrónicos tenían un alto índice de falla. Más tarde, se desarrollaron semiconductores

con mejores características y esto permitió el uso de ellos. Avances recientes en el área de circuitos integrados han permitido desarrollar chips de adquisición de datos e implementar los relevadores microprocesados. Estos avances permitieron el desarrollo de los relevadores digitales [40].

Un relevador digital es un dispositivo basado en un microprocesador, que mediante un programa procesa señales para la implementación de la lógica del relevador. El diagrama de bloques de la operación de un relevador digital se muestra en la Figura 1.3. Las señales que salen de los transformadores de instrumento, llegan al relevador en el cual se les da un acondicionamiento, ya que se escalan y se aíslan eléctricamente, asimismo, pasan a través de un filtro antialiasing. Posteriormente, viene la etapa de adquisición de datos en donde internamente existen circuitos de muestreo y retención, multiplexores y convertidores analógico-digital, una vez que se obtienen las señales digitales, alimentan a la microcomputadora. En la mayoría de las aplicaciones de los relevadores digitales, los datos muestreados se guardan en una memoria RAM. Estos son transferidos a otra memoria permanente tanto como sea posible, y una memoria no volátil ROM, es usada para guardar los ajustes y el programa del relevador [40]. La lógica del relevador es ejecutada en la unidad central de procesamiento.

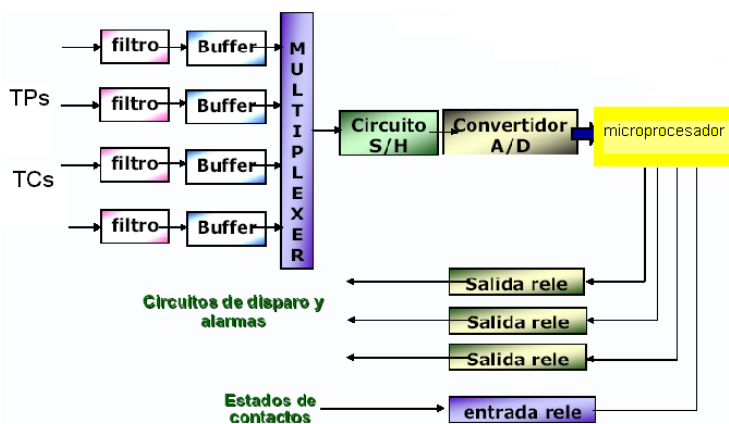


Fig 1.3. Diagrama de bloques de un relevador digital

Una terminal de protección diferencial digital, realiza la función de protección diferencial trifásica y cuenta con: medición de corrientes a ambos lados del transformador, medición de la corriente diferencial, medición de corrientes de 2ª y 4ª armónica en la



corriente diferencial, ajuste de la relación de transformación de los TC's, interfaz local y remoto de comunicaciones, interfaz hombre-máquina (display y teclado alfanumérico), sincronización horaria, adaptación al grupo de conexión, registro de eventos, informe de fallas, 8 entradas digitales configurables, 4 salidas de disparo, lógica programable de salidas auxiliares (7 configurables), indicación óptica de alarmas, múltiples ajustes, rutinas de autodiagnóstico, entre otras características [38].

Numerosos algoritmos han sido propuestos para simular un relevador de protección diferencial. A continuación se explican brevemente algunos de ellos.

En 1969, Rockefeller sugiere que las corrientes de Inrush pueden ser identificadas por monitoreo del tiempo de duración entre picos sucesivos de la corriente. En una corriente de Inrush los picos sucesivos están separados en 4 ó 16 ms, mientras que los picos sucesivos de una corriente de falla están separados de 7.5 a 10ms. Además, el valor del pico en las corrientes de falla está entre el 75 y el 125% del pico previo y es de signo opuesto. Rockefeller también adapta el concepto de protección diferencial de porcentaje de los relevadores convencionales al relevador digital [1].

En 1972, Sykes y Morrison proponen un método digital de protección diferencial para transformadores con frenado por armónicos y la manera de obtener la componente fundamental y de 2ª armónica de la corriente diferencial es utilizando dos filtros pasabanda [2].

En 1976, Malik, Dash y Hope, utilizan un método de correlación mediante ondas senoidales y cuadradas para obtener la magnitud de los fasores de corriente utilizados en el relevador diferencial [3].

En 1979, Malik, Dash y Hope, introducen una aproximación unificada que es válida para las impedancias del primario y secundario del transformador y proponen un índice  $\Psi = (1/N) \sum_{k=1, N} i_p(k) e_p(k)$ , el cual es constante en caso de operación normal, se incrementa en caso de falla externa y decrece en caso de falla interna e inrush [4].



En 1982, Thorp y Phadke proponen un algoritmo de frenado por voltaje. Se impide el disparo del relevador si  $e_p$  es mayor que un umbral  $e_o$ . Y además se introduce una función como un indicador de la distorsión en el cálculo de  $e_p$ , de esta manera el relevador detiene el disparo hasta que la distorsión está debajo de un nivel seguro. En el mismo año proponen un algoritmo de relevador diferencial en el cual hacen el cálculo de los fasores de corriente por medio de la transformada discreta de Fourier [5,6].

En 1982, Degens utiliza la aproximación a una curva por mínimos cuadrados como un filtro para aislar la componente fundamental de la corriente; aún cuando ésta sea muestreada en condiciones de corriente de Inrush [7].

En 1983, Thorp y Phadke dan a conocer un algoritmo de protección diferencial con frenado basado en flujos magnéticos, puesto que la relación de flujo magnético en un transformador es la misma para condiciones normales de operación, fallas externas y corrientes de Inrush, y no se mantiene para fallas internas. El flujo en un transformador, se calcula mediante una ecuación dependiente de voltajes y corrientes en los devanados, posteriormente, se evalúa en un plano flujo-corriente diferencial para determinar si el transformador está en condición de falla ó no falla [8].

En 1989, Sachdev, Sidhu y Wood, proponen un algoritmo que no usa la detección de corrientes armónicas, ni frenado en la corriente de Inrush; además, se puede utilizar para situaciones en las cuales no es posible medir las corrientes de los devanados. Se basan en que las ecuaciones electromagnéticas de un transformador son ecuaciones diferenciales de voltajes, corrientes y enlaces de flujo, estas ecuaciones son válidas durante corrientes de Inrush, condiciones normales de operación y fallas externas, sin embargo, no lo son para fallas internas. De acuerdo con esta consideración, los autores relacionan corrientes y voltajes en los devanados, para que a partir de corrientes y voltajes de línea se determine si existe falla ó no [10].

En 1990, Murty y Smolinski, efectúan el diseño e implementación de la protección diferencial de porcentaje de un transformador trifásico, por medio de un filtro Kalman.



Se utiliza un filtro Kalman de onceavo orden para estimar la señal fundamental y las componentes hasta de 5ª armónica, de las señales de corriente del transformador. El relevador es frenado con la presencia de armónicos durante la corriente de Inrush y con el quinto armónico ante condiciones de sobreexcitación. El frenado ante fallas externas es provisto mediante la característica diferencial de porcentaje [12].

En 1992, Girgis, Hart y Chang, proponen un algoritmo adaptable que permite el reconocimiento de los diferentes estados de operación del transformador, utilizando un filtro Kalman. Básicamente está compuesto por tres estados de operación del transformador. El proceso inicia cuando el sistema toma mediciones de corrientes y voltajes en el lado primario y secundario, para determinar el estado del transformador. Cuando el transformador se encuentra en condiciones normales de operación, un filtro de Kalman de segundo orden estima los valores de corriente en el lado primario y secundario del transformador y en caso de que se detecte un transitorio, un filtro de Kalman de tercer orden estima la señal de 60Hz. y analiza el decaimiento exponencial de la magnitud de corriente, determinando la existencia de una falla en el transformador. Cuando el transformador se encuentra desconectado y es energizado un filtro de Kalman de quinto orden evalúa la señal de 60Hz. y componentes de 120Hz. determinando si existe condición de falla [13].

En 1998, Stanley E. Zocholl, implementó un relevador en un microprocesador, el cual recibe señales de corriente y mediante un programa calcula: fasores de corriente en los devanados primario y secundario, la corriente diferencial, el contenido y frenado de armónicos y una señal de disparo para cada fase. Mediante un filtro coseno de 16 muestras extrae los fasores de la corriente fundamental, 2ª y 5ª armónica. Cuenta con ajustes para tomar en cuenta los taps y su operación se basa en la característica de protección diferencial de porcentaje [25].

En 1999, Sidhu, Gill y Sachdev, describen una técnica usando impedancias de secuencia positiva y negativa del sistema de potencia y del transformador para la detección de fallas. Dicha técnica requiere procesar los voltajes y las corrientes



presentes en las terminales del transformador y las pruebas indican que es estable ante condiciones de saturación de TC`s. En base a los datos de corrientes y voltajes se construye el plano de impedancias vistas por los relevadores del lado primario y secundario del transformador; éstas se encuentran en determinados cuadrantes dependiendo el estado en que se encuentre el transformador, es decir, falla ó no falla. De esta manera los relevadores son capaces de distinguir entre fallas internas y externas a la zona de protección del transformador [16].

En 2000, Armando Guzmán, Stan Zocholl, Gabriel Benmouyal y Héctor Altuve, analizan los métodos tradicionales y desarrollan una nueva técnica para la protección diferencial de un transformador que provee seguridad ante condiciones de falla externa, inrush, saturación de TC`s y sobreexcitación y provee dependabilidad ante fallas internas. Esta técnica combina el método de frenado y bloqueo por armónicos con un método de reconocimiento de forma de onda; puesto que usa algunos armónicos para frenar el disparo y mediante el contenido de corriente de CD y de 5<sup>a</sup> armónica bloquea el disparo. La característica de operación del relevador es una diferencial de porcentaje [18].

En 2001, Armando Guzmán, Stan Zocholl, Gabriel Benmouyal y Héctor Altuve, analizan a detalle y en forma teórica el problema de la protección diferencial del transformador. Inicialmente, se aborda el concepto de la protección diferencial; después, se analizan los fenómenos de Inrush, sobreexcitación y saturación de TC`s, como posibles causas de una mala operación del relevador. Finalmente, se describen los métodos existentes para discriminar las fallas internas, de corrientes de Inrush ó condiciones de sobreexcitación [20].

## 1.7 Estructura de la tesis.

La tesis está organizada en 5 capítulos y 4 apéndices. El **capítulo 1**, es una introducción al tema de tesis y describe el contenido de esta. Aquí se presenta una breve historia de los relevadores de protección y su papel en los sistemas de potencia, así como una



---

breve descripción de los relevadores digitales y una síntesis de las técnicas existentes para realizar la protección diferencial digital de un transformador.

El **capítulo 2**, da una visión del esquema de protección diferencial convencionalmente usado y muestra algunos detalles de cuidado que se presentan cuando se aplica a un transformador de potencia. Además, contiene un bosquejo de los diferentes algoritmos digitales propuestos para la protección diferencial de transformadores, así como una discusión de sus características.

En el **capítulo 3**, se desarrolla paso a paso el algoritmo propuesto para la detección de fallas y se explica por medio de distintos bloques la manera en que opera el algoritmo. También, se presenta un diagrama de flujo que contiene las fases que rigen el comportamiento del algoritmo de protección.

El **capítulo 4**, describe los diferentes sistemas que se usaron para evaluar la operación del algoritmo propuesto. El modelado de los sistemas se simuló en el paquete PSCAD para generar el archivo de datos de corriente que utiliza el algoritmo, el cual se evalúa posteriormente en el software MATLAB para determinar la condición en la que se encuentra cada caso, es decir, condición de falla ó no falla. También se muestran gráficas en las cuales se puede observar el comportamiento de las señales de corriente en cada simulación y se resumen los resultados obtenidos de cada sistema de prueba para realizar un análisis de ellos en cada caso de simulación.

En el **capítulo 5**, se reporta una serie de conclusiones acerca del funcionamiento del algoritmo, que se obtienen en base al comportamiento de las simulaciones realizadas. Finalmente, se hacen recomendaciones y propuestas para trabajos futuros.

En el **apéndice A**, se exponen las conexiones más comunes que hay en los transformadores trifásicos de potencia, así como las ventajas y desventajas de cada una de ellas. Después, de acuerdo al del tipo de conexión que tiene el transformador,



---

se detallan sus correspondientes *códigos horarios*, los cuales indican el comportamiento de las corrientes tanto del primario como del secundario.

En el **apéndice B**, se describen las características de los componentes usados en cada circuito de simulación; en los primeros dos circuitos de simulación se utilizan los valores predeterminados que trae cada componente en el software EMTDC/PSCAD y en la tercer simulación se utilizaron datos de un sistema real.

En el **apéndice C**, se realiza el cálculo de ajustes para cada simulación. En la curva de protección diferencial, se tiene dos pendientes, un valor umbral, un valor sin posibilidad de frenado, porcentajes de frenado por contenido armónico, factor de compensación, entre otros ajustes. Todos estos, se calculan en base a los datos del transformador, del sistema y características de los TC`s y la manera de realizarlos se muestra en este apéndice.

En el **apéndice D**, se encuentra el programa que simula la operación del relevador; este programa se realizó en el editor de Matlab y para su operación utiliza un archivo de datos, el cual se obtiene de las simulaciones realizadas en el software PSCAD. Una vez que se leen las seis señales de corriente se procesan en el algoritmo para determinar a través de una señal de disparo si existe falla en esa simulación.



---

## CAPÍTULO II

### 2. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR

#### 2.1 Introducción.

La protección diferencial es un esquema utilizado normalmente para protección de transformadores y generadores, sin embargo, en los últimos años ha llegado a ser un esquema viable en la protección de líneas de transmisión. Además, es un esquema recomendado como protección primaria de cada componente del sistema de potencia.

En este capítulo se estudia el principio fundamental de la protección diferencial aplicado a transformadores de potencia, así como sus ventajas, limitaciones y posibles casos que pueden causar una mala operación de los relevadores diferenciales. También se discuten algoritmos basados en distintos principios de operación [9], que con el paso del tiempo se han desarrollado para ser implementados en la protección de transformadores.

#### 2.2 Principio de la protección diferencial.

En la Fig. 2.1 se muestra el diagrama básico de la protección diferencial; los TC's reducen las magnitudes de las corrientes del primario y secundario de un transformador de potencia [36,37]. Las relaciones de transformación de los TC's son seleccionadas de manera que cada TC proporcione en su secundario la misma corriente. Las corrientes que salen de los TC's son comparadas al pasar a través del relevador diferencial. En condiciones normales de operación del transformador y ante fallas externas, la corriente diferencial a través del relevador de protección es prácticamente cero, como se muestra en la Figura 2.1(a); para fallas internas, la corriente diferencial es la suma de las corrientes que alimentan la falla, como se muestra en la Figura 2.1(b).

La presencia de corrientes diferenciales, no sólo es causada por una falla interna. Normalmente, fluyen pequeños valores de corriente a través del relevador, debido a que se necesita una pequeña corriente de magnetización del núcleo; además, las diferentes relaciones de transformación de los TC's y las diferentes características de los TC's, permiten que exista una pequeña corriente diferencial. Cuando ocurre la saturación de uno de los TC's debido a fallas externas y con la corriente de Inrush presente en el momento de energizar el transformador, se pueden presentar corrientes diferenciales grandes.

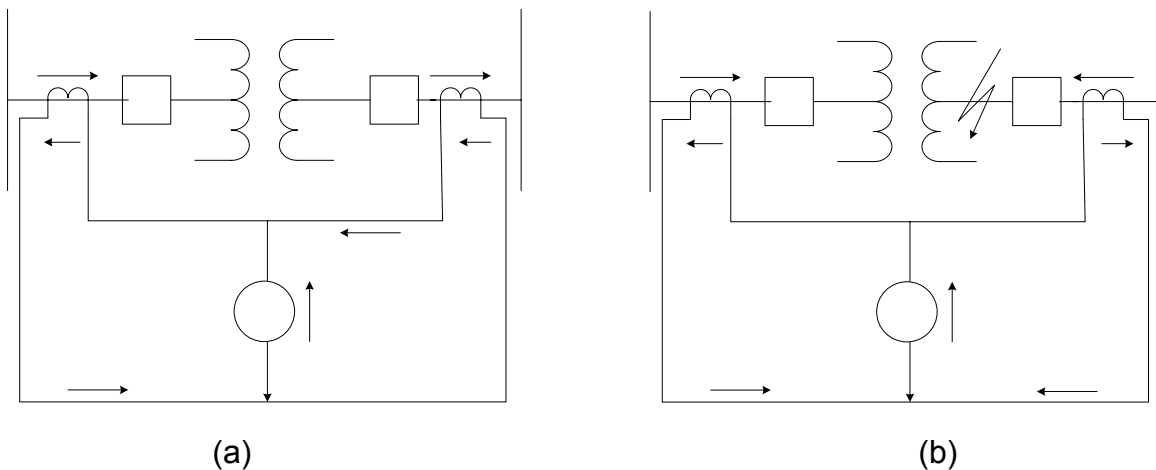


Fig. 2.1. Esquema básico para la protección diferencial (a) sin falla, (b) falla interna

### 2.3 Protección diferencial trifásica.

En los transformadores con conexiones estrella-delta y delta-estrella, se presentan defasamientos entre las corrientes del primario y las corrientes del lado secundario, ver apéndice A. Cuando la protección del transformador se hace por medio de relevadores electromecánicos, se tienen que hacer algunos arreglos en las conexiones de los TC's para compensar estos defasamientos. El arreglo típico, consiste en conectar los TC's de manera inversa a la conexión de los transformadores de potencia [33,37,39]. Los relevadores digitales, ofrecen la ventaja de que los TC's pueden conectarse en estrella en ambos lados del transformador, y además no se requiere relaciones determinadas de los TC's, ya que el algoritmo de protección calcula un factor de compensación para referir las corrientes del secundario al primario y reducir la corriente diferencial presente debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's, [29,30,38].

Para mostrar la idea anterior, se realiza la protección de un banco trifásico de 100 MVA, 230/85kV, conexión estrella-delta 1, ver Figura 2.2.

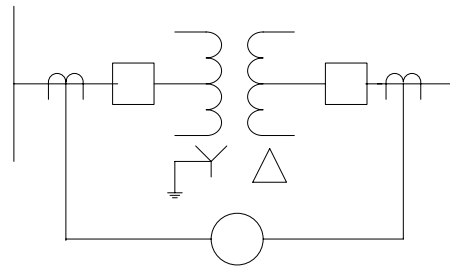


Fig. 2.2. Transformador trifásico con conexión estrella/delta.  
230kV

Mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2 se obtienen las corrientes de línea del primario y del secundario del transformador:

$$(2.1) \quad I_{N1} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{N1}} = 251A \quad 52$$

$$I_{N2} = \frac{S}{\sqrt{3} * V_{N2}} = 679A \quad (2.2)$$

La relación de transformación de la ecuación 2.3:

$$a = \frac{V_{N1}}{\sqrt{3} * V_{N2}} = 1.5622 \quad (2.3)$$

### 2.3.1 Protección diferencial por medio de relevadores electromecánicos.

Para la protección diferencial por medio de relevadores electromecánicos, se utiliza el esquema de la Figura 2.3.

En condiciones normales, las corrientes de línea del lado primario del transformador, conectado en estrella son:

$$I_A = 251 \angle 90^\circ A \quad I_B = 251 \angle -30^\circ A \quad I_C = 251 \angle -150^\circ A \quad (2.4)$$

Las corrientes de fase de los TC's del lado primario, conectados en delta, están dadas por las ecs. 2.5:

$$i_A = \frac{I_A}{RTC1} = 3.1377 \angle 90^\circ A \quad i_B = \frac{I_B}{RTC1} = 3.1377 \angle -30^\circ A \quad i_C = \frac{I_C}{RTC1} = 3.1377 \angle -150^\circ A \quad (2.5)$$

Finalmente, las corrientes secundarias en el lado primario del transformador que llegan al relevador, son las corrientes de línea de los TC's y se calculan con las ecs. (2.6):

$$i'_A = i_A - i_C = 5.434 \angle 60^\circ A \quad i'_B = i_B - i_A = 5.434 \angle -60^\circ A \quad i'_C = i_C - i_B = 5.434 \angle 180^\circ A \quad (2.6)$$

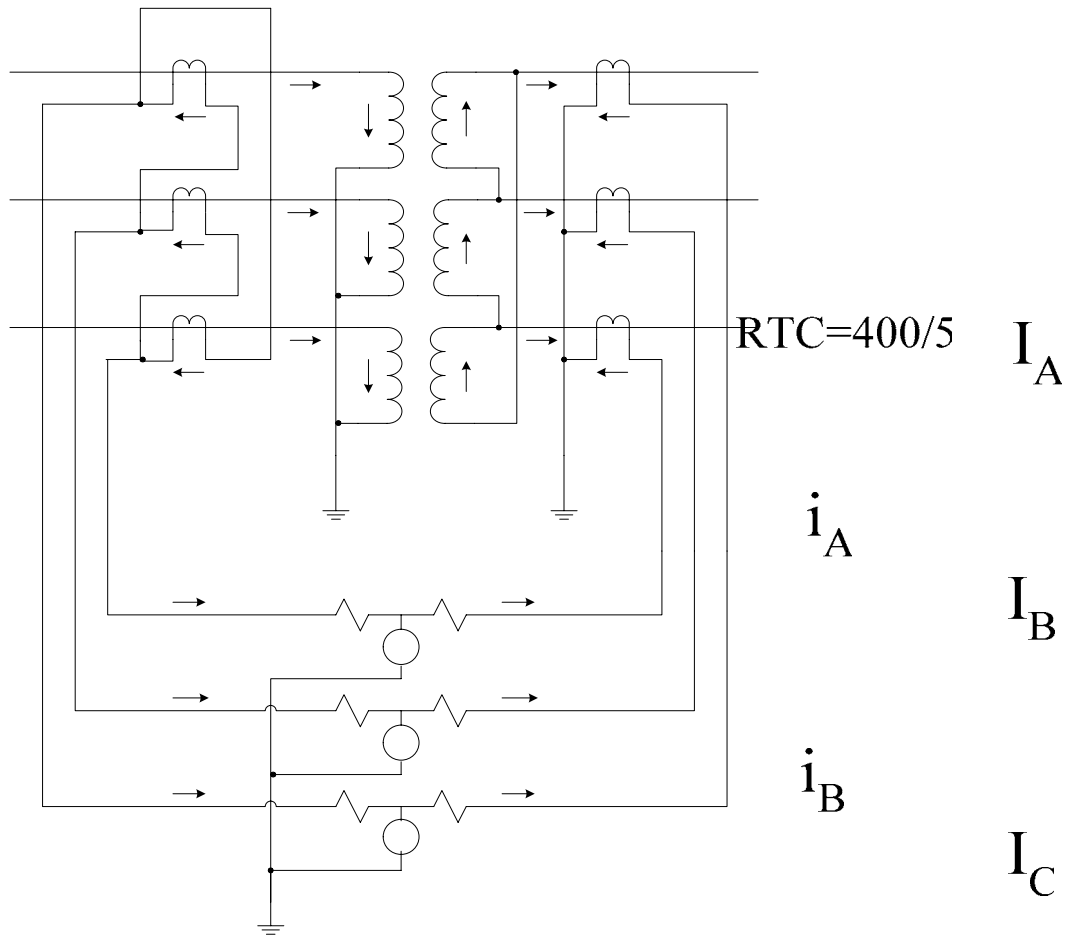


Fig. 2.3. Protección diferencial de un transformador trifásico por medio de relevadores electromecánicos.

Las ecs. 2.7 proporcionan las corrientes de línea del lado secundario del transformador conectado en delta:

$$I_a = \frac{I_A - I_C}{a} = 679 \angle 60^\circ A \quad I_b = \frac{I_B - I_A}{a} = 679 \angle -60^\circ A \quad I_c = \frac{I_C - I_B}{a} = 679 \angle 180^\circ A \quad (2.7)$$

Las corrientes secundarias que llegan al relevador, son las corrientes que salen de los TC's del lado secundario, conectados en estrella y están dadas por las ecuaciones 2.8:

$$i_a = \frac{I_a}{RTC2} = 4.2452 \angle 60^\circ A \quad i_b = \frac{I_b}{RTC2} = 4.2452 \angle -60^\circ A \quad i_c = \frac{I_c}{RTC2} = 4.2452 \angle 180^\circ A \quad (2.8)$$

Finalmente, sí se observa la Figura 2.3, la corriente diferencial que pasa a través de cada relevador se encuentra mediante las ecuaciones 2.9:

$$i_{diffA} = i'_A - i_a = 1.108 \angle 60^\circ A \quad i_{diffB} = i'_B - i_b = 1.108 \angle -60^\circ A \quad i_{diffC} = i'_C - i_c = 1.108 \angle 180^\circ A \quad (2.9)$$

En este caso, se observa que el desfase existente entre las corrientes del devanado primario y secundario del transformador de potencia, se compensa gracias al arreglo en la conexión de los TC's. Por otro lado, se espera que la corriente diferencial sea cero, porque no existe condición de falla interna. Sin embargo, en este ejemplo resulta una corriente diferencial relativamente grande en las tres fases; este error es debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's conectados en ambos lados del transformador. Normalmente, esta diferencia se minimiza al realizar el ajuste de las corrientes al relevador, ya que el relevador tiene diferentes taps de arranque, tanto para las corrientes del primario como para las corrientes del secundario.

### 2.3.2 Protección diferencial por medio de un relevador digital.

Para la protección diferencial de un transformador por medio de un relevador digital, se utiliza el esquema de la Figura 2.4.

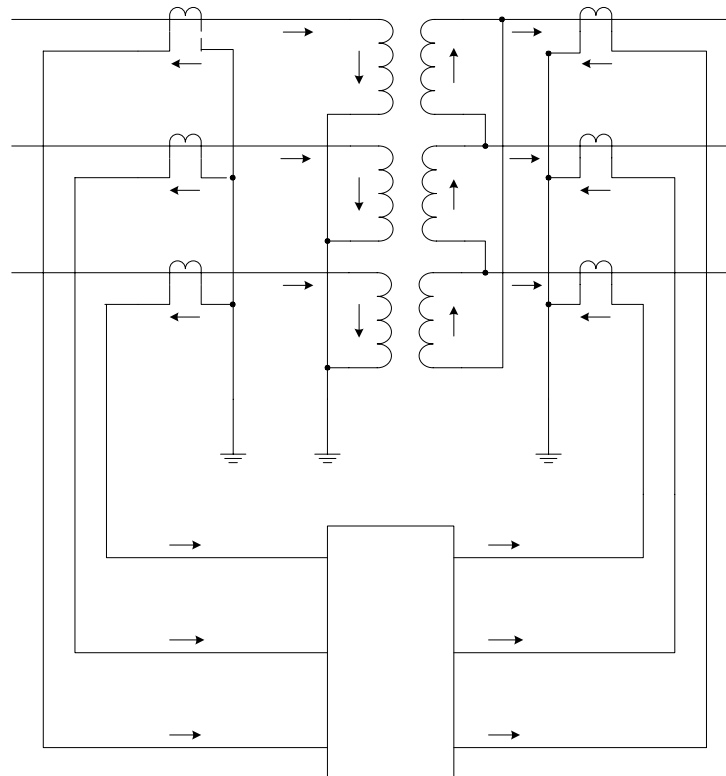


Fig. 2.4. Esquema de protección diferencial de un transformador trifásico por medio de un relevador digital.

Las expresiones 2.10 y 2.11 proporcionan las corrientes de línea del transformador, del primario y secundario respectivamente:

$$I_A = 251 \angle 90^\circ A \quad I_B = 251 \angle -30^\circ A \quad I_C = 251 \angle -150^\circ A \quad (2.10)$$

$$I_a = 679 \angle 60^\circ A \quad I_b = 679 \angle -60^\circ A \quad I_c = 679 \angle 180^\circ A \quad (2.11)$$

En este caso los TC's están conectados en estrella a ambos lados del transformador y las corrientes secundarias del primario y secundario del transformador que llegan al relevador, se muestran en las expresiones 2.12 y 2.13, respectivamente.

$$i_A = 3.1378 \angle 90^\circ A \quad i_B = 3.1378 \angle -30^\circ A \quad i_C = 3.1378 \angle -150^\circ A \quad (2.12)$$

$$i_a = 4.2452 \angle 60^\circ A \quad i_b = 4.2452 \angle -60^\circ A \quad i_c = 4.2452 \angle 180^\circ A \quad (2.13)$$

Para realizar la protección diferencial se tiene que hacer la comparación entre corrientes, sin embargo en este caso debido a la conexión en estrella de los TC's a ambos lados del transformador, las corrientes del primario del transformador, no quedaron con el mismo ángulo que las corrientes del secundario del transformador.

La ventaja que ofrece un relevador digital es permitir la conexión en estrella de los TC's a ambos lados del transformador y sólo requiere conocer el código horario del transformador, para que internamente se calcule la diferencia de corrientes sin defasamiento y se realice la compensación del error, debido a la diferencia en las relaciones de transformación de los TC's. Entonces, internamente las corrientes del primario se modifican para eliminar el defasamiento que existe y esta acción se realiza mediante las ecuaciones 2.14.

$$i'_A = i_A - i_C = 5.434 \angle 60^\circ A \quad i'_B = i_B - i_A = 5.434 \angle -60^\circ A \quad i'_C = i_C - i_B = 5.434 \angle 180^\circ A \quad (2.14)$$

También, dentro del algoritmo las corrientes del secundario se refieren al primario mediante las ecuaciones 2.15:

$$\begin{aligned}i'_a &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} (i_a) = 3.1377 \angle 60^\circ A & i'_b &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} (i_b) = 3.1377 \angle -60^\circ A \\i'_c &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} (i_c) = 3.1377 \angle 180^\circ A\end{aligned}\tag{2.15}$$

Al referir las corrientes del lado secundario del transformador al lado primario, se consideran los niveles de voltaje y las diferentes relaciones de transformación de los TC's a ambos lados del transformador, entonces el error en la corriente diferencial causado por diferencia en la relación de transformación de los TC's queda eliminado.

Ahora, la corriente diferencial en cada fase esta dada por las ecuaciones 2.16:

$$i_{difA} = i'_A / \sqrt{3} - i'_a = 0A \quad i_{difB} = i'_B / \sqrt{3} - i'_b = 0A \quad i_{difC} = i'_C / \sqrt{3} - i'_c = 0A\tag{2.16}$$

Teóricamente, de esta manera se logra que la corriente diferencial sea cero, cuando el transformador está operando en condiciones normales ó en condiciones de falla externa y asumiendo que la corriente de excitación es despreciable.

## 2.4 Problemas que se presentan en la protección diferencial.

Como se vio anteriormente, la corriente diferencial en la protección diferencial nunca será cero. La no linealidad presente, la corriente de Inrush y la saturación de TC's, provocan una corriente diferencial grande a través del relevador, incluso cuando no existe falla en la zona de protección, con ello se nota que estos fenómenos pueden causar una mala operación del relevador, es decir, operar cuando no deban hacerlo.

Por lo tanto, en la protección diferencial deben ser considerados los siguientes factores para una operación correcta de la protección [16,18,20,26,32,33,37,38,39,40]:

- Cambiador de taps en el transformador.
- Los diferentes niveles de voltaje, ya que los TC's son de diferente tipo, relación y características.
- Saturación de los TC's.
- Corriente de Inrush.



- Sobreexcitación de los transformadores.
- Defasamiento en los bancos con conexión delta-estrella y estrella-delta.

#### **2.4.1 Diferencia en las relaciones de transformación de los tc's.**

La mayoría de los transformadores son equipados con cambiador de taps, los cuales operan cambiando la relación entre los lados primario y secundario del transformador, dependiendo de los cambios en las condiciones de operación del sistema. Las relaciones de transformación de los TC's se seleccionan tomando en cuenta los valores nominales del transformador. Sin embargo, cuando se da la operación del cambio de tap, ocurre un desbalance entre las corrientes del primario y del secundario, con lo que aparece una corriente diferencial que fluye a través del relevador [26,33,36].

#### **2.4.2 Diferencia en las características de los tc's.**

Los TC's usados para la protección diferencial, son seleccionados para su operación a diferentes niveles de voltaje. Sus características, por consiguiente son propias de un cierto rango de operación. Además, la longitud de los cables que conectan los TC's del primario y secundario del transformador al relevador, no necesariamente es igual. El burden en los TC's, por lo tanto, es distinto. Esto causa que los TC's produzcan diferentes salidas para los mismos niveles de corrientes de entrada. La consecuencia es que fluye una pequeña corriente diferencial a través del relevador [26,33,36,37,40].

#### **2.4.3 Saturación de los tc's.**

El TC es un componente básico en los esquemas de protección por relevadores. El devanado primario de un TC está en serie con la línea y debe soportar la corriente que puede fluir en la línea. Cuando ocurre una falla en la línea, la magnitud de la corriente aumenta muchas veces y dicha corriente fluye a través del primario del TC, la corriente



del secundario del TC también se incrementa. Idealmente, la corriente del secundario debería ser proporcional a la corriente del primario y el TC debería tener el suficiente voltaje para hacer que esta corriente fluya en el circuito secundario. Normalmente, la corriente de magnetización es pequeña y la corriente del secundario se considera proporcional a la corriente del primario para propósitos prácticos. Si el TC tiene que desarrollar un voltaje grande para tratar de mantener un voltaje en el circuito secundario, los niveles de flujo en el núcleo deberían ser muy grandes. Cuando el flujo se acerca al nivel de saturación, la corriente de excitación llega a ser grande y la corriente del secundario no se incrementa proporcionalmente. Cuando la corriente del primario se incrementa más allá del nivel de saturación, el núcleo se satura durante una parte del ciclo. Por lo tanto, la corriente que sale del secundario del TC en condiciones de saturación, es menor que la corriente cuando el TC no está saturado, además la corriente del secundario se distorsiona, ver Figura 2.5 [14,16,17,18,20,22,24,36].

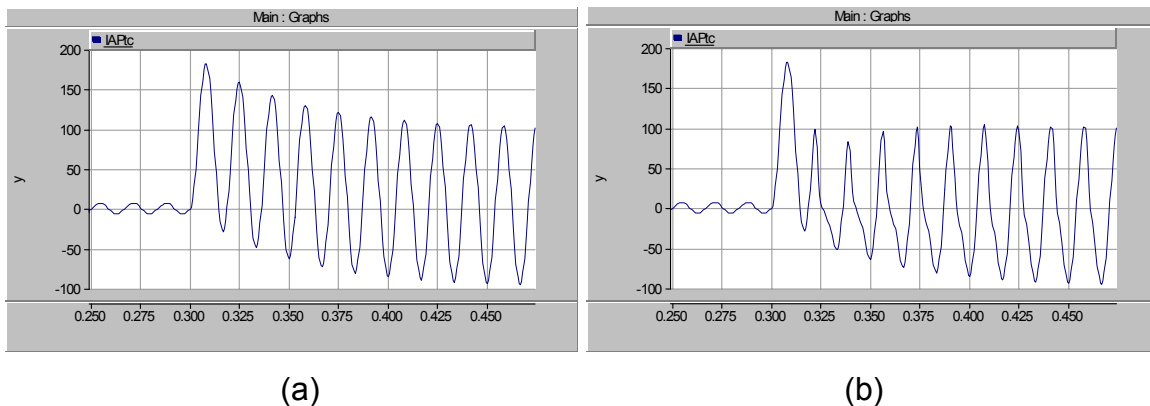


Fig. 2.5. Señal de corriente del secundario de un TC, cuando se encuentra: (a) no saturado y (b) muy saturado.

#### 2.4.4 Corriente de inrush.

Durante el transitorio de energización, la corriente inrush en transformadores puede alcanzar valores pico de varias veces la corriente nominal. El aumento de la corriente durante la energización es debida a la saturación del núcleo. Cuando el transformador se energiza y coincide que la forma de onda senoidal de voltaje está en  $90^\circ$ , entonces el flujo en el núcleo del transformador es el flujo máximo de estado estacionario, pero sí el

transformador se energiza cuando la forma de onda senoidal de voltaje está en  $0^\circ$ , entonces el flujo máximo es dos veces el flujo normal de estado estacionario y en base a la característica de magnetización de un transformador, cuando se duplica el valor del flujo máximo en el núcleo, resulta una enorme corriente de magnetización. La forma típica de una corriente de Inrush se presenta en la figura 2.6, donde el valor pico de la corriente de Inrush en cualquiera de las fases, depende del instante en que el transformador se energiza y de la condición magnética del acero. El máximo pico tiene valores entre 6 y 12 veces la corriente nominal del transformador. La corriente de Inrush se caracteriza por tener un alto contenido de corrientes armónicas, un offset decreciente de CD, típicamente está compuesta de pulsos unipolares separados por intervalos de corriente de muy bajos valores y los valores pico de la corriente de Inrush decrecen muy lentamente, ver Figura 2.6, [32,34,35,36,39].

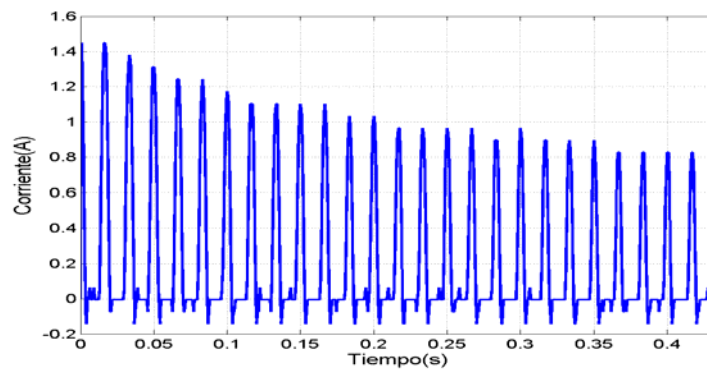


Fig. 2.6. Forma de onda típica de una Corriente Inrush.

La corriente de Inrush puede afectar la protección diferencial del transformador, ya que esta corriente sólo fluye por un devanado y puede aparecer en la protección diferencial como una falla interna. Sin embargo, esta señal de corriente presenta un alto contenido de corrientes armónicas, entre ellas la  $2^a$  y  $4^a$ ; característica que puede aprovecharse en el relevador para que las detecte y de esta manera discrimine entre la corriente de Inrush y una corriente de falla [11,15,18,19,20,21,22,38].

#### 2.4.5 Sobreexcitación del transformador de potencia.

El flujo magnético en el núcleo de un transformador es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. Una condición de sobrevoltaje o de baja frecuencia puede producir niveles de flujo que saturan el núcleo del transformador. Por ejemplo, si una carga se desconecta repentinamente de un transformador, entonces la tensión en las terminales aumenta un poco y causa un incremento en la corriente de excitación del transformador. Dicha corriente de excitación fluye por un solo devanado y aparece como una corriente diferencial que puede disparar al relevador. Este fenómeno se caracteriza por tener un alto contenido de corriente de 3<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica, ver Figura 2.7; esta característica puede utilizarse para bloquear la operación del relevador diferencial en condiciones de sobreexcitación del transformador [18,20,23,26,32,34,36].

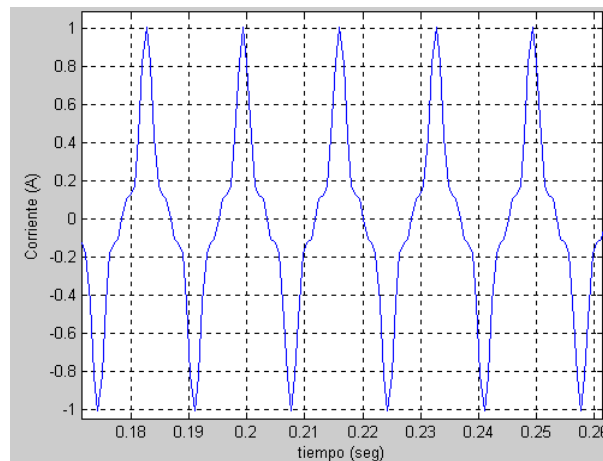


Fig. 2.7. Corriente de un Transformador Sobreexcitado.

## 2.5 Protección diferencial de porcentaje.

Para proveer alta sensibilidad en condiciones de falla interna y alta seguridad de bloqueo ante condiciones de falla externa, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje [38].

La representación gráfica de operación de los relevadores de porcentaje está dada por su pendiente y una corriente mínima de operación (sensibilidad), ver Figura 2.8.

Además, la protección diferencial porcentual incorpora un frenado que está en función de la magnitud de corriente que circula en los devanados [38].

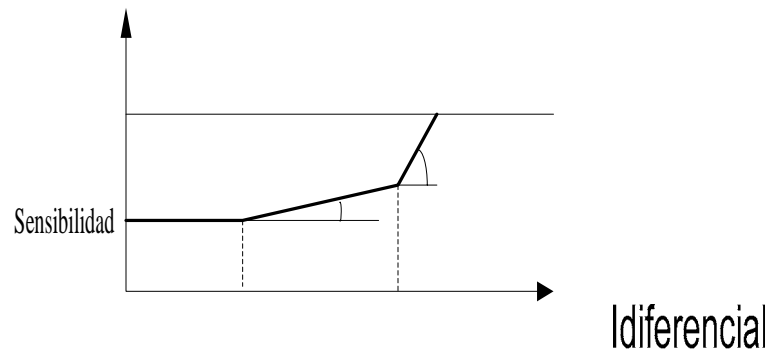


Fig. 2.8. Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje

Para el cálculo de las corrientes diferencial y de paso se deben tomar en cuenta:

- Conexión del transformador.
- Código horario del transformador.
- Tensión nominal de cada devanado.
- Relación de los TC's.

Disparo  
Instantáneo

Zona de di  
Zona de disparo  
posibilidad de fre

Las corrientes diferencial y de frenado están dadas por las ecuaciones 2.17:

$$I_{dif} = |I_1 - I_2 * factor|$$

$$I_{paso} = (|I_1| + |I_2| * factor) / 2 \quad (2.17)$$

donde:  $I_1$  e  $I_2$  son las corrientes del primario y del secundario, respectivamente y el término **factor** depende de la conexión del transformador, de la relación de transformación de los TC's y del código horario, ver Apéndice A.

$I_{paso1}$

**Sensibilidad.** Es la corriente mínima de operación y su función principal es compensar las diferencias y errores en 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 los errores de los TC's. La pendiente se selecciona de modo que



queden cubiertos el error de relación de los TC's y el producido por el cambio de relación de transformación nominal debido al cambio de tap. La corriente de paso  $I_{paso1}$ , se recomienda ajustar a  $0.3I_n$ , teniendo en cuenta que cuanto más bajo se ajuste, menor tendencia tendrá a disparar.

**Segunda pendiente.** Está definida por un punto inicial ( $I_{paso2}$ ) y una pendiente ( $\alpha 2\%$ ). La segunda pendiente tiene como objeto proteger contra 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 ó ambos TC's. La corriente de paso ( $I_{paso2}$ ), se recomienda ajustarla a  $3I_n$ . La pendiente 2 se ajusta por lo menos al 60%.

**Frenado por armónicos.** Las funciones diferenciales porcentuales pueden tener disparos erróneos debido a las corrientes de Inrush que se producen al energizar el transformador y debido a las corrientes de sobreexcitación. Las corrientes de Inrush y las corrientes de sobreexcitación se discriminan cuando la componente de 2° y 5° armónico de la intensidad diferencial en una fase supera el porcentaje ajustado de la fundamental en cualquier fase, ya que se bloquea el disparo diferencial en todas las fases. Ante la presencia de corrientes de Inrush, se recomienda un ajuste del 20% para el 2° armónico y un ajuste del 20 al 25% para el 5° armónico ante condiciones de sobreexcitación.

## 2.6 Algoritmos digitales para protección de transformadores.

Estos pueden ser ampliamente divididos en los siguientes grupos [40]:

1. Algoritmos de identificación de forma de onda.
2. Algoritmos de frenado por armónicos.
3. Algoritmos basados en modelos del transformador.

### 2.6.1 Algoritmos de identificación de forma de onda.



Cuando ocurre una falla en un transformador, fluye una gran corriente a través del relevador diferencial. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la corriente de inrush, las diferencias en las relaciones de transformación y características de los TC's, traen como consecuencia corrientes diferenciales grandes aún cuando no existe falla en la zona protegida. Rockefeller, sugiere que las corrientes de Inrush pueden ser identificadas por monitoreo del tiempo de duración entre picos sucesivos de la corriente. En una corriente de Inrush los picos sucesivos están separados en 4 ó 16 ms, mientras que los picos sucesivos de una corriente de falla están separados de 7.5 a 10ms. Además, el valor del pico en las corrientes de falla está entre el 75 y el 125% de el pico previo y es de signo opuesto [1]. Por otro lado, se propone utilizar el contenido de cd de las señales para discriminar entre corriente de inrush y falla, ya que éste es característico para cada caso [18,20,23].

### **2.6.2 Algoritmos con frenado armónicos.**

Estos algoritmos utilizan las componentes armónicas de la corriente diferencial para frenar el relevador durante la corriente de Inrush. La corriente de Inrush, a diferencia de una corriente de falla, contiene un alto porcentaje de componentes de 2<sup>a</sup> armónica, esta característica es usada para el bloqueo del algoritmo. Los relevadores diferenciales muestrean las corrientes a intervalos de tiempo regulares y mediante algún método, calculan los valores pico de la componente fundamental y de las componentes armónicas. El relevador detecta la corriente de Inrush y bloquea el disparo cuando la magnitud de la corriente de 2<sup>a</sup> armónica rebasa un porcentaje de la componente fundamental. Los algoritmos que usan el principio de frenado por armónicos utilizan diferentes técnicas para estimar las magnitudes de la componente fundamental y las armónicas [12,18,20,23,25,26].

### **2.6.3 Basados en modelos.**

Algunos algoritmos digitales que no detectan componentes armónicas en la corriente diferencial para discriminar entre la corriente de Inrush y las corrientes de falla, han sido



estudiados en el pasado y ellos se basan en modelos del transformador. En la mayoría de estos algoritmos se requiere procesar entradas de voltaje y corriente, tanto del primario como del secundario y en base a estas cantidades, se analiza si se cumplen las ecuaciones electromagnéticas de un transformador que son válidas durante corrientes de Inrush, condiciones normales de operación y fallas externas, sin embargo, no lo son para fallas internas [6,8,10,11,16,27].

## 2.7 Discusión de los algoritmos.

Los algoritmos de identificación de forma de onda son sencillos y fáciles de implementar, además son capaces de diferenciar entre una corriente de Inrush y una corriente de falla. En los inicios de la aplicación de los relevadores microprocesados estos algoritmos se implementaron, pero la capacidad de los microprocesadores era muy limitada. Sin embargo, actualmente se cuenta con microprocesadores con mejores características y es factible utilizar herramientas como la Transformada Discreta de Fourier (TDF) y la técnica de mínimos cuadrados para determinar la magnitud de las componentes a la frecuencia fundamental y armónicas en una señal de corriente. Conociendo las características de la corriente de Inrush, estas herramientas se pueden utilizar para discriminarla de una corriente de falla.

Las técnicas que utilizan el frenado por armónicos pueden presentar los siguientes problemas: cuando la corriente de Inrush presenta un bajo nivel de contenido armónico, se puede detectar como una corriente diferencial de gran magnitud, capaz de mandar una señal de disparo del relevador, sin que logre activarse el frenado por el bajo contenido de corriente de 2ª armónica. Por otro lado, sí se energiza un transformador y una fase está fallada, el contenido de armónicos de la corriente de Inrush en las otras dos fases bloquea el disparo y con ello se tiene un retardo en el disparo del relevador, por lo menos, hasta que el contenido de 2ª armónica de las fases no falladas sea menor al ajuste del frenado. Otro problema, es el sacrificar dependabilidad cuando se presenta la saturación de un TC, ya que el contenido de 2ª armónica puede aumentar de tal



---

manera que, logre activar el frenado por segunda armónica de la corriente de Inrush y de esta manera bloquear la señal de disparo del relevador.

Para los algoritmos de protección por medio de modelos del transformador se necesita de un relevador que cuente por lo menos con doce canales de entrada, seis que corresponden a las señales de corriente y seis para las de voltaje, y de alguna manera también contar con diferentes transductores de corriente-voltaje y voltaje-voltaje para el acondicionamiento de la señal. Normalmente, para la protección diferencial de un transformador sólo se tienen disponibles las señales de corriente a ambos lados del transformador; por lo general no se cuenta con TP's en dicho esquema y no se dispone de las señales de voltaje, razón por la cual, sólo en pocos casos se puede aplicar este tipo de algoritmos.

Utilizando una combinación del método de frenado por armónicos y el de identificación de forma de onda a partir del contenido de cd de la señal de corriente, se obtiene un método seguro en su operación [18,20,26]. Este método utiliza frenado por armónicos y componente de cd, además utiliza la 5<sup>a</sup> armónica para bloquear en caso de sobreexcitación. Mediante el frenado por armónicos, provee seguridad para corrientes de Inrush. El uso de la 5<sup>a</sup> armónica asegura el bloqueo ante condiciones de sobreexcitación y el análisis del contenido de cd, proporciona seguridad ante condiciones de Inrush con muy baja distorsión armónica.



## CAPITULO III

### 3. DESARROLLO DEL ALGORITMO

#### 3.1 Introducción.

De acuerdo a lo descrito en el capítulo anterior, se optó por utilizar un método de protección diferencial que utilice la técnica de frenado por presencia de cd ó alto contenido de segundo y cuarto armónico en la corriente diferencial; y además, que se bloquee en presencia de un porcentaje de 5ª armónica. Mediante el frenado por armónicos, se pretende que el relevador no dispare ante corrientes de Inrush. El uso de la 5ª armónica, asegura el bloqueo ante condiciones de sobreexcitación y el análisis de contenido de cd en la corriente diferencial, proporciona seguridad ante condiciones de Inrush con muy baja distorsión armónica.

El desarrollo del algoritmo consta de varios bloques, que a continuación se mencionan:

- Característica de operación diferencial del relevador.
- Bloqueo por 5ª armónica.
- Frenado por armónicas pares.
- Frenado por contenido de cd.
- Operación del relevador.

#### 3.2 Característica de operación diferencial del relevador.

En la Figura 3.1, se observan dos zonas en la característica de operación de la protección diferencial, una de ellas es aquella en la que el relevador opera y la otra es la zona de no operación del relevador [38]. Para determinar la zona en que se encuentra una condición determinada, se necesita compensar el defasamiento y las diferencias en las relaciones de transformación de los TC's y posteriormente, calcular la

corriente diferencial y la corriente de paso, ambas en función de las corrientes tanto del primario como del secundario del transformador.

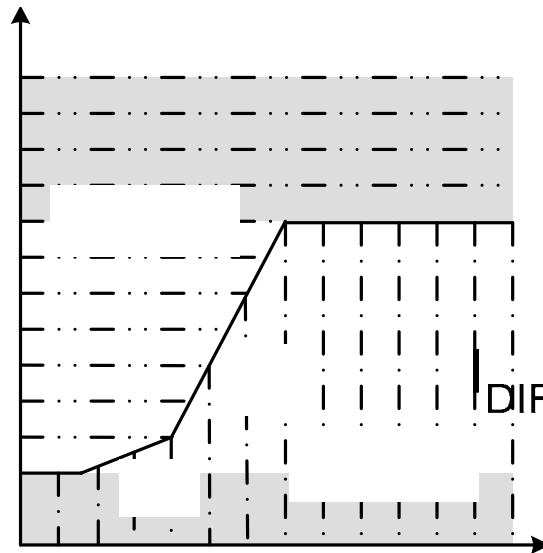


Fig. 3.1. Curva de protección diferencial de un relevador.

Para bajas intensidades de corriente diferencial, la característica porcentual no se mantiene [38]. Existe un parámetro conocido como umbral ( $I_U$ ) y si la corriente diferencial es menor al umbral ( $I_U$ ), entonces el relevador no evalúa su curva de operación; ver Figura 3.1, esta característica proporciona la condición de no operación, aún cuando exista una pequeña corriente diferencial debido a las diferencias y errores de medición de los TC's, la corriente de excitación y el error propio del relevador. En la Figura 3.2, se muestra esta característica de operación para las tres fases, es decir, se comparan las corrientes diferenciales de la componente fundamental ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ) con el ajuste de umbral  $I_U$ , si alguna es mayor, entonces, se habilita la evaluación de la curva de operación diferencial del relevador.

$I_{INS}$  Zona de operación  
 $I_U$   $\alpha 1$

Asimismo, la protección diferencial cuenta con un ajuste de corriente diferencial instantáneo ( $I_{INS}$ ), el cual al ser superado permite que el relevador opere y no hay posibilidad de frenado, aún en presencia de cd ó alto contenido armónico, es decir, no se bloquea en presencia de sobreexcitación e inrush, ver Figura 3.1. Esta característica asegura una rápida liberación de fallas internas severas y el ajuste debe ser tal que el

elemento no opere ante la máxima intensidad de corriente de Inrush esperada [38]. Los TC`s se deben elegir de tal forma que, no entren en saturación para el valor de ajuste de la corriente diferencial instantánea ( $I_{INS}$ ). En la Figura 3.2, se puede observar esta característica de operación para las tres fases, ya que se comparan las corrientes diferenciales de la componente fundamental ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ) con el ajuste  $I_{INS}$ , si alguna es mayor, se manda una señal del disparo (87SFA, 87SFB ó 87SFC), correspondiente a la fase fallada y con ello se genera la señal de disparo del relevador, sin posibilidad de frenado, 87SF.

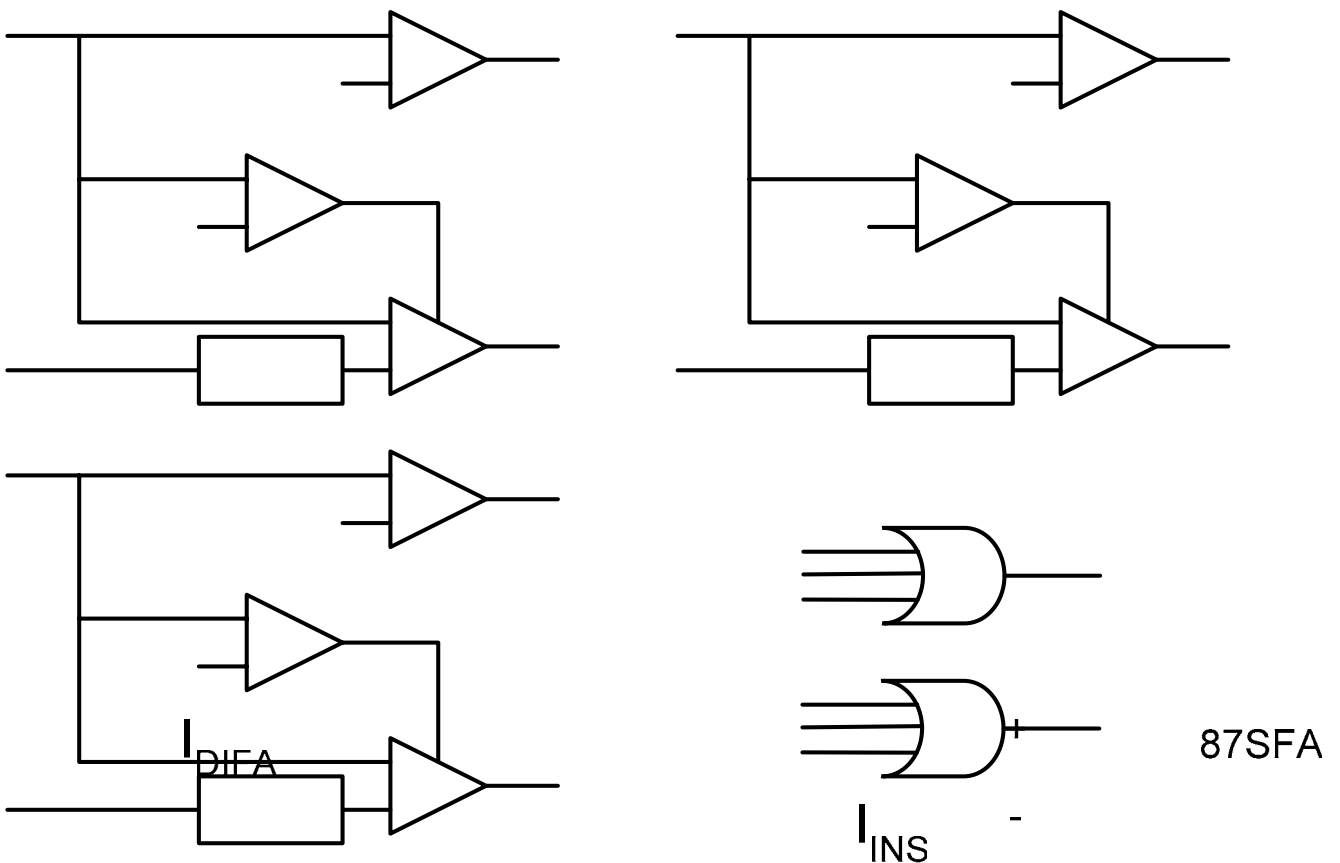


Fig. 3.2. Detección de zona del relevador en las tres fases.

La característica porcentual del relevador es evaluada cuando la corriente diferencial es mayor que el umbral y menor que la corriente diferencial instantánea. En la figura 3.1 puede observarse que hay dos pendientes; la primera (alfa1) tiene como objeto dar libertad a un cambio en la relación de transformación del transformador debido al cambiador de taps, así como cubrir el error de relación de los TC`s. La segunda

pendiente ( $\alpha_2$ ) tiene como objeto proteger ante fallas externas con intensidades fuertes, ya que puede presentarse la saturación de uno o ambos TC's y de esta manera puede resultar una falsa corriente diferencial, ante esta situación la corriente de paso es grande y disminuye sensibilidad al relevador, es decir, hace que en estas condiciones el relevador detecte zona de no operación. Esta característica se observa para las tres fases en la Figura 3.2, si las corrientes diferenciales ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ) son menores a  $I_{INS}$  y mayores a  $I_U$ , se procede a realizar el cálculo de las corrientes de paso a la componente fundamental ( $I_{PASOA}$ ,  $I_{PASOB}$ ,  $I_{PASOC}$ ). Posteriormente, se hace la evaluación de estas corrientes para determinar por medio de la curva de operación del relevador, si dicha condición se encuentra en zona de operación ó no operación del relevador; cuando el algoritmo detecta zona de operación, manda una señal de disparo (87DGA, 87DGB, 87DGC) correspondiente a la fase en la cual se detectó la falla y con ello se genera la señal de disparo con posibilidad de frenado 87DG [38].

### 3.3 Bloqueo por 5ª armónica.

Cuando una carga se desconecta repentinamente de un transformador de potencia, la tensión en las terminales puede aumentar causando un apreciable incremento de la corriente de excitación del transformador. Sí se analiza el contenido armónico de la corriente de excitación de un transformador de potencia, contra a la tensión aplicada, se observa que a medida que aumenta la tensión, se incrementan la saturación y la corriente de excitación [18,20,23,26,32,34,36,38]. Los armónicos impares se incrementan inicialmente y empiezan a disminuir con sobretensiones del orden de 115-120% de la tensión nominal. Gracias a esta característica, la protección discrimina la condición de sobreexcitación, ya que, cuando la componente de 5º armónico de la corriente diferencial supera un porcentaje ajustado de la fundamental, el disparo del relevador se bloquea. Un porcentaje del 20 al 30% garantiza un correcto frenado para condiciones de sobreexcitación. En la Figura 3.3, se muestra el comportamiento del bloqueo para las tres fases, al realizar la comparación de las corrientes diferenciales de 5º armónico ( $I_{5A}$ ,  $I_{5B}$ ,  $I_{5C}$ ) contra un porcentaje de las corrientes diferenciales ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ), si alguna de ellas es mayor, entonces, se manda una señal de bloqueo de la fase

correspondiente (5HBLA, 5HBLB ó 5HBLC) y posteriormente, una señal de bloqueo del relevador por contenido de 5º armónico (5HBL), es generada.

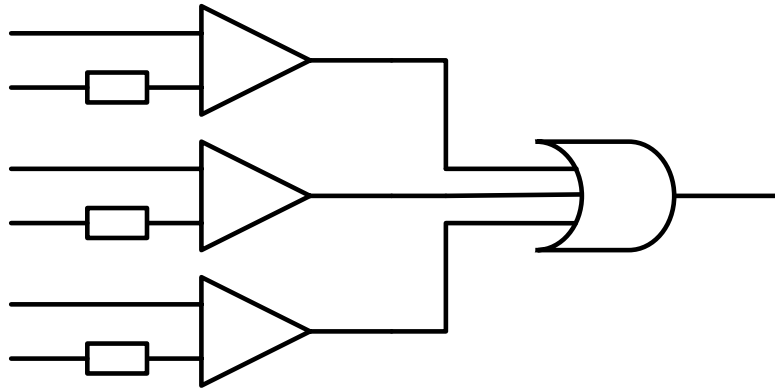


Fig. 3.3. Bloqueo del relevador por contenido de 5º armónico.

### 3.4 Frenado por armónicas pares.

En contraste a la generación de armónicas impares por la saturación de TC's, las armónicas pares son una característica de las corrientes de Inrush, en particular la gran cantidad de 2º armónico y en menor cantidad pero también presente, el 4º armónico. La protección discrimina las corrientes de Inrush mediante las componentes de 2º y 4º armónico de la corriente diferencial. Cuando la corriente de 2º ó 4º armónico de la corriente diferencial, supera el porcentaje ajustado de la fundamental, entonces, el disparo del relevador se bloquea. Se recomienda utilizar un ajuste del 15 al 20%, para un ajuste más fino se necesita conocer el porcentaje de armónicas en el momento de la energización del transformador. En la Figura 3.4, puede observarse la característica de bloqueo ante corrientes de 2º y 5º armónico para las tres fases; las magnitudes de las corrientes diferenciales de 2º armónico ( $I_{2A}$ ,  $I_{2B}$ ,  $I_{2C}$ ) son comparadas con un porcentaje de las corrientes diferenciales en cada fase ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ), si alguna de ellas es mayor, se manda una señal de bloqueo de la fase correspondiente (2HBLA, 2HBLB ó 2HBLC) y luego, una señal de bloqueo del relevador por contenido de 2º armónico (2HBL). De la misma manera se procede para las corrientes diferenciales de 4º

armónico, dando como resultado el bloqueo (4HBL). Cuando existe bloqueo, ya sea por 2º ó por 4º armónico, el algoritmo manda la señal de bloqueo 24HBL [18,19,20,21].

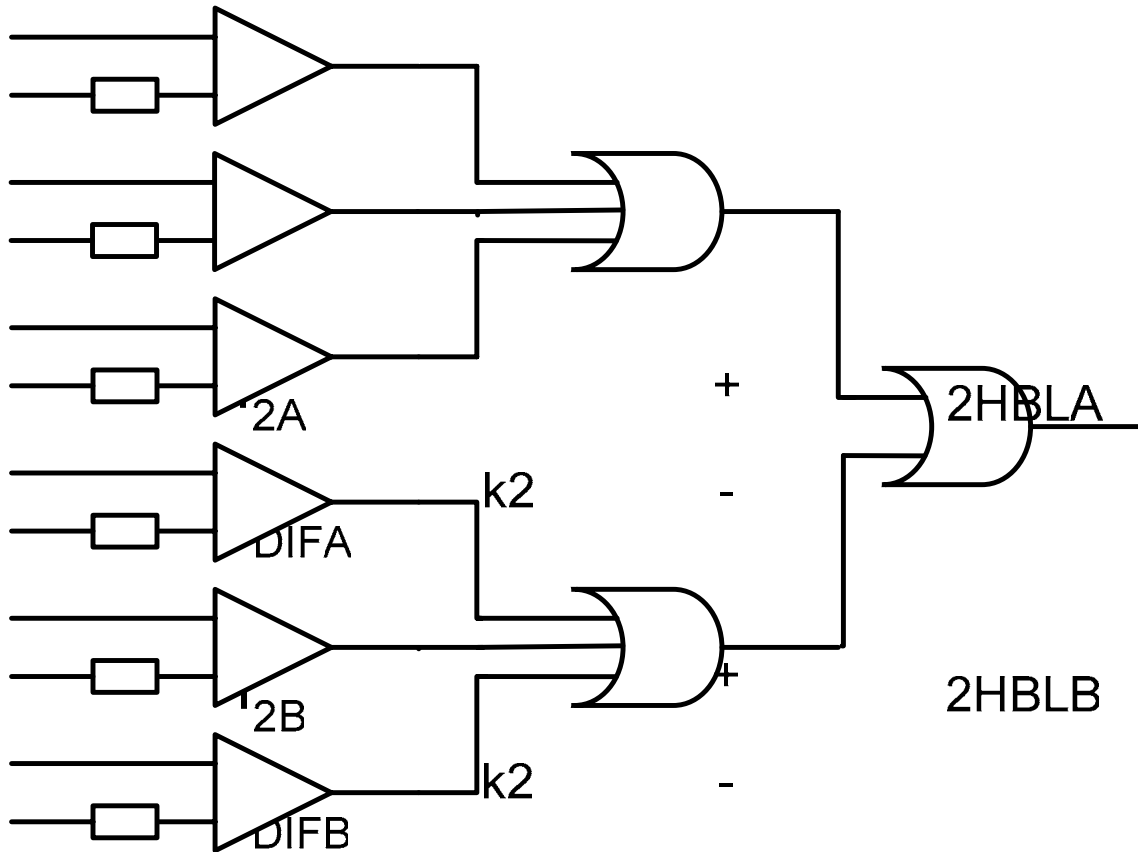
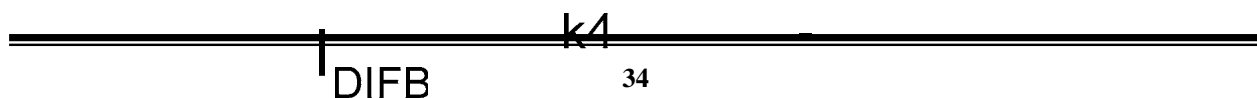


Fig. 3.4. Bloqueo del relevador por contenido de corrientes de 2ª y 4ª armónica.

### 3.5 Frenado por contenido de cd.

La técnica de frenado por armónicos pares y bloqueo por el 5º armónico provee muy alta seguridad al relevador para condiciones de Inrush y sobreexcitación. Sin embargo, existen casos de inrush, en los cuales la corriente diferencial tiene muy bajo porcentaje de contenido armónico y esto ocasiona que los métodos basados en armónicos fallen en casos extremos de Inrush. La componente de cd de la corriente de Inrush tiene una constante de tiempo mayor que en fallas internas, ver Figuras 2.5(a) y 2.6. La presencia de cd en la corriente de Inrush es un indicador adicional que puede ser usado para garantizar seguridad al relevador. Este método de identificación de forma de onda, es relativamente fácil de aplicar en un relevador digital.



En esta técnica, se subdivide a la corriente diferencial en semiciclo positivo y negativo, y en un ciclo se calcula la suma de muestras de ambos semiciclos, ver Figura 3.5. Posteriormente, se usa la relación de estas sumas para bloquear la operación del relevador en caso de ser necesario [18,20]. La suma  $S^+$  de las muestras positivas está dada por la ecuación 3.1:

$$S^+ = \left| \sum_{k=1}^N i_k \right| \rightarrow (i_k > 0)$$
$$S^+ = 0 \rightarrow (i_k \leq 0) \quad (3.1)$$

Donde:  $i_k$  representa las muestras de corriente.

$N$  es el número de muestras por ciclo.

La suma  $S^-$  de las muestras negativas está dada por la ecuación 3.2:

$$S^- = \left| \sum_{k=1}^N i_k \right| \rightarrow (i_k < 0)$$
$$S^- = 0 \rightarrow (i_k \geq 0) \quad (3.2)$$

El cálculo de la relación de cd, sin importar si el desplazamiento es por componente de cd positivo ó por componente de cd negativo, está dado por la ecuación 3.3:

$$RCD = \frac{\min(S^+, S^-)}{\max(S^+, S^-)} \quad (3.3)$$

Al comparar la relación RCD con un ajuste umbral RCDU, se implementa el bloqueo del relevador: Si  $RCD < RCDU$ , entonces se bloquea el disparo del relevador.

La RCDU es un ajuste interno del relevador. Este ajuste se selecciona después de varias pruebas y el valor es de 0.2. La respuesta de este método depende del contenido de cd y del contenido armónico de la corriente diferencial. Por ejemplo, el método asegura un criterio de dependabilidad ante fallas internas con saturación de TC's y mantiene un criterio de seguridad durante condiciones de Inrush, con bajo contenido armónico [18,20].

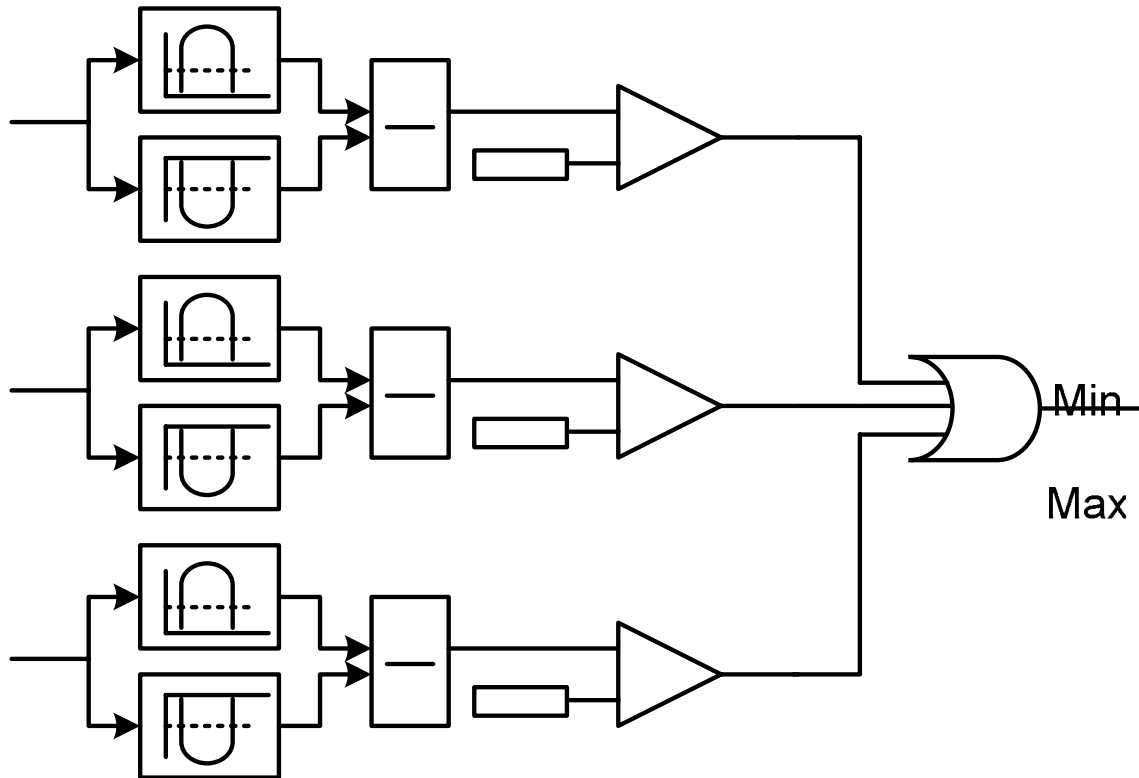


Fig. 3.5. Bloqueo del relevador por contenido de CD.

En la Figura 3.5, se muestra la manera de realizar el bloqueo por contenido de cd para cada fase; a partir de las corrientes diferenciales en cada fase ( $I_{DIFA}$ ,  $I_{DIFB}$ ,  $I_{DIFC}$ ), se realizan las sumas de los semiciclos positivos y negativos; se obtiene la relación de cd en cada fase y finalmente, se compara con el ajuste DCRF, si alguno de ellos es menor, entonces se manda una señal de bloqueo correspondiente a la fase (BLCDA, BLCDB Ó BLCDC) y se genera la señal de bloqueo BLCD del relevador.

### 3.6 Operación del relevador.

Del conjunto de bloques anteriormente descritos, se obtienen las señales de bloqueo (5HBL, 24HBL y BLCD) y las señales de disparo (87DG y 87SF) y en base a estas salidas, el relevador toma la decisión de disparo final. De acuerdo al diagrama de la Figura 3.6, cuando se da la señal de disparo sin posibilidad de frenado (87SF), el relevador presenta el disparo final (87D) sin importar los bloqueos presentes. Cuando



se presenta la señal de disparo 87DG, esta requiere estar acompañada de una señal de no bloqueo, para poder mandar el disparo final (87D) del relevador. De otra forma, si alguna de las señales de bloqueo está presente, a pesar de que haya una señal de disparo 87DG, el relevador no dará el disparo final.

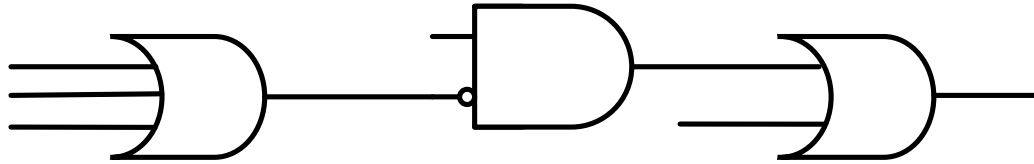


Fig. 3.6. Operación del relevador.

### 3.7 Diagrama de flujo.

Los puntos ya estudiados en este capítulo, se refieren prácticamente a la evaluación de una situación en la característica de operación de la protección diferencial, es decir, determinar si existe condición de disparo o condición de no disparo. En la Figura 3.7, se muestra el diagrama de flujo de bloques que representa al algoritmo de protección diferencial, en la que se muestra que antes de evaluar las corrientes diferenciales en la curva de protección diferencial, hay que realizar algunos cálculos y ajustes, además de utilizar técnicas para el procesamiento de las señales digitales.

#### 3.7.1 Ingreso de datos y cálculo de ajustes.

Para la construcción de la curva de protección diferencial, se requieren los datos siguientes: Potencia nominal, Voltaje del primario, Voltaje del secundario, Cambiador de tap máximo, Cambiador de tap mínimo, Corriente de Inrush (veces la corriente nominal), Relación de transformación del TC primario, Relación de transformación del TC secundario. En el apéndice C, se desarrollan los cálculos para encontrar los valores de las pendientes y con ellos, se construye la curva de protección.

En el apéndice A, se calcula el término **factor** que sirve para compensar las diferentes relaciones de transformación de los TC's, en base a las relaciones de transformación de los TC's, la conexión del transformador y los voltajes del primario y secundario.

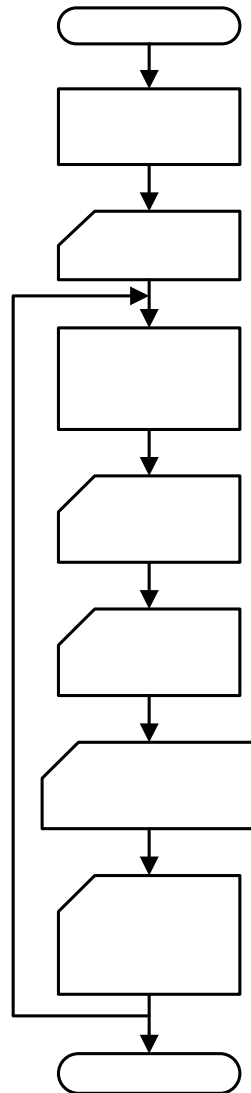


Fig. 3.7. Diagrama de flujo del algoritmo.

### 3.7.2 Adquisición de muestras de corriente.

De las simulaciones realizadas con el software EMTDC/PSCAD, se obtienen archivos de datos, en los cuales se monitorean seis señales de corriente a una frecuencia de muestreo de 24 muestras por ciclo; tres de ellas, vienen de la salida de los TC's ubicados en el lado primario del transformador y las otras tres, vienen de secundario de los TC's conectados en el secundario de transformador. Ambos juegos de TC's tienen una conexión en estrella y los defasamientos presentes en las corrientes, debido a conexiones estrella-delta y viceversa del transformador, se compensan en el algoritmo.

### 3.7.3 Filtro antialiasing.

El fenómeno de aliasing es resultado de la frecuencia de muestreo; cuando las señales contienen frecuencias mayores a un medio de la frecuencia de muestreo, entonces aparecen como frecuencias menores, y esto afecta la precisión de la medición cuando se tiene ruido ó componentes armónicas de alto orden. Por ejemplo; para una señal compuesta por una componente fundamental de magnitud 1p.u. y una componente de 19<sup>a</sup> armónica de magnitud 0.05 p.u., monitoreada a una frecuencia de 1200 Hz. y debido a que la frecuencia de la componente armónica es mayor a 600 Hz., la 19<sup>a</sup> armónica es vista como una señal de 60Hz, con una magnitud de 0.05 p.u. y defasada 180° de la componente fundamental y esto da como respuesta, una medición resultante a la frecuencia fundamental de magnitud 0.95 p.u.

Un filtro antialiasing, elimina el ruido y permite el paso sólo de las componentes deseadas. En este trabajo la frecuencia de muestreo es de 1440 Hz., lo cual permite tener una medición correcta hasta de la 12<sup>a</sup> armónica, sin embargo, se requiere hasta la 5<sup>a</sup> armónica para la operación del relevador, y aunado a que en la estimación de fasores por el método de mínimos cuadrados se considera hasta la 9<sup>a</sup> armónica; se decide que el filtro permita pasar hasta la 8<sup>a</sup> armónica.

### 3.7.4 Obtención de fasores.

Para calcular la corriente diferencial tanto de la componente fundamental como de las componentes armónicas de las señales de corriente, se requiere estimar los fasores de corriente de cada una de las fases. Para obtener los fasores de corriente de componente fundamental y componentes armónicas se utiliza una técnica de procesamiento de señales digitales, la cual se describe a continuación:

El algoritmo de mínimos errores cuadrados (“LES” por sus siglas en ingles) se clasifica como una técnica no recursiva, ya que la salida sólo depende de las muestras que



representan la ventana actual y no de la salida anterior. La descripción de este algoritmo es la siguiente:

Se considera que una muestra o medida satisface la ecuación 3.4.

$$a + bt = m \quad (3.4)$$

Donde:  $m$  = muestra o medida tomada.

$t$  = es el tiempo.

$a$  y  $b$  = son no conocidas. Son las variables a calcular.

Ahora considerando que se toman "n" muestras se presenta las ecuaciones 3.5.

$$\begin{aligned} a + bt_1 &= m_1 \\ a + bt_2 &= m_2 \\ &\dots\dots\dots \\ a + bt_n &= m_n \end{aligned} \quad (3.5)$$

Como  $a$  y  $b$  son los valores a estimar, en las ecuaciones 3.6 se usa la técnica de mínimos errores cuadrados.

$$\begin{aligned} \hat{a} + \hat{b}t_1 - m_1 &= \varepsilon_1 \\ \hat{a} + \hat{b}t_2 - m_2 &= \varepsilon_2 \\ &\dots\dots\dots \\ \hat{a} + \hat{b}t_n - m_n &= \varepsilon_n \end{aligned} \quad (3.6)$$

La ecuación 3.6 se puede expresar en forma matricial en la ecuación 3.7.

$$\begin{bmatrix} 1 & t_1 \\ 1 & t_2 \\ \cdot & \cdot \\ 1 & t_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{a} \\ \hat{b} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} m_1 \\ m_2 \\ \cdot \\ m_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$$

$n \times 2 \quad 2 \times 1 \quad n \times 1 \quad n \times 1$   
 $[A][x] - [m] = [e]$

(3.7)



Entonces se tiene  $[A][x] - [m] = [e]$ , y elevando el error al cuadrado, resulta :

$$[e]^T [e] = [[A][x] - [m]]^T [[A][x] - [m]]$$

Desarrollando el lado derecho se tiene que :

$$\begin{aligned} [e]^T [e] &= [[A][x]]^T [[A][x]] - [[A][x]]^T [m] - [m]^T [[A][x]] + [m]^T [m] \\ &= [x]^T [A]^T [A][x] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m] \end{aligned}$$

Para que la suma de los errores sea mínima, se debe derivar esta ecuación con respecto a "x", e igualar a cero, como se muestra en la ecuación 3.8.

$$\begin{aligned} \frac{d}{d[x]} \{ [x]^T [A]^T [A][x] - 2[x]^T [A]^T [m] + [m]^T [m] \} &= 0 \\ 2[A]^T [A][x] - 2[A]^T [m] &= 0 \\ [A]^T [A][x] &= [A]^T [m] \\ [x] &= [A]^T [A]^{-1} [A]^T [m] \end{aligned} \tag{3.8}$$

Rescribiendo la ecuación 3.8, resulta la ecuación 3.9.

$$\begin{aligned} [x] &= [A]^T [A]^{-1} [A]^T [m] \\ &= [[A]^T [A]^{-1} [A]^T] [m] \\ &= [A]^{-1L} [m] \end{aligned} \tag{3.9}$$

donde:

$$[A]^{-1L} \text{ es la matriz pseudoinversa izquierda de } [A] \text{ dada por } [[A]^T [A]]^{-1} [A]^T .$$

Si el tiempo de muestreo es conocido, se puede calcular la matriz pseudoinversa izquierda de  $[A]$  antes de tomar las muestras. Además, este método puede ser usado si las ecuaciones que describen las formas de onda de voltajes y corrientes se pueden expresar en forma lineal.

Una forma de onda senoidal, de frecuencia fundamental, se puede expresar mediante la ecuación 3.10.

$$i = I_p \sin(\omega t + \theta) \tag{3.10}$$



Donde:

- $i$  = es la muestra en cuestión.  
 $I_p$  = es el voltaje pico de la señal.

Sí se toman 3 muestras y se sustituyen en las ecuaciones 3.10, como resultado se tienen las ecuaciones 3.11

$$\begin{aligned} i_{-1} &= I_p \cos(\theta) \sin(-\omega\Delta T) + I_p \sin(\theta) \cos(-\omega\Delta T) \\ i_0 &= I_p \cos(\theta) \sin(0) + I_p \sin(\theta) \cos(0) \\ i_{+1} &= I_p \cos(\theta) \sin(\omega\Delta T) + I_p \sin(\theta) \cos(\omega\Delta T) \end{aligned} \quad (3.11)$$

Sustituyendo en las ecs. 3.11, la frecuencia de la señal fundamental (60 Hz.) y la frecuencia de muestreo (720 Hz.), tenemos como resultado las ecuaciones 3.12.

$$\begin{aligned} \omega\Delta T &= \frac{120\pi}{720} = \frac{\pi}{6} \\ i_{-1} &= I_p \cos(\theta) \sin(-\frac{\pi}{6}) + I_p \sin(\theta) \cos(-\frac{\pi}{6}) \\ i_0 &= I_p \cos(\theta) \sin(0) + I_p \sin(\theta) \cos(0) \\ i_{+1} &= I_p \cos(\theta) \sin(\frac{\pi}{6}) + I_p \sin(\theta) \cos(\frac{\pi}{6}) \end{aligned} \quad (3.12)$$

La ecuación 3.13, expresa en forma matricial a las ecuaciones 3.12.

$$\begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_p \cos(\theta) \\ I_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{-1} \\ i_0 \\ i_{+1} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

donde la matriz [A] es:

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}$$

En las ecuaciones 3.14 y 3.15, se obtiene la matriz pseudoinversa de [A]

$$\begin{aligned} [A]^T [A] &= \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 0 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 2\frac{1}{2} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned}
 [A]^T &= \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix}; [A]^T[A] = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & 0 \\ 0 & 2\frac{1}{2} \end{bmatrix} \\
 [[A]^T[A]]^{-1} &= \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{bmatrix} \\
 [A]^{-1L} &= \begin{bmatrix} 2 & 0 \\ 0 & \frac{2}{5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\frac{1}{2} & 0 & \frac{1}{2} \\ \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ \frac{\sqrt{3}}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.15}$$

Mediante la ecuación 3.16, se obtiene la parte real e imaginaria del fasor.

$$\begin{bmatrix} I_p \cos(\theta) \\ I_p \sin(\theta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ \frac{\sqrt{3}}{5} & \frac{2}{5} & \frac{\sqrt{3}}{5} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{-1} \\ i_0 \\ i_{+1} \end{bmatrix} \tag{3.16}$$

Las señales de entrada no necesariamente son senoidales, ya que están presentes la 2ª, 4ª y/o 5ª armónica, en condiciones de Inrush, sobreexcitación ó saturación de TC`s. Además, pueden existir en menor magnitud armónicas de orden mayor debido a cargas no lineales y la señal puede presentar ruido; en el modelo de este algoritmo puede incluirse cualquier frecuencia que sea de interés o que se desee eliminar, por ejemplo: señales de CD o CD decreciente y señales de frecuencias armónicas.

En este trabajo, el filtro “LES” se diseña para una ventana de 24 muestras por ciclo, considerando una señal con componentes de frecuencia fundamental, contenido de 2ª a 9ª armónica y contenido de CD decreciente. Se considera hasta la 9ª armónica, ya que a pesar de que el filtro antialiasing se diseña con una frecuencia de corte de 480 Hz., la característica de filtro permite el paso de la 9ª armónica. Una señal que posee las características anteriormente descritas, se puede modelar mediante la ecuación 3.17.

$$\begin{aligned}
 i &= I_{p1} \sin(\omega t + \theta_1) + I_{p2} \sin(2\omega t + \theta_2) + I_{p3} \sin(3\omega t + \theta_3) + \\
 &I_{p4} \sin(4\omega t + \theta_4) + I_{p5} \sin(5\omega t + \theta_5) + I_{p6} \sin(6\omega t + \theta_6) + \\
 &I_{p7} \sin(7\omega t + \theta_7) + I_{p8} \sin(8\omega t + \theta_8) + I_{p9} \sin(9\omega t + \theta_9) + I_0 e^{-\frac{t}{\tau}}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

donde:

- $I_{p1}$  = Corriente pico de la señal fundamental.
- $I_{p2}$  = Corriente pico de la 2ª armónica.
- $I_{p3}$  = Corriente pico de la 3ª armónica.
- $I_{p4}$  = Corriente pico de la 4ª armónica.



- $I_{P5}$  = Corriente pico de la 5ª armónica.  
 $I_{P6}$  = Corriente pico de la 6ª armónica.  
 $I_{P7}$  = Corriente pico de la 7ª armónica.  
 $I_{P8}$  = Corriente pico de la 8ª armónica.  
 $I_{P9}$  = Corriente pico de la 9ª armónica.  
 $I_0$  = Corriente directa.

Ahora se considera que la frecuencia de muestreo es 1440 Hz. por lo que al resolver la ecuación 3.18 se presenta el paso entre muestras.

$$\omega\Delta T = \frac{120\pi}{1440} = \frac{\pi}{12} \quad (3.18)$$

Expresando en forma discreta la ecuación 3.17, se obtiene la ecuación 3.19, que es el sistema a resolver por el método de errores mínimos cuadrados.

$$\begin{aligned}
 i_{-12} &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(-\pi) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(-\pi) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(-\pi) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(-\pi) + \\
 &I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(-\pi) + I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(-\pi) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(-\pi) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(-\pi) + \\
 &I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(-\pi) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(-\pi) + I_{P6} \cos(\theta_6) \sin(-\pi) + I_{P6} \sin(\theta_6) \cos(-\pi) + \\
 &I_{P7} \cos(\theta_7) \sin(-\pi) + I_{P7} \sin(\theta_7) \cos(-\pi) + I_{P8} \cos(\theta_8) \sin(-\pi) + I_{P8} \sin(\theta_8) \cos(-\pi) + \\
 &I_{P9} \cos(\theta_9) \sin(-\pi) + I_{P9} \sin(\theta_9) \cos(-\pi) + I_0 - \frac{I_0}{1440\tau} \\
 \\
 i_{-11} &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + \\
 &I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + \\
 &I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P6} \cos(\theta_6) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P6} \sin(\theta_6) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + \\
 &I_{P7} \cos(\theta_7) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P7} \sin(\theta_7) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P8} \cos(\theta_8) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P8} \sin(\theta_8) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + \\
 &I_{P9} \cos(\theta_9) \sin(-\frac{11\pi}{12}) + I_{P9} \sin(\theta_9) \cos(-\frac{11\pi}{12}) + I_0 - \frac{I_0}{1440\tau} \\
 \\
 i_{10} &= I_{P1} \cos(\theta_1) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P1} \sin(\theta_1) \cos(\frac{10\pi}{12}) + I_{P2} \cos(\theta_2) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P2} \sin(\theta_2) \cos(\frac{10\pi}{12}) + \\
 &I_{P3} \cos(\theta_3) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P3} \sin(\theta_3) \cos(\frac{10\pi}{12}) + I_{P4} \cos(\theta_4) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P4} \sin(\theta_4) \cos(\frac{10\pi}{12}) + \\
 &\dots \\
 &I_{P5} \cos(\theta_5) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P5} \sin(\theta_5) \cos(\frac{10\pi}{12}) + I_{P6} \cos(\theta_6) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P6} \sin(\theta_6) \cos(\frac{10\pi}{12}) + \\
 &I_{P7} \cos(\theta_7) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P7} \sin(\theta_7) \cos(\frac{10\pi}{12}) + I_{P8} \cos(\theta_8) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P8} \sin(\theta_8) \cos(\frac{10\pi}{12}) + \\
 &I_{P9} \cos(\theta_9) \sin(\frac{10\pi}{12}) + I_{P9} \sin(\theta_9) \cos(\frac{10\pi}{12}) + I_0 - \frac{I_0}{1440\tau}
 \end{aligned}$$



$$\begin{aligned}
 i_{11} = & I_{p1} \cos(\theta_1) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p1} \sin(\theta_1) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p2} \cos(\theta_2) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p2} \sin(\theta_2) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + \\
 & I_{p3} \cos(\theta_3) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p3} \sin(\theta_3) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p4} \cos(\theta_4) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p4} \sin(\theta_4) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + \\
 & I_{p5} \cos(\theta_5) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p5} \sin(\theta_5) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p6} \cos(\theta_6) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p6} \sin(\theta_6) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + \quad (3.19) \\
 & I_{p7} \cos(\theta_7) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p7} \sin(\theta_7) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p8} \cos(\theta_8) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p8} \sin(\theta_8) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + \\
 & I_{p9} \cos(\theta_9) \sin\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_{p9} \sin(\theta_9) \cos\left(\frac{11\pi}{12}\right) + I_0 - \frac{I_0}{1440\tau}
 \end{aligned}$$

El sistema anterior se presenta en forma matricial en la ecuación 3.20, posteriormente, se identifica la matriz A, se encuentra la matriz pseudoinversa y se resuelve el sistema.

$$[A] \begin{bmatrix} I_{p1} \cos(\theta_1) \\ I_{p1} \sin(\theta_1) \\ I_{p2} \cos(\theta_2) \\ I_{p2} \sin(\theta_2) \\ I_{p3} \cos(\theta_3) \\ I_{p3} \sin(\theta_3) \\ I_{p4} \cos(\theta_4) \\ I_{p4} \sin(\theta_4) \\ I_{p5} \cos(\theta_5) \\ I_{p5} \sin(\theta_5) \\ I_{p6} \cos(\theta_6) \\ I_{p6} \sin(\theta_6) \\ I_{p7} \cos(\theta_7) \\ I_{p7} \sin(\theta_7) \\ I_{p8} \cos(\theta_8) \\ I_{p8} \sin(\theta_8) \\ I_{p9} \cos(\theta_9) \\ I_{p9} \sin(\theta_9) \\ I_0 \\ \frac{I_0}{1440 \tau} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{-12} \\ i_{-11} \\ i_{-10} \\ i_{-9} \\ i_{-8} \\ i_{-7} \\ i_{-6} \\ i_{-5} \\ i_{-4} \\ i_{-3} \\ i_{-2} \\ i_{-1} \\ i_0 \\ i_{+1} \\ i_{+2} \\ i_{+3} \\ i_{+4} \\ i_{+5} \\ i_{+6} \\ i_{+7} \\ i_{+8} \\ i_{+9} \\ i_{+10} \\ i_{+11} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$



El término de fasores, se refiere a vectores en el plano complejo que tienen una magnitud y un ángulo (forma polar) y se mueven en el tiempo, los cuales también pueden representarse como dos elementos, parte real y parte imaginaria (forma rectangular). Usando estos conceptos se presenta el cálculo de los fasores de corriente de la fase A, en componente fundamental, de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica.

La magnitud del fador corriente de la componente fundamental se obtiene a partir de la ecuación 3.21.

$$I_p = \sqrt{(I_{p1} \cos(\theta_1))^2 + (I_{p1} \sin(\theta_1))^2} \quad (3.21)$$

donde:

$I_p$  = magnitud del fador de corriente de la componente fundamental.

$I_{p1} \cos(\theta_1)$  = parte real del fador de corriente de la componente fundamental.

$I_{p1} \sin(\theta_1)$  = parte imaginaria del fador de corriente.

La magnitud del fador corriente de la componente de 2<sup>a</sup> armónica se obtiene a partir de la ecuación 3.22.

$$I_{p2} = \sqrt{(I_{p2} \cos(\theta_2))^2 + (I_{p2} \sin(\theta_2))^2} \quad (3.22)$$

donde:

$I_{p2}$  = magnitud del fador de corriente de 2<sup>a</sup> armónica.

$I_{p2} \cos(\theta_2)$  = parte real del fador de corriente de 2<sup>a</sup> armónica.

$I_{p2} \sin(\theta_2)$  = parte imaginaria del fador de corriente de 2<sup>a</sup> armónica.

La magnitud del fador corriente de la componente de 4<sup>a</sup> armónica se obtiene a partir de la ecuación 3.23.

$$I_{p4} = \sqrt{(I_{p4} \cos(\theta_4))^2 + (I_{p4} \sin(\theta_4))^2} \quad (3.23)$$

donde:

$I_{p4}$  = magnitud del fador de corriente de 4<sup>a</sup> armónica.

$I_{p4} \cos(\theta_4)$  = parte real del fador de corriente de 4<sup>a</sup> armónica.

$I_{p4} \sin(\theta_4)$  = parte imaginaria del fador de corriente de 4<sup>a</sup> armónica.



La magnitud del fasor corriente de la componente de 5<sup>a</sup> armónica se obtiene a partir de la ecuación 3.24.

$$I_{p_5} = \sqrt{(I_{p_5} \cos(\theta_5))^2 + (I_{p_5} \sin(\theta_5))^2} \quad (3.24)$$

donde:

$I_{p_5}$  = magnitud del fasor de corriente de 5<sup>a</sup> armónica.

$I_{p_5} \cos(\theta_5)$  = parte real del fasor de corriente de 5<sup>a</sup> armónica.

$I_{p_5} \sin(\theta_5)$  = parte imaginaria del fasor de corriente de 5<sup>a</sup> armónica.

De la misma manera, se obtienen los fasores de voltaje y corriente para cada una de las fases, tanto del primario como del secundario del transformador de potencia.

Este algoritmo presenta las ventajas y desventajas siguientes:

*Ventajas:*

- Al aumentar los componentes en el modelo del filtro digital se obtienen los coeficientes para estimar la magnitud de una frecuencia en particular, que haya sido incluida en dicho modelo (regularmente armónicos y señal de CD decreciente).
- Elimina los armónicos que no sean de interés, pero incluidos en el modelo del filtro digital.
- Respuesta aceptable ante la componente de CD decreciente, cuando está incluida en el modelo.

*Desventaja:*

- Mayor número de cálculos que algoritmos con menos muestras.

### 3.7.5 Compensación de defasamientos.

Cuando en los devanados del transformador de potencia está presente una conexión delta-estrella ó estrella-delta, se presenta un defasamiento entre las corrientes de línea del primario y del secundario, el cual depende del atraso ó adelanto de la estrella con respecto a la delta o viceversa; dicho defasamiento se compensa en el algoritmo al



indicar el código horario del transformador, ver apéndice A, ya que se realizan las sumas fasoriales de las corrientes del secundario de manera que queden en fase con las corrientes del primario y de esta manera se puede realizar la diferencia de ambas para obtener la corriente diferencial [38]. Este procedimiento se realiza para la corriente de componente fundamental y para la 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónicas.

### **3.7.6 Evaluación de la operación del relevador.**

Una vez que se han estimado los fasores y calculado las corrientes diferenciales, se procede a ejecutar los procedimientos explicados en los puntos de la sección 3.2 a 3.6. Posteriormente, en conjunto desempeñan la función de la protección diferencial del transformador de potencia y finalmente, mandan una señal de disparo en caso de que se presente una falla interna.

## CAPITULO IV

### 4. SIMULACIONES

#### 4.1 Introducción.

Se realizaron diferentes simulaciones en el software comercial EMTDC/PSCAD; en cada simulación se crea un archivo de datos, que contiene la información de corrientes tanto del primario como del secundario del transformador. Se desarrolló un programa en el software Matlab, el cual se explica en el apéndice D, que simula la característica de operación del relevador digital descrita en el capítulo 3. Las señales de corriente a la salida de los TC's, tanto del primario como del secundario del transformador, se monitorean a una frecuencia de 1440 Hz en el software EMTDC/PSCAD durante  $n$  ciclos; durante este tiempo, la ventana se va recorriendo muestra a muestra, es decir, para formar una nueva ventana se toma una nueva muestra y se deja la última, ver Figura 4.1. Una vez que se tiene la ventana completa de muestras, se utiliza la técnica de mínimos cuadrados para determinar los fasores a la frecuencia fundamental y los armónicos de interés. Posteriormente, se continúa con el proceso descrito en el diagrama de bloques del capítulo 3 y finalmente, se determina si el transformador se encuentra en condición de falla ó no falla.

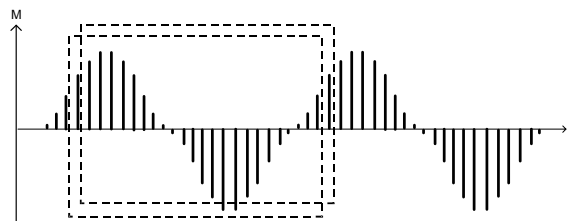


Fig. 4.1. Ventana de 24 muestras para un ciclo completo a la frecuencia fundamental.

#### 4.2 Sistema de prueba número 1.

En este caso se tiene un transformador de 100 MVA, 230/13.8 kV, conexión delta-estrella aterrizada, conectado a una fuente equivalente en un sistema radial. La zona de

protección diferencial está acotada por los TC's del lado primario y secundario del transformador. La relación de transformación de los TC's ubicados en el devanado primario del transformador es de 250:5A y la relación de transformación de los TC's ubicados en el devanado secundario del transformador es de 4200:5A, ambos juegos de TC's se encuentran conectados en estrella y se considera que son ideales, es decir, no entran a la zona de saturación. En la Figura 4.2 se observa el sistema de prueba.

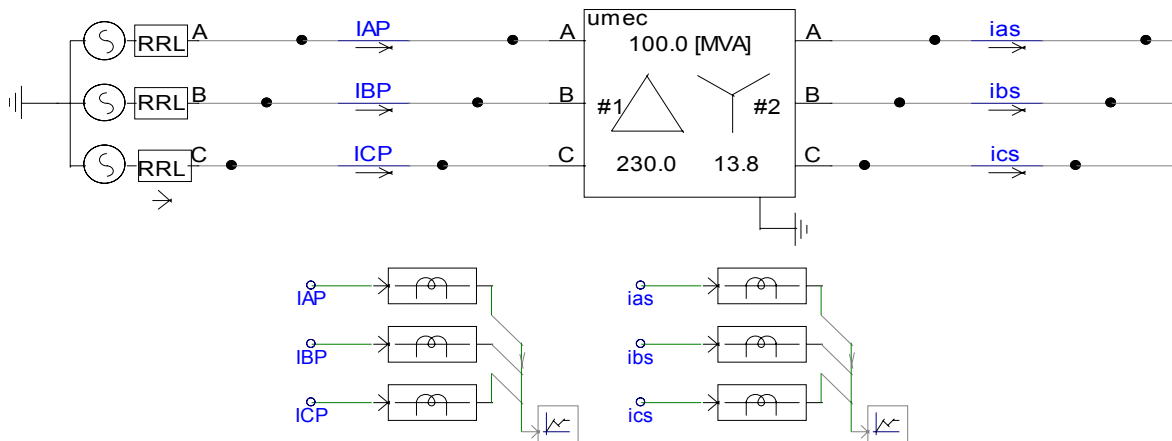


Fig. 4.2. Sistema de prueba número 1 y señales de corriente que llegan a los TC's.

En este sistema de prueba se realizan las simulaciones siguientes:

- Energización en vacío del transformador.
- Condiciones normales de operación.
- Falla trifásica interna en los bornes del secundario del transformador.
- Falla trifásica externa en el secundario del transformador.
- Falla monofásica interna en el primario del transformador.

#### 4.2.1 Energización en vacío del transformador.

En la Figura 4.2 se observa el transformador en vacío utilizado en la simulación. La simulación se realiza en el software PSCAD/EMTDC durante 0.1s. En la Figura 4.3, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea tanto del primario como del secundario, que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. Se observa que a pesar de que el transformador no tiene carga en el momento de la energización, se presenta una corriente en el devanado primario, llamada corriente de Inrush, mientras que en el secundario la corriente es cero, puesto que el transformador se encuentra en vacío.

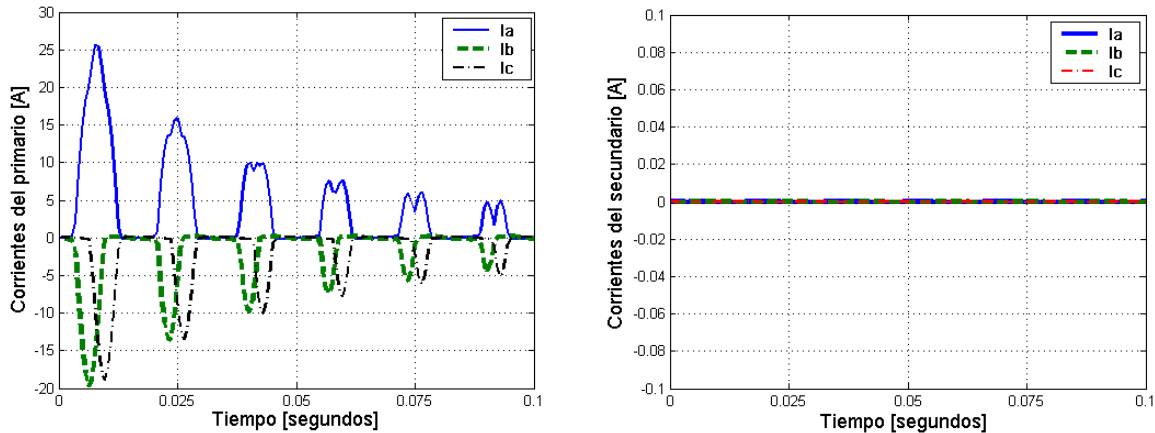


Fig. 4.3. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

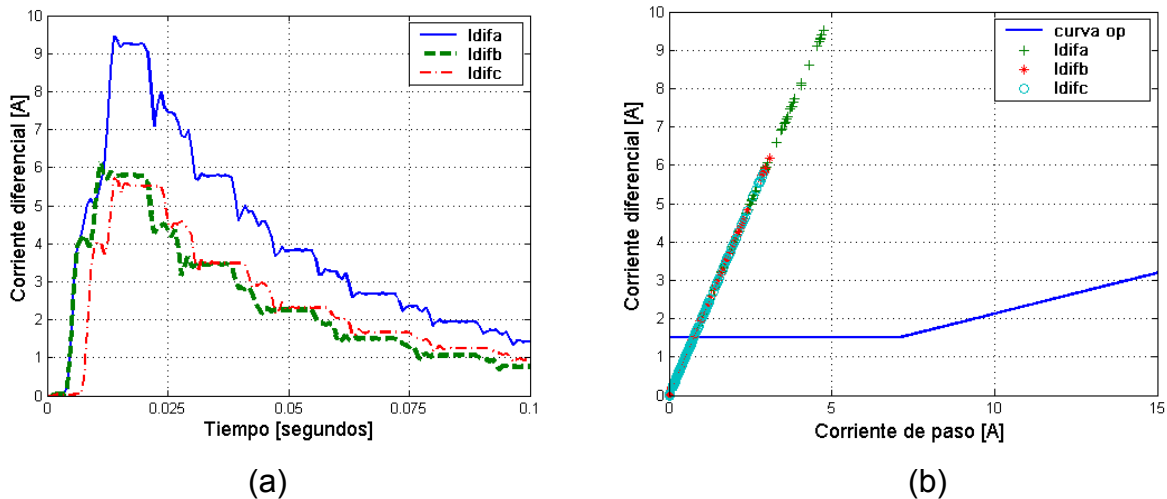


Fig. 4.4 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

Las corrientes de la Figura 4.3, se guardan en un archivo de datos, el cual se abre desde un programa desarrollado en Matlab, para procesar las señales de corriente y así poder evaluar el algoritmo de protección diferencial desarrollado. Debido a que la corriente de Inrush se presenta sólo en el devanado primario, las corrientes diferenciales (Fig. 4.4a) toman valores que se encuentran en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.4b, es decir, existe un aviso de disparo al relevador; sin embargo, la corriente de Inrush es rica en contenido armónico, por esta razón se presenta una corriente diferencial de 2ª armónica (Fig. 4.5a) y de esta manera se logra un bloqueo de disparo del relevador (Fig. 4.6), ya que el porcentaje de corrientes de 2ª armónica presentes en la corriente diferencial (Fig. 4.5b) rebasa el 20% de ajuste.

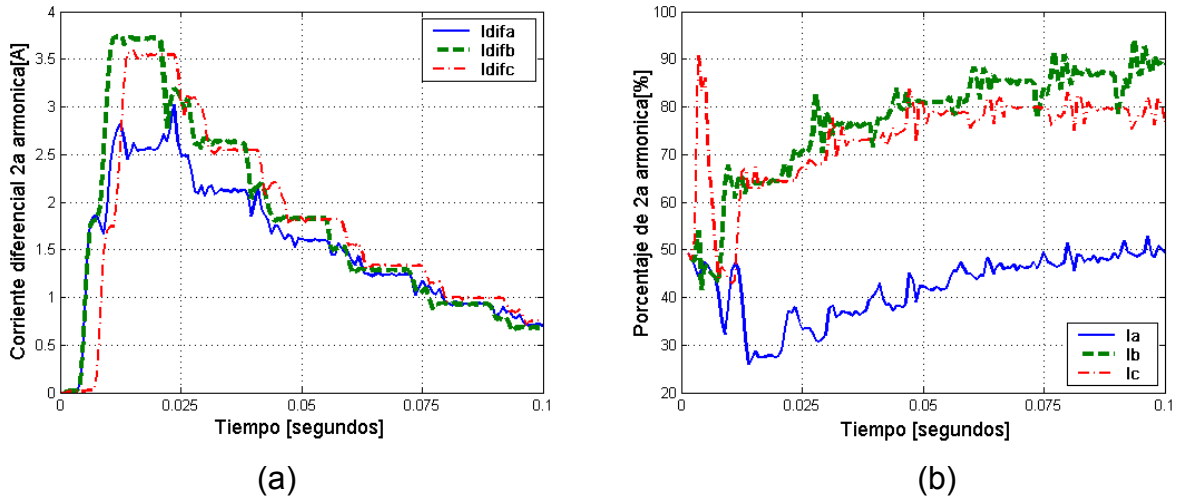


Fig. 4.5(a) Corrientes diferenciales de 2ª armónica, (b) porcentaje de 2ª armónica.

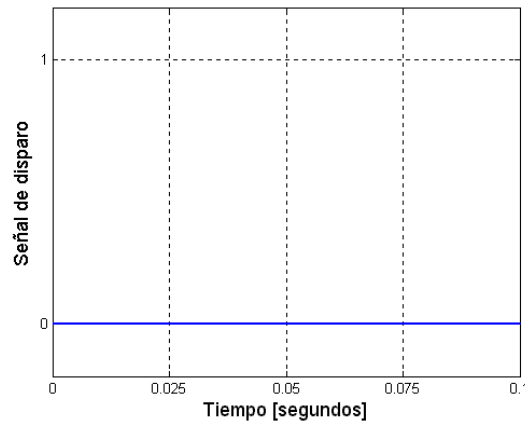


Fig. 4.6. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

### 4.2.2 Condiciones normales de operación.

En la Figura 4.7, el transformador se encuentra trabajando en condiciones normales de operación, la simulación en el software PSCAD/EMTDC se realiza durante 0.05s.

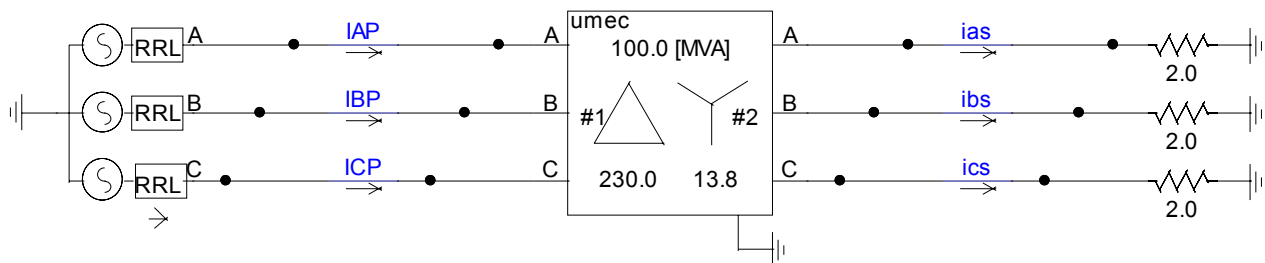


Fig. 4.7. Operación del transformador trabajando en condiciones normales.



En la Figura 4.8, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En ella se logra apreciar, que las corrientes de línea del lado primario del transformador tienen un atraso de  $30^\circ$ , con respecto a las corrientes de línea del lado secundario del transformador. La corrientes diferenciales son muy pequeñas (Fig. 4.9 a), de tal manera que se encuentran en la zona de no operación del relevador, ver Figura 4.9b; teóricamente deberían ser cero, pero tienen un valor pequeño debido a la corriente de excitación del transformador. El contenido de corrientes de 2<sup>a</sup> armónica es cero, por lo que no existe bloqueo al disparo del relevador, sin embargo, puesto que las corrientes diferenciales se encuentran en la zona de no disparo del relevador, no existe disparo alguno, ver Figura 4.10.

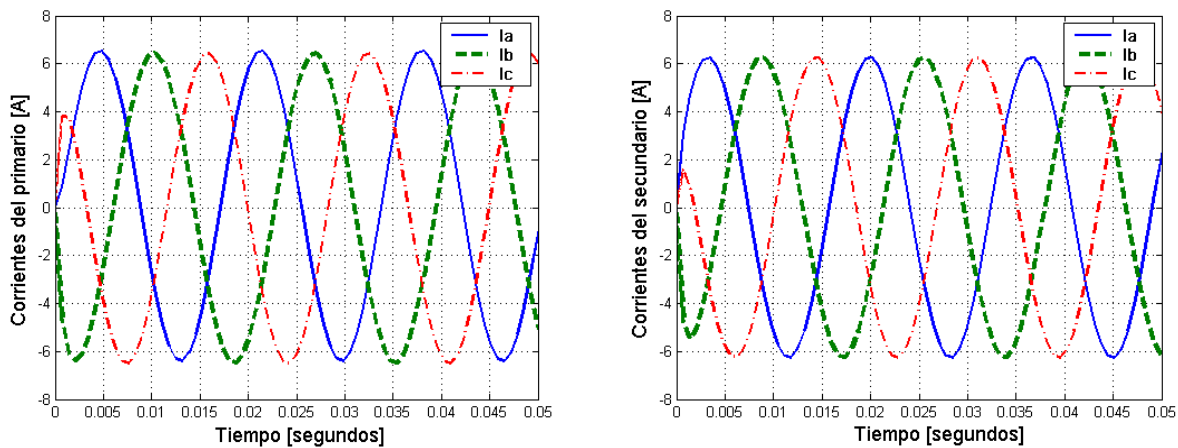


Fig. 4.8. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

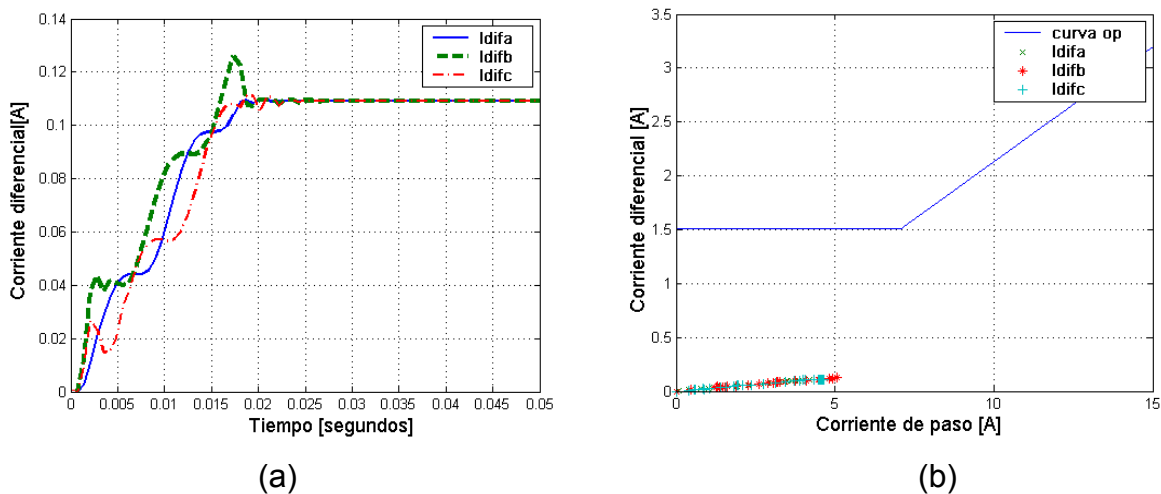


Fig. 4.9 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

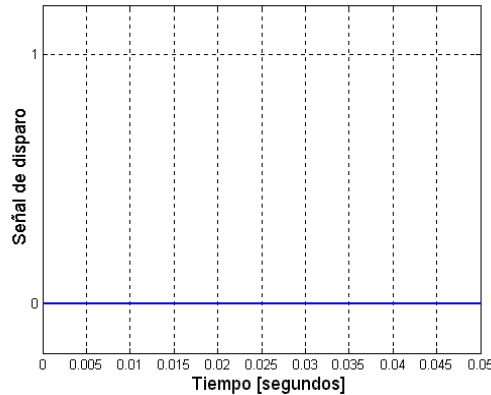


Fig. 4.10. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

### 4.2.3 Falla trifásica interna en los bornes del secundario.

Esta simulación se realiza por 0.14s; sin embargo, para una buena apreciación gráfica, sólo se muestra de 0.08 a 0.14s. Con la aplicación de una falla trifásica en los bornes del secundario a los 0.1s. La Figura 4.11 muestra el circuito de simulación.

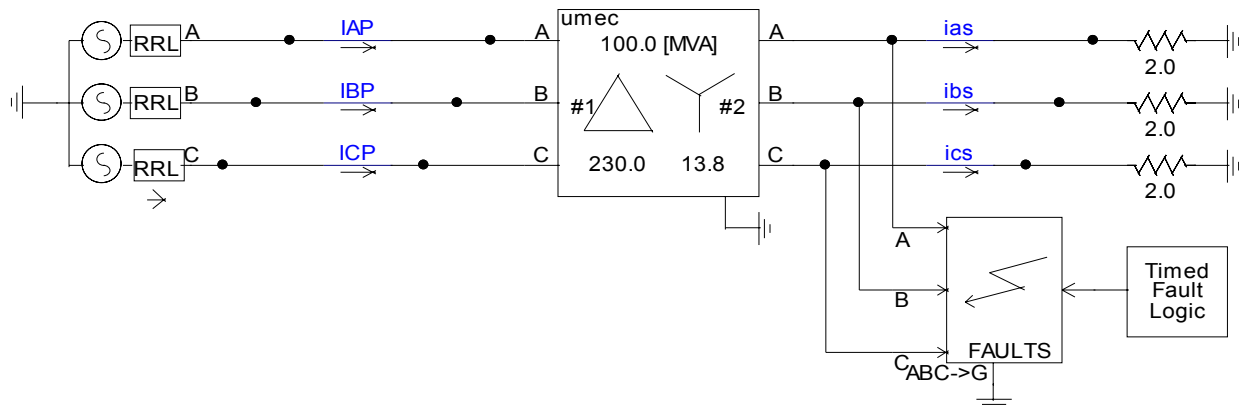


Fig. 4.11. Aplicación de falla trifásica en los bornes del secundario del transformador.

En la Figura 4.12, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. Las corrientes diferenciales son prácticamente cero al inicio ya que el transformador se encuentra en condiciones normales, pero cuando ocurre la falla las corrientes diferenciales crecen considerablemente, ver Fig. 4.13a, de tal manera que entran en la zona de operación del relevador como se muestra en la Figura 4.13b. El contenido de corrientes de 2ª armónica es cero, por lo tanto no hay bloqueo y la señal de disparo se da a los 0.118s, ver Figura 4.14.

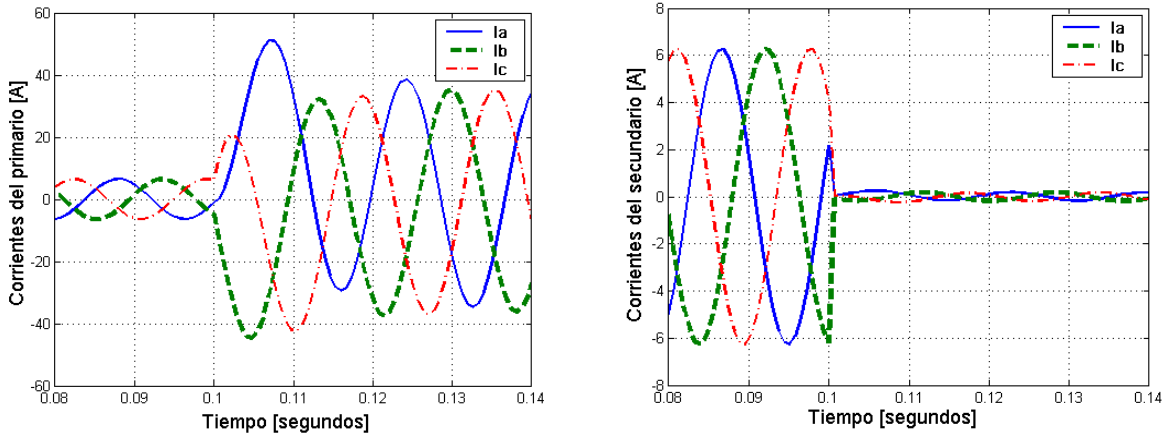
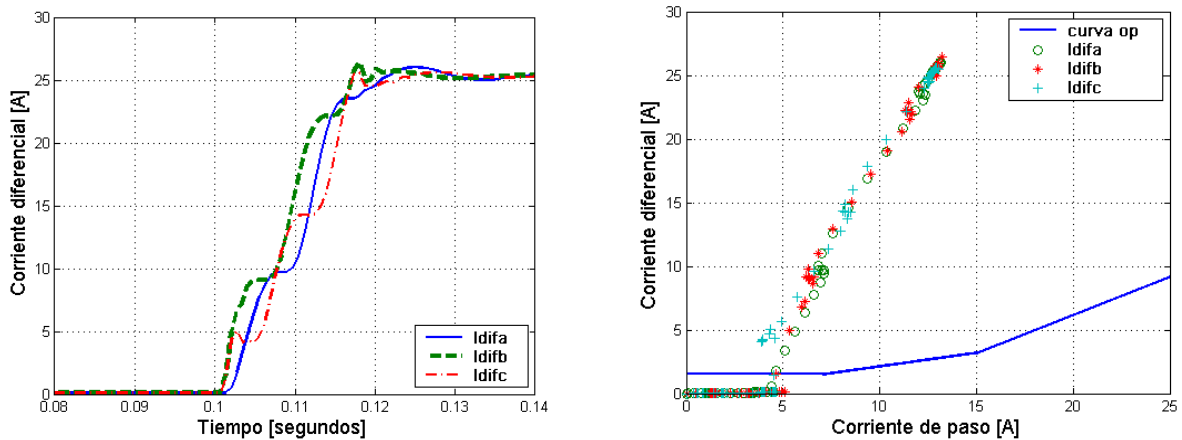


Fig. 4.12. Corrientes del transformador que llegan al relevador.



(a)

(b)

Fig. 4.13 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

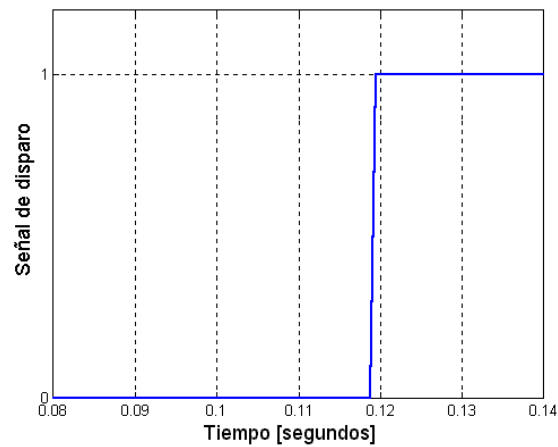


Fig. 4.14. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.2.4 Falla trifásica externa en el secundario del transformador.

La Figura 4.15 muestra el circuito utilizado para la simulación de una falla trifásica externa a la protección diferencial del transformador. La simulación se realiza por un período de 0.14s, y para una mejor apreciación gráfica se muestra de 0.08s a 0.14s. La aplicación de una falla trifásica en el secundario del transformador, se presenta a los 0.1s.

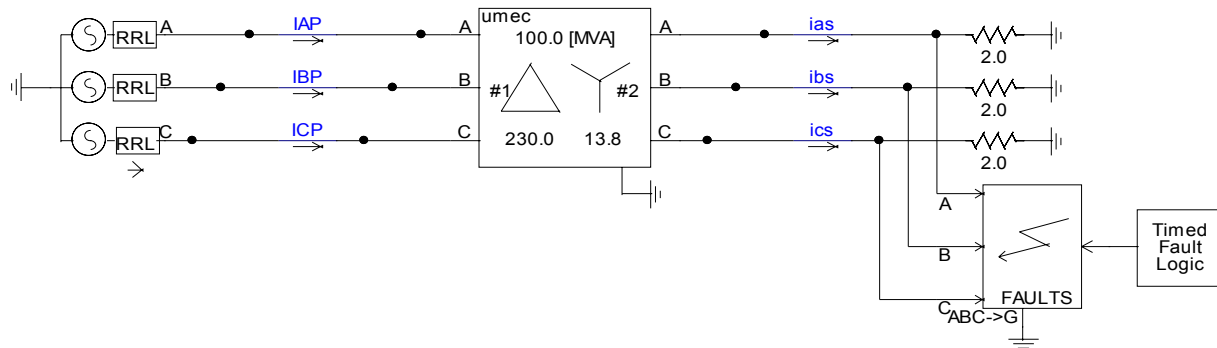


Fig. 4.15. Falla trifásica externa a la protección del transformador.

En la Figura 4.16, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. Observando la Figura 4.17a, se nota que la corriente diferencial es prácticamente cero aún cuando está presente la falla trifásica, ya que crecen tanto las corrientes del primario como del secundario y su diferencia es pequeña, por lo tanto esta condición se encuentra en zona de no operación del relevador, con corrientes diferenciales pequeñas y corrientes de paso grandes, ver Figura 4.17b.

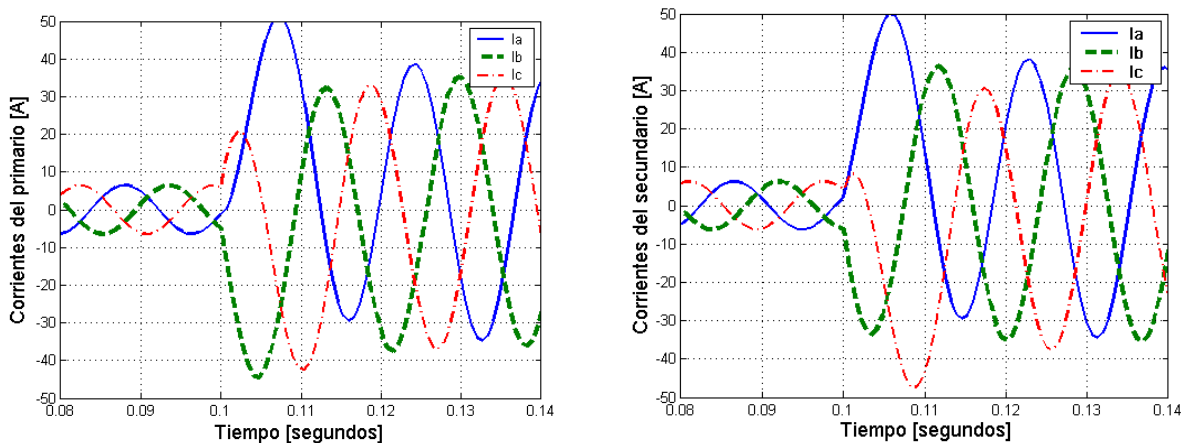
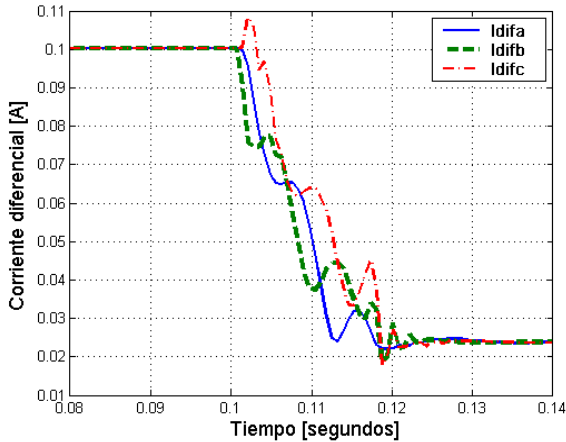
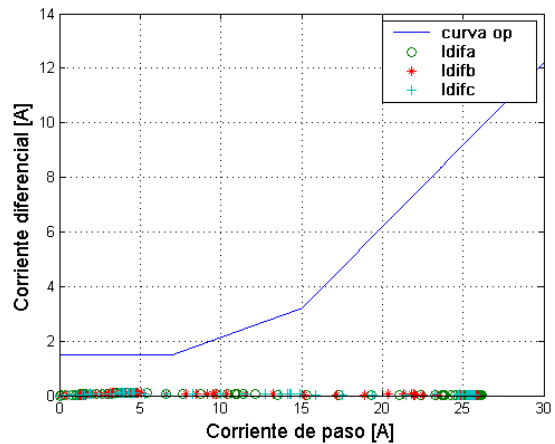


Fig. 4.16. Corrientes del transformador que llegan al relevador.



(a)



(b)

Fig. 4.17 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

El contenido de 2ª armónica en esta simulación es cero, sin embargo en la Figura 4.18 se observa un porcentaje de contenido de 2ª armónica, esto es porque en el momento que ocurre una falla, la transición de un estado a otro, es decir, el cambio de condiciones normales a condición de falla, tarda por lo menos un ciclo. La duración de este porcentaje de 2ª armónica es menor a la duración del proceso de detección de falla, por lo tanto no afecta el desempeño del algoritmo.

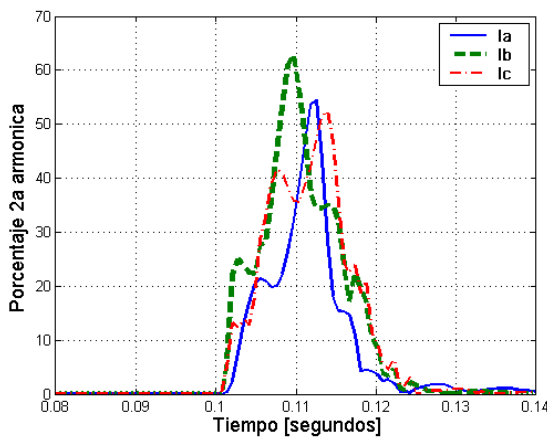


Fig. 4.18. Porcentaje de 2ª armónica.

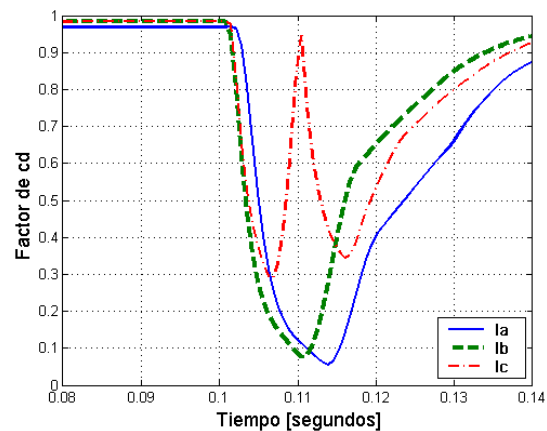


Fig. 4.19. Factor de cd.

De la misma manera en la Figura 4.19 se observa un transitorio en el cálculo del factor de cd; en condiciones normales y en condiciones de falla externa el factor de cd tiene un valor de aproximadamente 1 p.u., pero la transición a condición de falla provoca que

el valor del factor de cd se reduzca a un valor muy pequeño, sin embargo, sucede en un tiempo muy corto, menor que el tiempo de detección de falla, por lo que no afecta el desempeño del algoritmo. La Figura 4.20, muestra la señal de disparo ante la condición de falla externa.

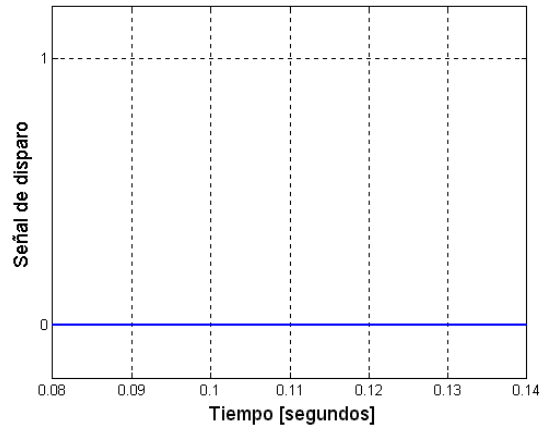


Fig. 4.20. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.2.5 Falla monofásica interna en el primario del transformador.

En la Figura 4.21 se puede observar el circuito utilizado para la simulación de una falla monofásica interna en el esquema de protección diferencial del transformador. La simulación se realiza por 0.16s, con la aplicación de una falla en la fase **a** del primario del transformador a los 0.1s, la simulación se presenta en las gráficas de 0.08 a 0.16s.

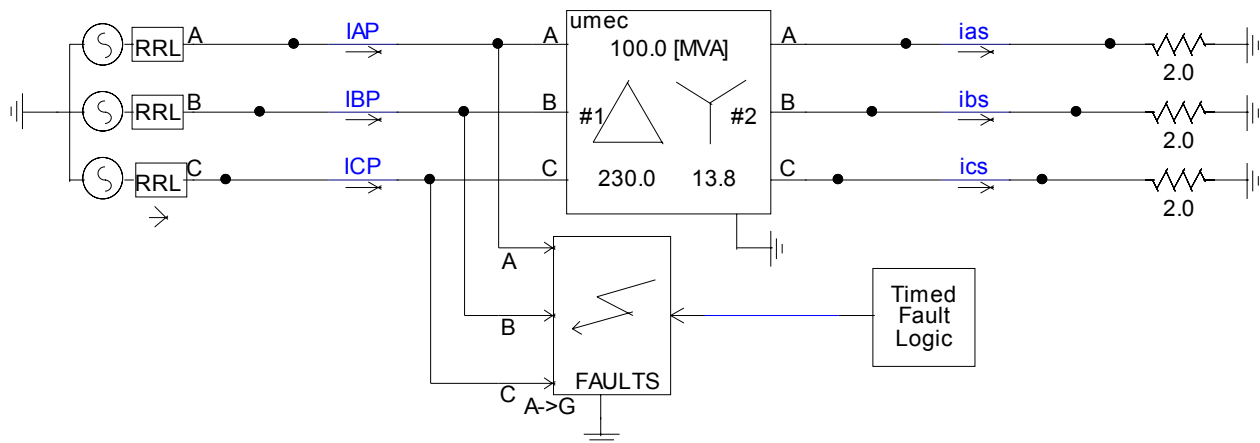


Fig. 4.21. Falla monofásica dentro de la zona de protección del transformador.

En la Figura 4.22, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador y se observa que sólo la corriente de la fase **a** del primario se incrementa en gran proporción, puesto que es la fase fallada.

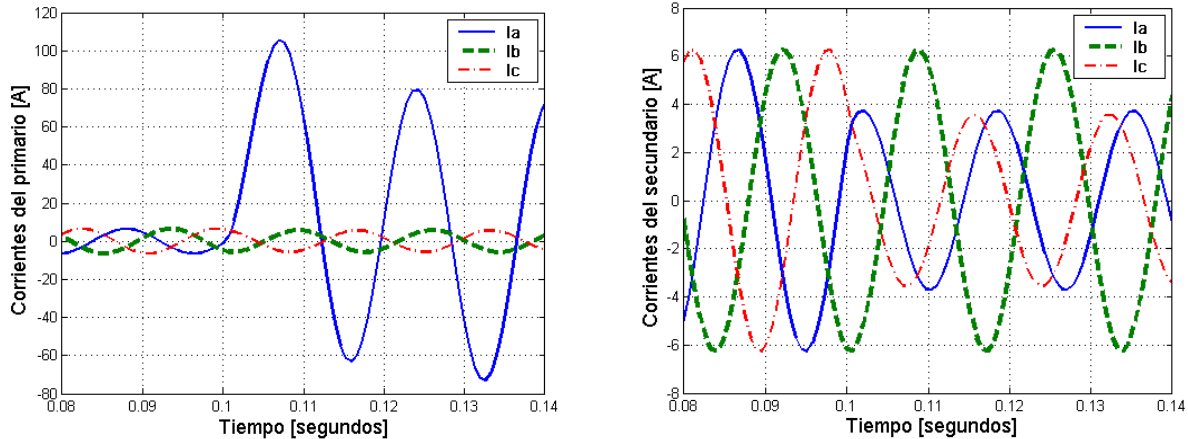


Fig. 4.22. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

Observando la Figura 4.23a, se nota que la corriente diferencial es prácticamente cero en el inicio de la simulación ya que el transformador está operando en condiciones normales, pero cuando se presenta la falla sólo se incrementa la corriente diferencial en la fase **a**, esto provoca que la corriente diferencial de la fase **a** se encuentre en zona de operación del relevador, ver Figura 4.23b.

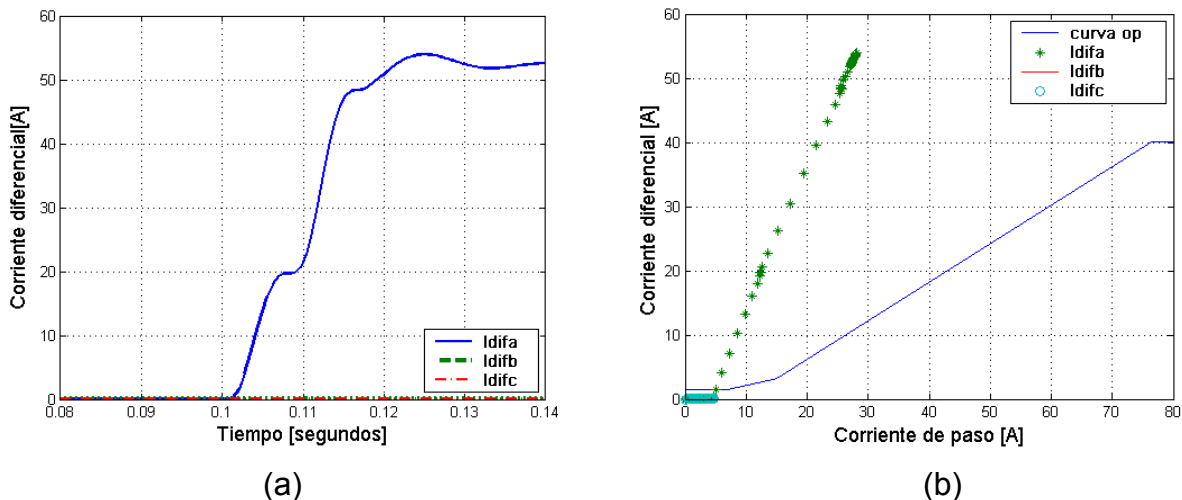


Fig. 4.23 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

El algoritmo, ante esta condición detecta la falla y manda una señal de disparo; en forma paralela se realizan los cálculos para evaluar los bloqueos y si los resultados no favorecen a los bloqueos por armónicas y por contenido de cd, entonces, el algoritmo toma la decisión de disparo del relevador a los 0.127s, es decir, 27ms después de ocurrida la falla, ver Figura 4.24.

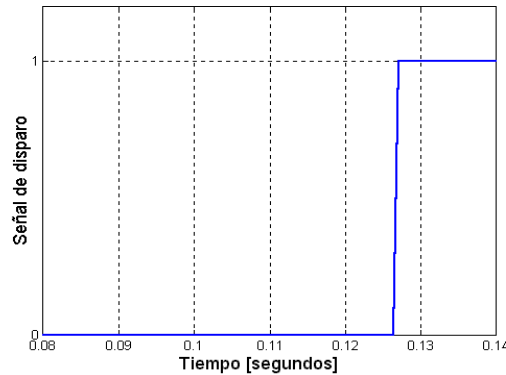


Fig. 4.24. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.2.6 Análisis de resultados del sistema de prueba 1.

Tabla 4.1. Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 1.

Sistema de prueba Número 1.	¿? Dispara	Tiempo de aplicación de falla (seg)	Tiempo de liberación de falla (seg)	Observación Principal
Energización en vacío del transformador.	No	-	-	Bloqueo del disparo por 2ª y 4ª armónica.
Condiciones normales de operación.	No	-	-	No hay disparo.
Falla trifásica interna en los bornes del secundario del transformador.	Si	0.1	0.118	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación.
Falla trifásica externa en el secundario del transformador.	No	0.1	-	La corriente diferencial es casi cero.
Falla monofásica interna en el primario del transformador.	Si	0.1	0.127	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación.



En la tabla 4.1 y en las simulaciones de la sección 4.2, se observa que ante condiciones normales de operación del transformador y ante fallas externas, la corriente diferencial tiene un valor aproximadamente de cero, por lo tanto, no se produce la señal de disparo. Cuando se presenta la energización del transformador, la corriente diferencial se localiza en zona de operación del relevador, sin embargo, el contenido armónico de la corriente de Inrush provoca el bloqueo del disparo del relevador y con ello evita un disparo en falso del relevador. Finalmente, en presencia de fallas internas la corriente diferencial se localiza en zona de operación y como no existe bloqueo alguno, se da la señal de disparo del relevador.

### **4.3 Sistema de prueba número 2.**

El sistema de prueba utilizado en este caso, es el mismo que el caso 1, pero ahora se toma en cuenta la saturación del transformador de potencia y de los TC's, es decir, se habilita la curva de saturación en los modelos del software PSCAD/EMTDC.

En este sistema de prueba se realizan las siguientes simulaciones:

- Sobreexcitación del transformador.
- Energización del transformador con carga.
- Energización del transformador con falla interna monofásica en el primario.
- Falla interna entre fases con saturación de los TC's ubicados en el primario.
- Falla trifásica externa con saturación de TC's.

#### **4.3.1 Sobreexcitación del transformador.**

El circuito utilizado en esta simulación se muestra en la Figura 4.7, sólo que en este caso, se aplica un voltaje de 300kV en el primario del transformador, cuando normalmente debe operar a 230kV. La simulación se realiza por 0.21s y para una mejor apreciación gráfica, se muestran de 0.18 a 0.21s de simulación.

En la Figura 4.25, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En la figura, se observa una deformación de las formas de onda debido a la sobreexcitación del transformador; esta deformación se refleja al realizar el cálculo de las corrientes diferenciales, ya que aún en condiciones de no falla, existe una corriente diferencial (Figura 4.26a) que se localiza en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.26b. Tal situación manda una señal de disparo, sin embargo, se activa un bloqueo del relevador, gracias a la característica de contenido armónico.

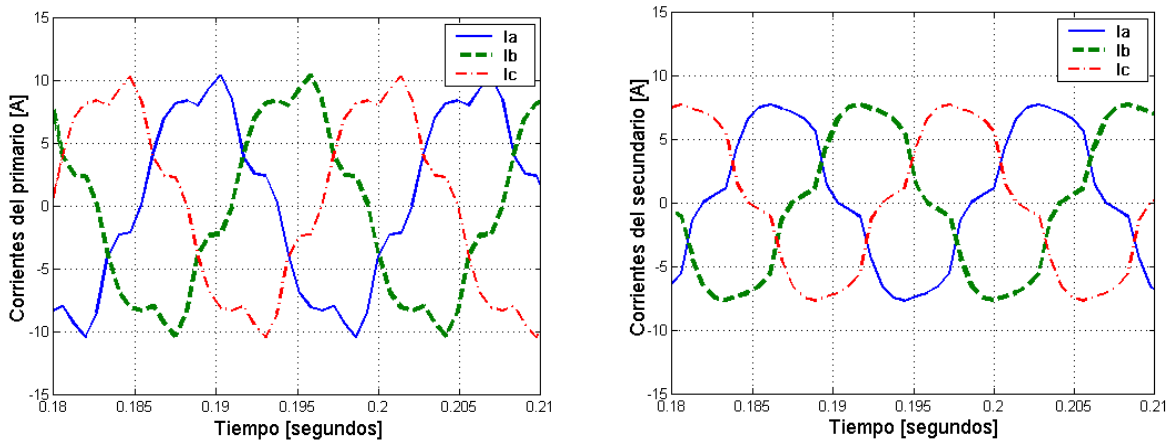
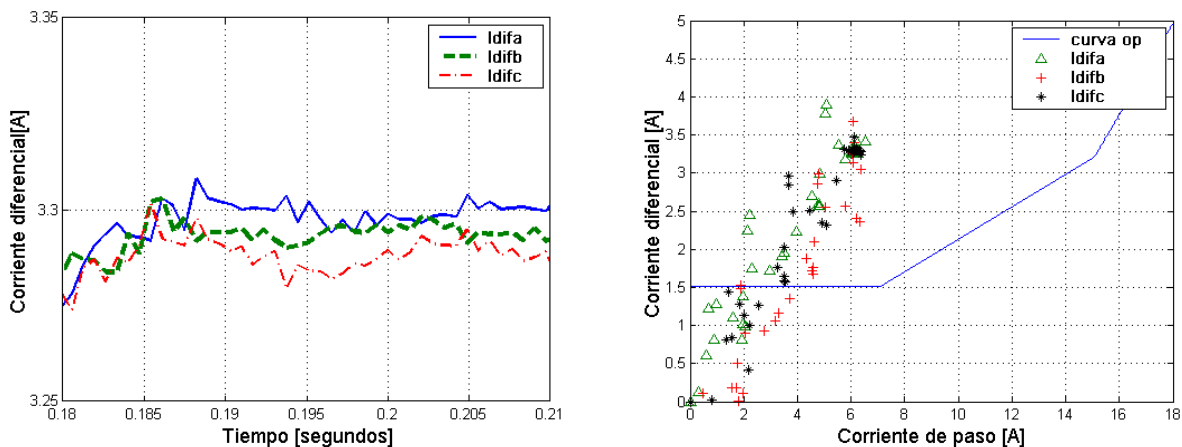


Fig. 4.25. Corrientes del transformador que llegan al relevador.



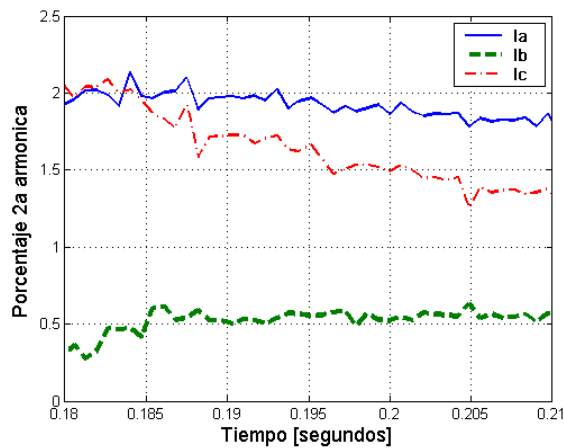
(a)

(b)

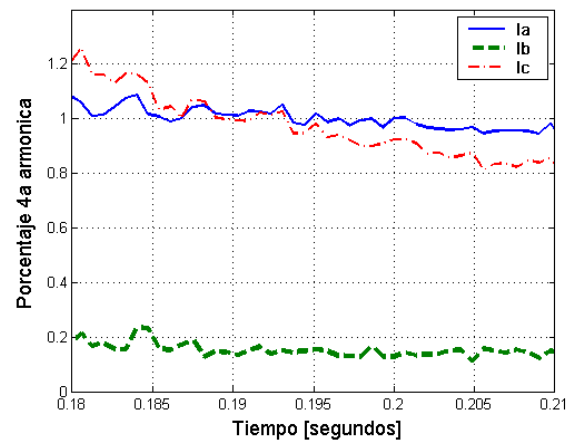
Fig. 4.26 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

El porcentaje de corrientes de 2<sup>a</sup> y 4<sup>a</sup> armónicas es pequeño, ver Figuras 4.27 a y b, es decir, que estas cantidades no son capaces de bloquear; pero en la Figura 4.28, se

observa que el porcentaje de la 5<sup>a</sup> armónica tiene un valor arriba 30% de ajuste, suficiente para que se genere el bloqueo de la señal de disparo del relevador, ver Figura 4.29. esto es porque se detecta un contenido de corrientes de 5<sup>a</sup> armónica, característico de la sobreexcitación de un transformador. El factor de cd es unitario en esta simulación, ya que aún con presencia de armónicas, la forma de onda es simétrica con respecto al eje x y con esto se obtiene el mismo valor para las sumatorias de los semiciclos positivo y negativo.



(a)



(b)

Fig. 4.27 (a) Porcentaje de corrientes diferenciales de 2<sup>a</sup> armónica, (b) Porcentaje de corrientes diferenciales de 4<sup>a</sup> armónica.

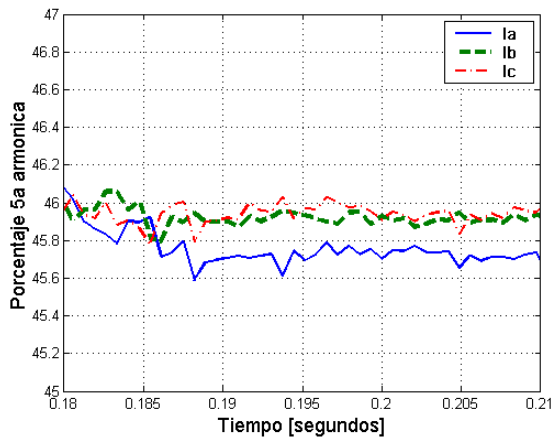


Fig. 4.28. Porcentaje de 5<sup>a</sup> armónica

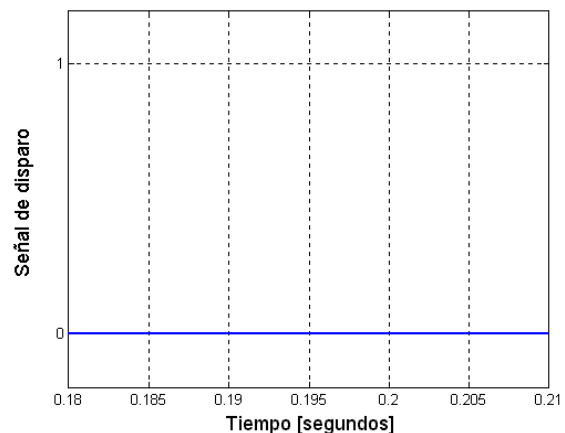


Fig. 4.29. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

### 4.3.2 Energización del transformador con carga.

El circuito utilizado en esta simulación se muestra en la Figura 4.7, a diferencia que en este caso se encuentra habilitada la curva de saturación del transformador, lo cual permitirá observar el comportamiento de la corriente de Inrush del transformador, cuando es energizado con carga. La simulación se realiza durante 0.1s.

En la Figura 4.30, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En esta, se observa una deformación de las formas de onda de corriente, debido a la corriente de Inrush del transformador; esta deformación se refleja al realizar el cálculo de las corrientes diferenciales, puesto que aún en condiciones de no falla existe una corriente diferencial (Figura 4.31a), con un valor que se encuentra en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.31b. Tal situación manda una señal de disparo, sin embargo gracias a la característica de la corriente de Inrush y como lo muestran las Figuras 4.32a y b, el porcentaje de corrientes de 2<sup>a</sup> y 4<sup>a</sup> armónicas es mayor que el ajuste y con esto se logra un bloqueo del disparo del relevador, ver Figura 4.33.

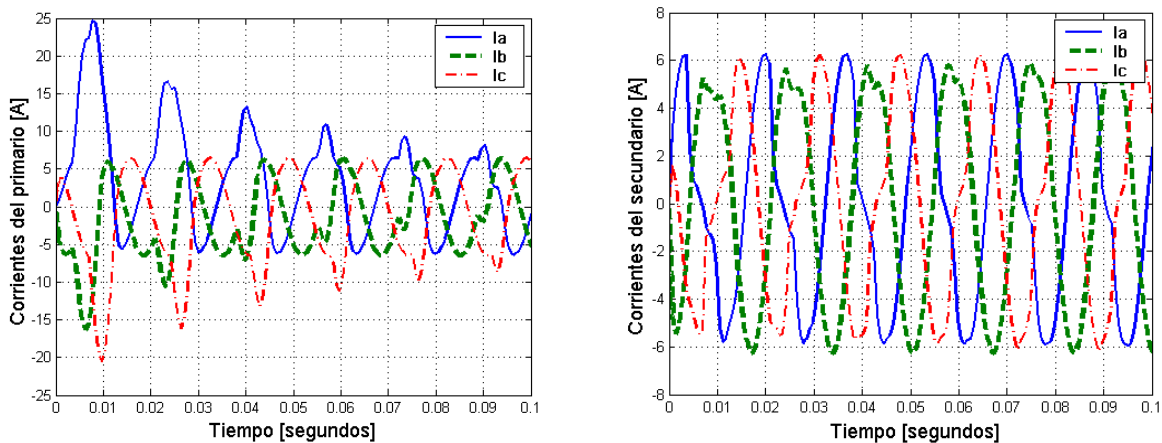


Fig. 4.30. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

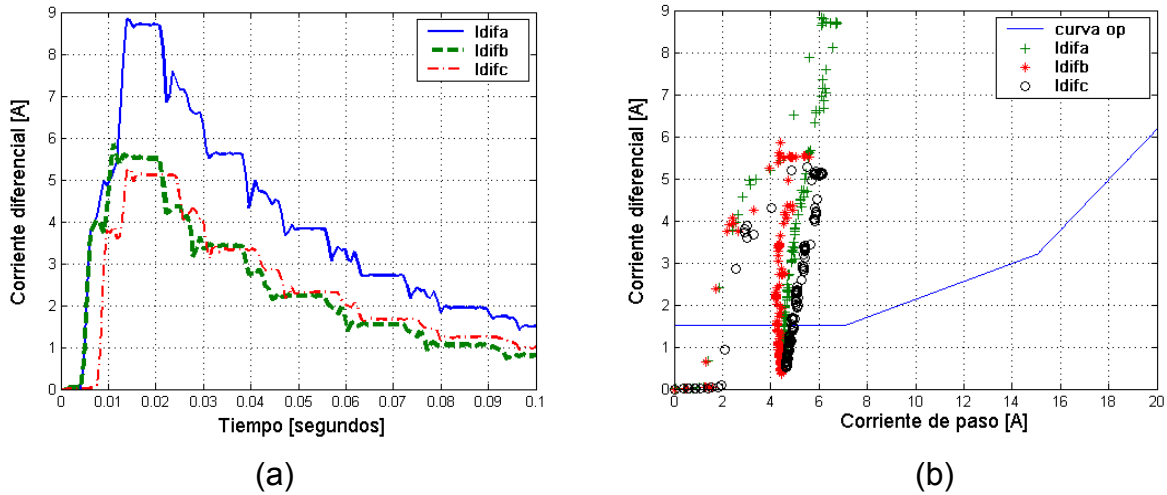


Fig. 4.31 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

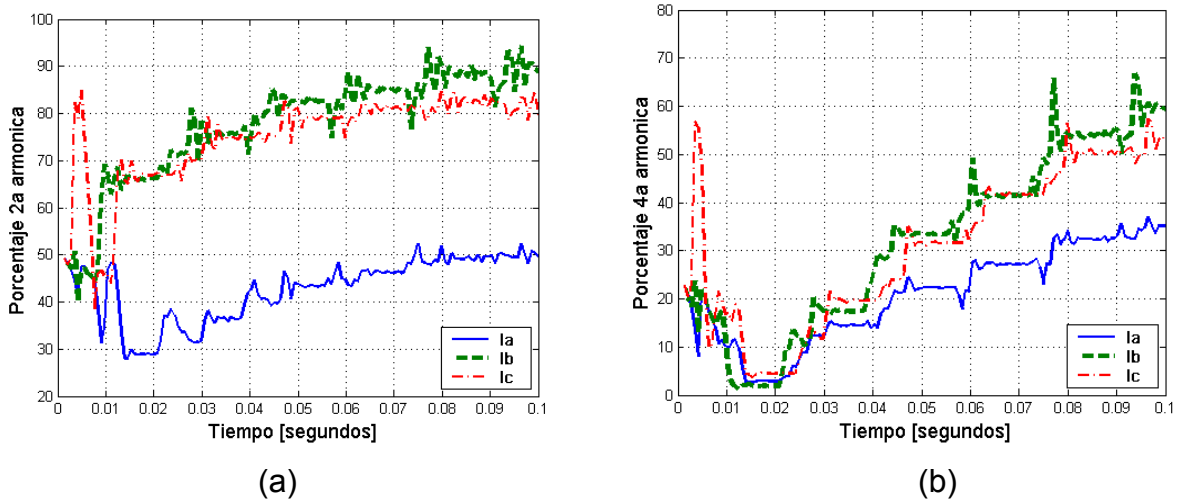


Fig. 4.32 (a) Porcentaje de corrientes diferenciales de 2<sup>a</sup> armónica, (b) Porcentaje de corrientes diferenciales de 4<sup>a</sup> armónica.

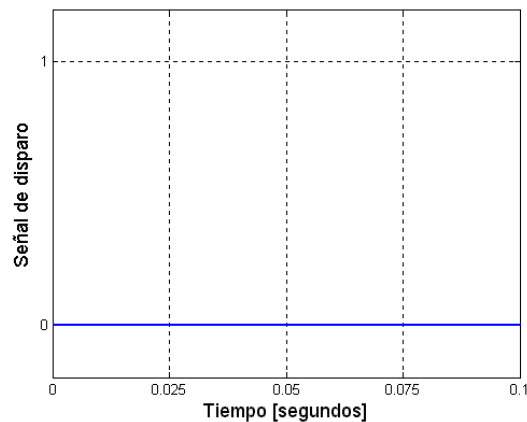


Fig. 4.33. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

### 4.3.3 Energización del transformador con falla monofásica en el primario.

El circuito utilizado en esta simulación se muestra en la Figura 4.21, en el cual se encuentra fallada la fase **a** en el momento de la energización del transformador; de esta manera se encuentran presentes la corriente de energización y la corriente de falla. La simulación se realiza durante 0.05s.

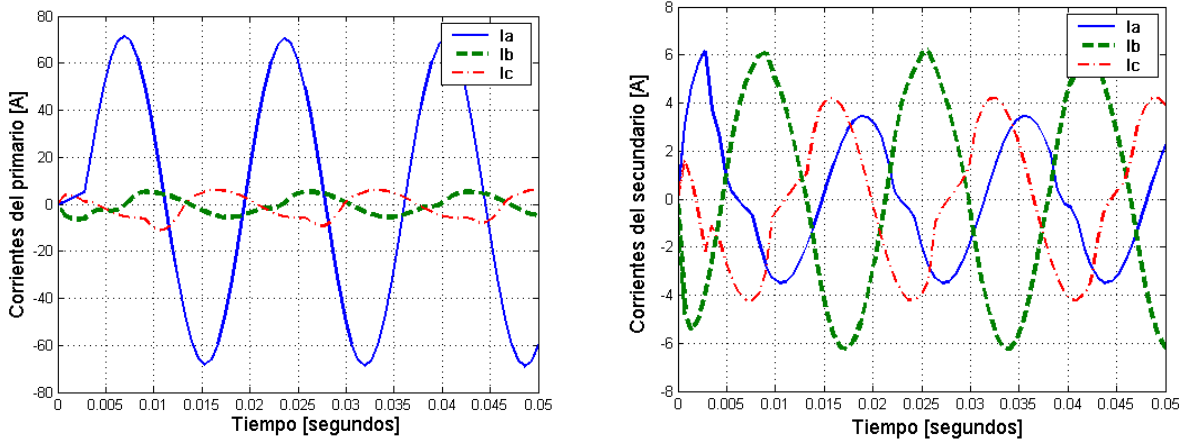


Fig. 4.34. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

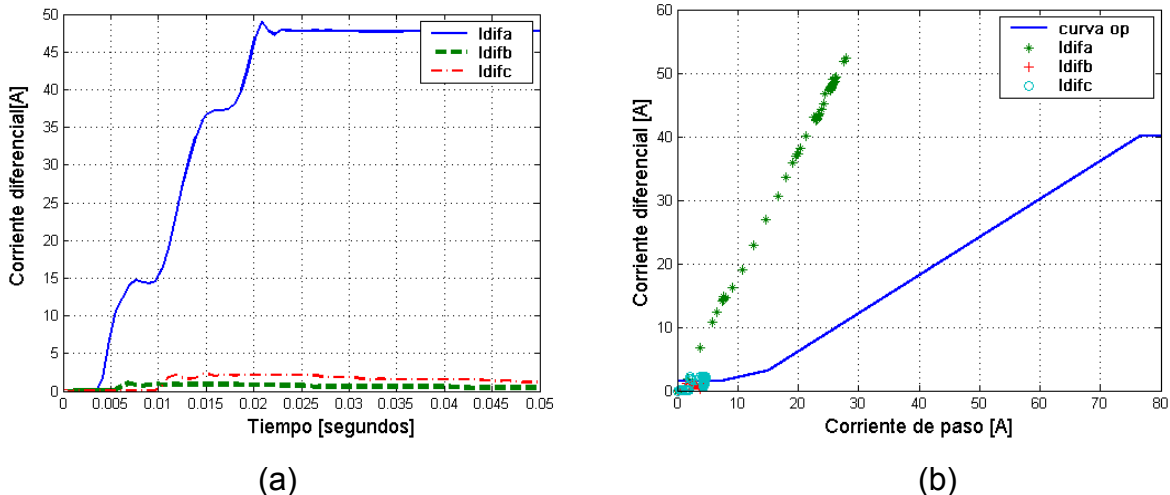


Fig. 4.35 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales graficadas en la característica de operación del relevador.

En la Figura 4.34, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En ella se observa una deformación de las formas de onda de corriente de las fases no falladas, debido a la corriente de Inrush del transformador. La corriente de la fase **a**, se incrementa de manera considerable puesto

que está en condición de falla; esta situación causa que se presente una corriente diferencial grande en la fase **a** (Figura 4.35a), con un valor que se localiza dentro de la zona de operación del relevador, ver Figura 4.35b.

De acuerdo a la Figura 4.36 existe un bloqueo por corrientes de 2ª armónica, sin embargo la corriente diferencial es mayor al ajuste de disparo del relevador sin posibilidad de bloqueo, por lo tanto se manda una señal de disparo del relevador, la cual ocurre a los 0.021s, ver Figura 4.37.

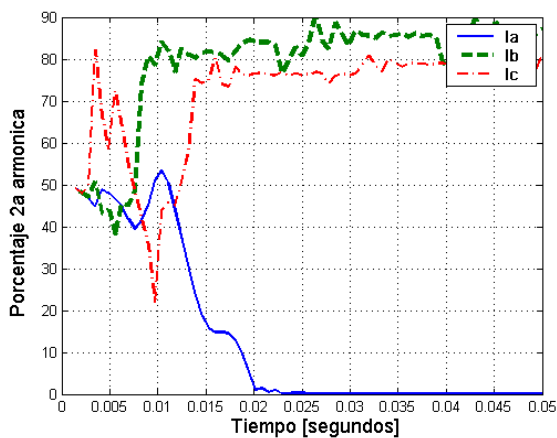


Fig. 4.36. Porcentaje de 2ª armónica

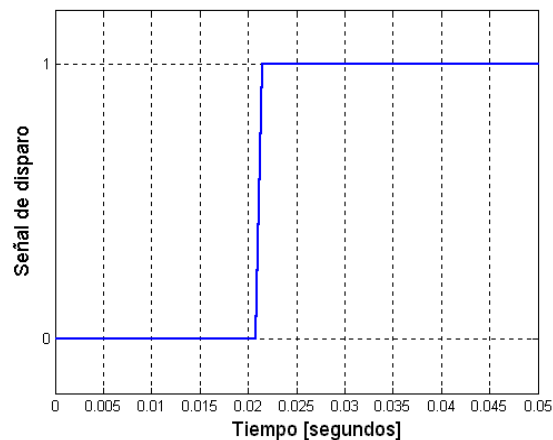


Fig. 4.37. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.3.4 Falla interna entre fases con saturación de los TC's ubicados en el primario.

En la Figura 4.38, se muestra el circuito utilizado en esta simulación, la cual dura 0.16s, con la aplicación de una falla en el lado primario del transformador, entre las fases a y b a tierra a los 0.1s; para una mejor apreciación gráfica se muestran los resultados de la simulación de 0.08 a 0.16s.

En la Figura 4.39, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En ella se observa el efecto de la saturación de los TC's, porque debido a que las corrientes primarias son muy grandes, los TC's

entran en saturación y provocan que las corrientes secundarias se deformen. La falla genera corrientes diferenciales grandes en las fases a y b, ver Figura 4.40a, las cuales de acuerdo a la Figura 4.40b no sólo se encuentran en la zona de operación del relevador, sino que sobrepasan el ajuste de disparo del relevador sin posibilidad de frenado. Debido a la saturación de los TC's, el bloqueo por contenido de corrientes de 2ª armónica se activa, ver Figura 4.41, pero este bloqueo es omitido y por lo tanto, se manda una señal de disparo del relevador, la cual ocurre a los 0.125s, como lo muestra la Figura 4.42.

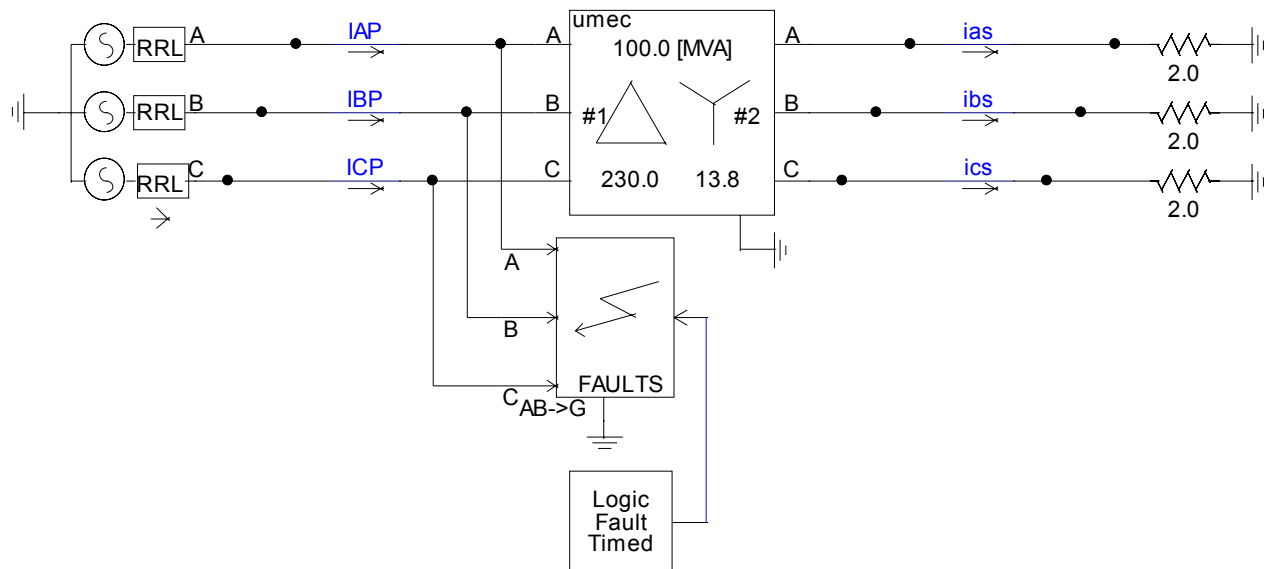


Fig. 4.38. Falla en el primario del transformador entre las fase A y B a tierra, dentro de la zona de protección.

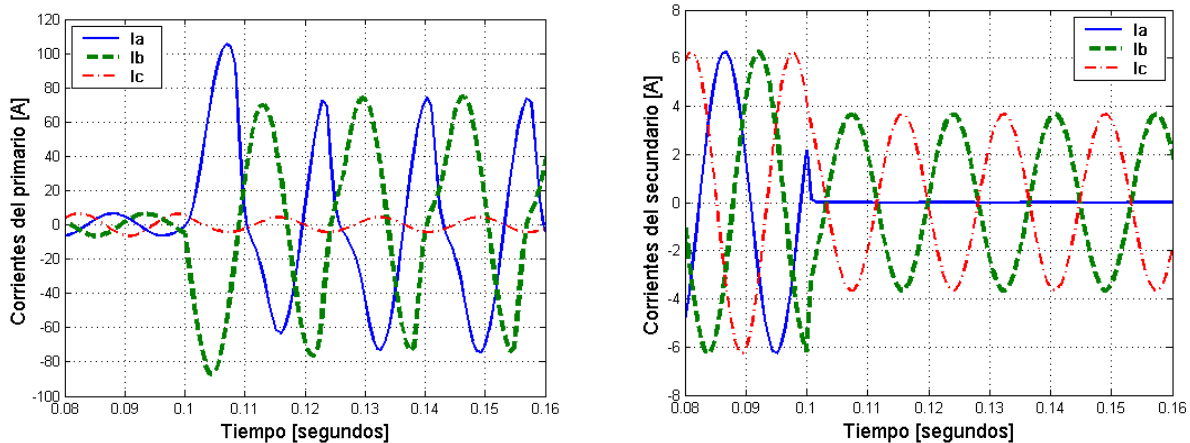


Fig. 4.39. Corrientes del transformador que llegan al relevador.



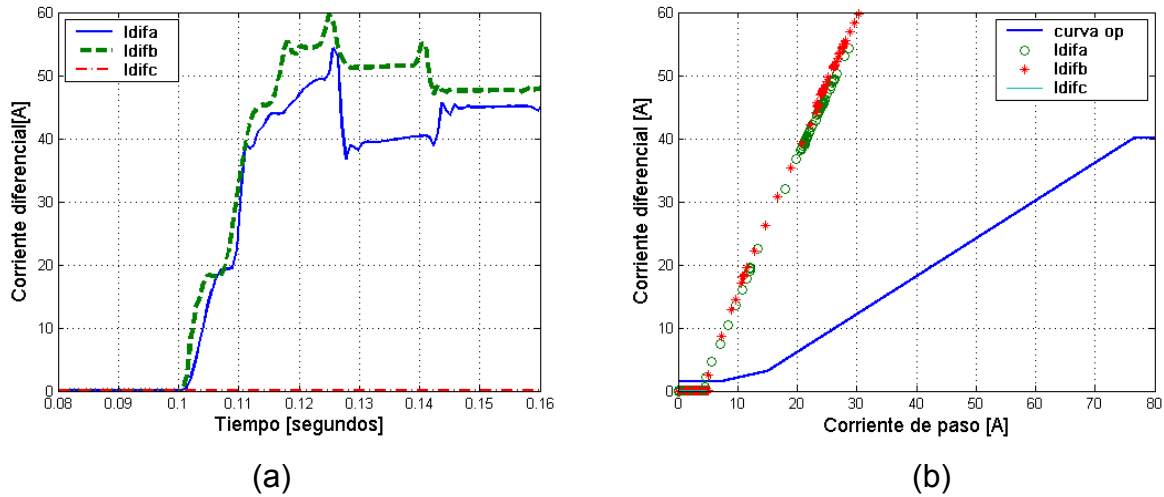


Fig. 4.40 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

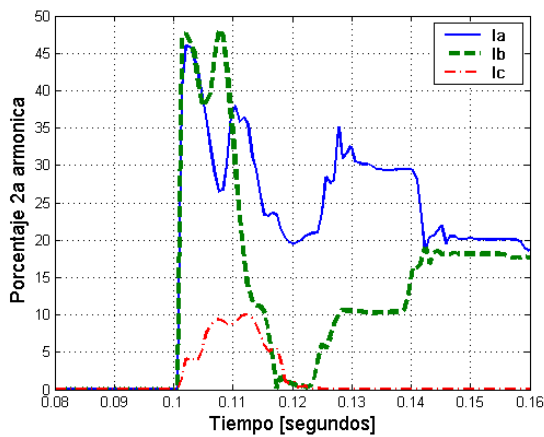


Fig. 4.41. Porcentaje de 2ª armónica

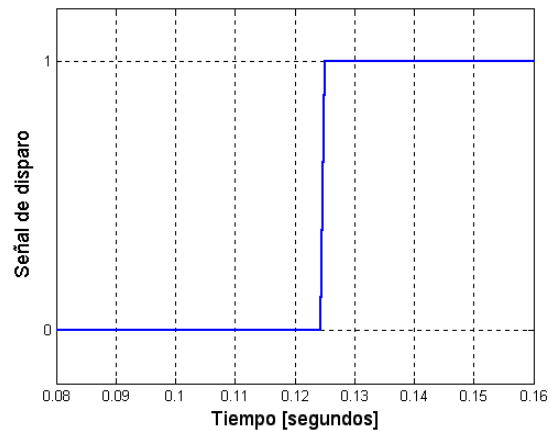


Fig. 4.42. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.3.5 Falla trifásica externa con saturación de TC's.

En la Figura 4.15, se muestra el circuito utilizado en esta simulación, la manera de hacer que los TC's entren en saturación es aumentando la potencia de corto circuito de la fuente equivalente, ya que la corriente de corto circuito crece aún más y de esta manera logra saturar los TC's. La simulación se realiza durante 0.16s, con la aplicación de una falla trifásica en el lado secundario del transformador a los 0.1s; para una mejor apreciación gráfica se muestran los resultados de la simulación de 0.08 a 0.14s.

En la Figura 4.43, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. En ella se observa el efecto de la saturación de los TC's, ya que en condición de falla las corrientes están deformadas.

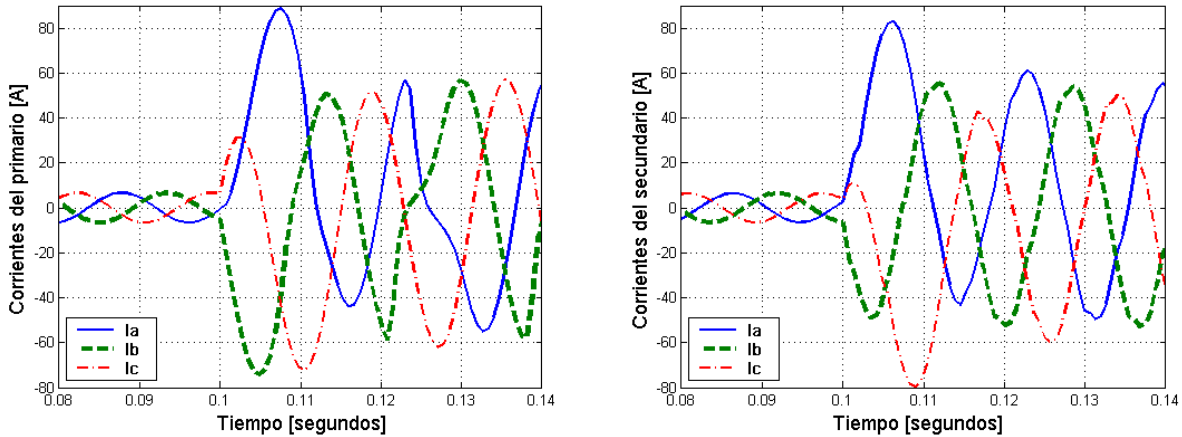


Fig. 4.43. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

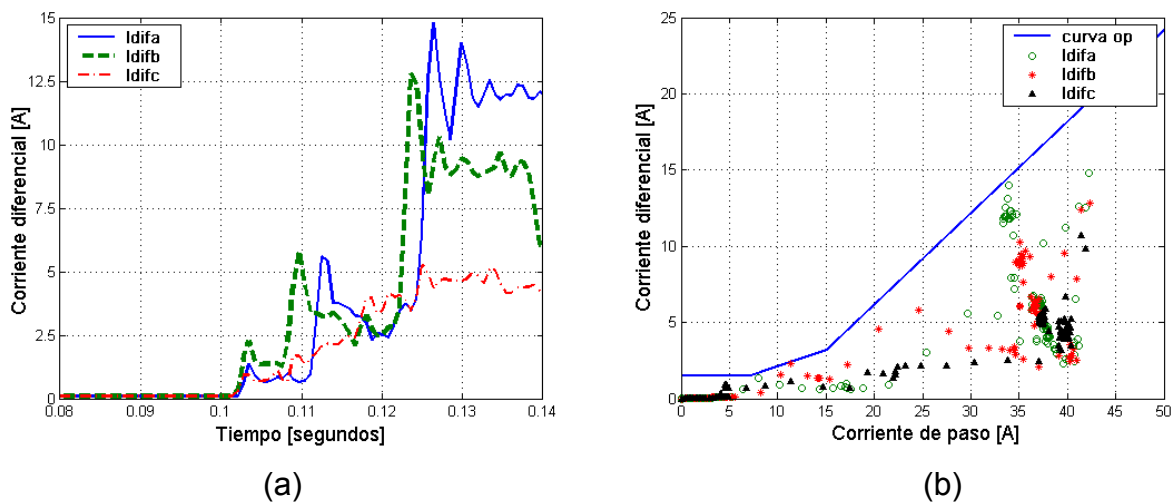


Fig. 4.44 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

A pesar de que es una falla externa, de acuerdo a la Fig. 4.44a y debido a la saturación de los TC's, se tienen corrientes diferenciales grandes, sin embargo, estas se encuentran en zona de no operación del relevador gracias a la segunda pendiente de la curva de protección diferencial del relevador, ver Figura 4.44b, que se diseña precisamente para permitir la operación de corrientes diferenciales de valor significativo presentes en fallas externas, sin causar el disparo erróneo del relevador. En este caso

se activan los bloqueos respectivos de las corrientes armónicas, Figuras 4.45 a y b, pero son omitidos y en consecuencia, no se da el disparo del relevador, Figura 4.46.

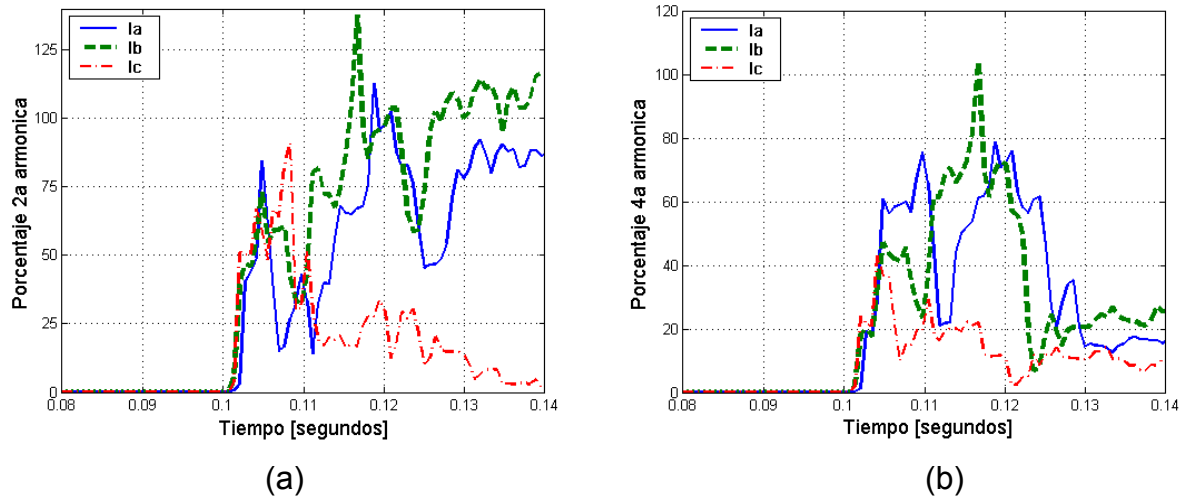


Fig. 4.45 (a) Porcentaje de corrientes diferenciales de 2ª armónica, (b) Porcentaje de corrientes diferenciales de 4ª armónica.

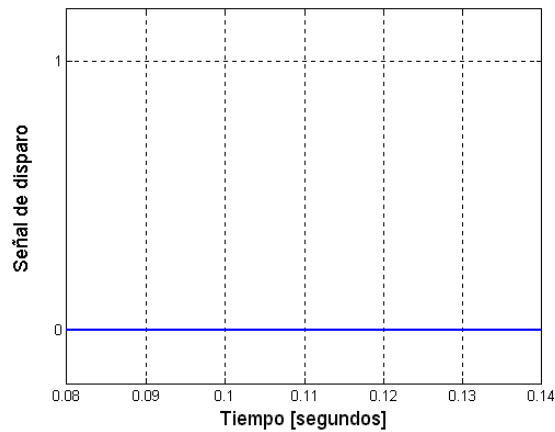


Fig. 4.46. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.3.6 Análisis de resultados del sistema de prueba 2.

En la tabla 4.2 y en las simulaciones de la sección 4.3, se observa que durante la energización y en condiciones de sobreexcitación del transformador, la corriente diferencial se encuentra en zona de operación. Sin embargo, el contenido armónico de estas señales de corriente, provoca el bloqueo del disparo del relevador y con ello evita un disparo en falso del relevador. Si en presencia de una falla externa se tiene

saturación de TC's, ya sea del primario, del secundario o de ambos lados del transformador, la corriente diferencial crece de manera significativa. Sin embargo, la segunda pendiente de la curva de protección diferencial, está diseñada para esta situación y cuando se presenta una falla externa con saturación de TC's, se permite una corriente diferencial considerable para una corriente de paso de valor significativo, sin entrar en zona de operación del relevador, es decir, se permite el paso de una corriente diferencial considerable sin mandar la señal de disparo. Para que un TC alcance la condición de saturación, es necesario que a través de su primario pase una corriente muy grande. Si se tiene la presencia de una falla interna con saturación de TC's, la corriente diferencial tiene un valor muy grande, el cual evaluado en la curva de protección diferencial se encuentra en la zona de operación del relevador sin posibilidad de frenado por armónicos; de esta manera se da el disparo del relevador.

Tabla 4.2. Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 2.

<b>Sistema de prueba Número 2.</b>	<b>¿? Dispara</b>	<b>Tiempo de aplicación de falla (seg)</b>	<b>Tiempo de liberación de falla (seg)</b>	<b>Observaciones</b>
Sobreexcitación del transformador.	No	-	-	Bloqueo del disparo por 5 <sup>a</sup> armónica.
Energización del transformador con carga.	No	-	-	Bloqueo del disparo por 2 <sup>a</sup> y 4 <sup>a</sup> armónica.
Energización del transformador con falla interna monofásica en el primario.	Si	0	0.021	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación.
Falla interna entre fases con saturación de los TC's ubicados en el primario.	Si	0.1	0.125	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación sin posibilidad de frenado.
Falla trifásica externa con saturación de TC's.	No	0.1	-	No entra en zona de operación.

#### 4.4 Sistema de prueba número 3.

El sistema de prueba utilizado en este caso se muestra en la Figura 4.47, éste es un banco trifásico de transformadores, con una capacidad de 375MVA, 400/115 kV, conexión estrella-estrella; los datos de los componentes del sistema se pueden ver en el apéndice B.

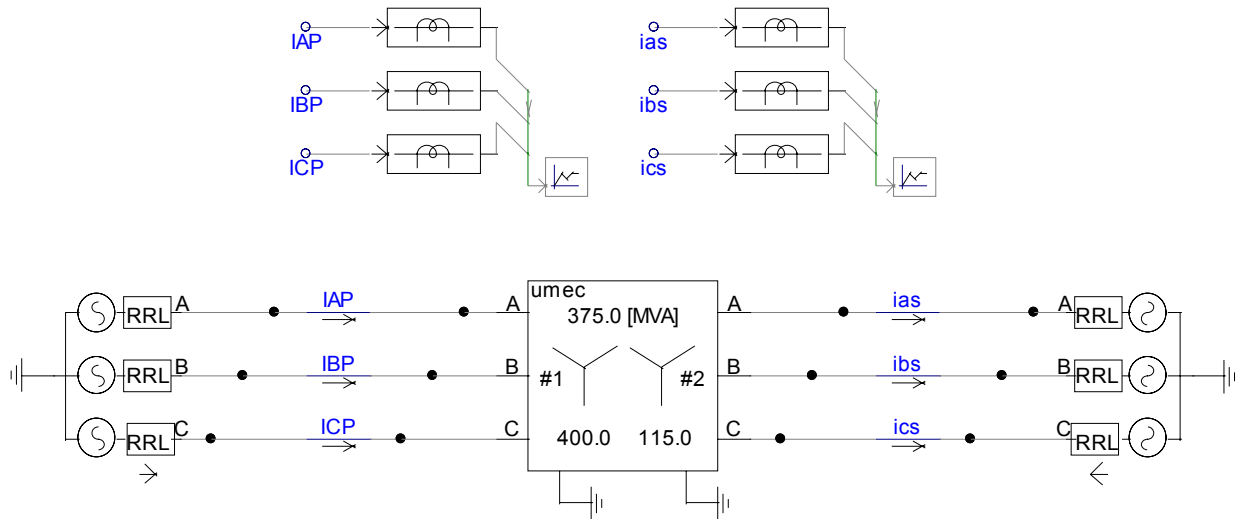


Fig. 4.47. Sistema de simulación para el caso de prueba número 3.

En este sistema de prueba se realizan las siguientes simulaciones:

- Condiciones normales de operación.
- Energización del transformador con carga.
- Falla externa entre las fases **a** y **b** en el secundario del transformador.
- Falla externa entre las fases **a** y **b** en el secundario del transformador, con resistencia de falla.
- Falla interna de la fase **a** a tierra en el primario del transformador.
- Falla interna de la fase **a** a tierra en el primario, con resistencia de falla.

##### 4.4.1 Condiciones normales de operación.

Esta simulación utiliza el esquema de la Figura 4.47 y se realiza durante 0.05s. En la Figura 4.48, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador,

después de pasar por los TC's. La corrientes diferenciales son muy pequeñas (Fig. 4.49 a), y por lo tanto, esta condición se encuentra en la zona de no operación del relevador, ver Figura 4.49b. Los porcentajes de corriente de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica son cero de acuerdo a las Figuras 4.50, 4.51 y 4.52, y el factor de contenido de cd tiene el valor de uno (Figura 4.53), razones por las cuales no existe bloqueo al disparo del relevador, sin embargo, puesto que las corrientes diferenciales se encuentran en la zona de no disparo del relevador, no existe disparo, ver Figura 4.54.

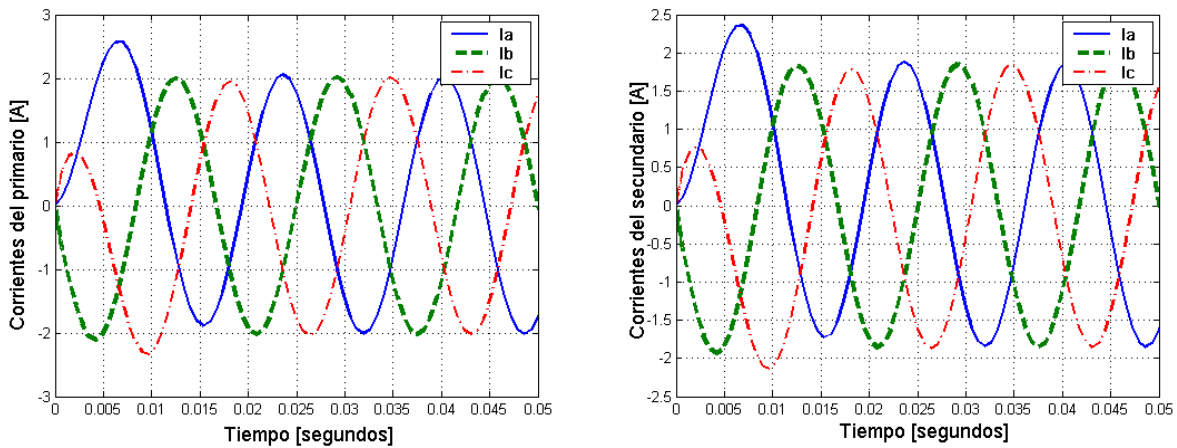


Fig. 4.48. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

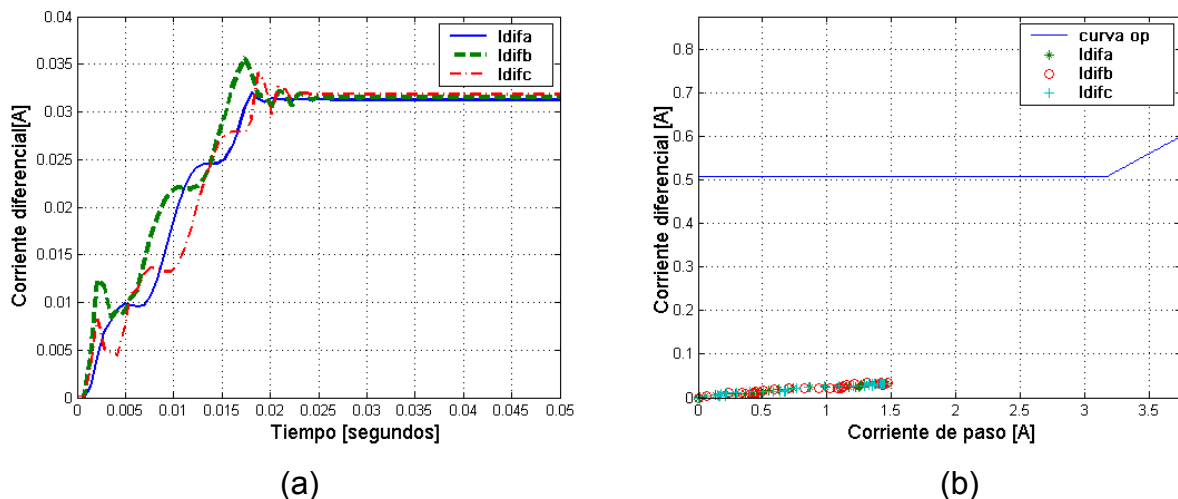


Fig. 4.49 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

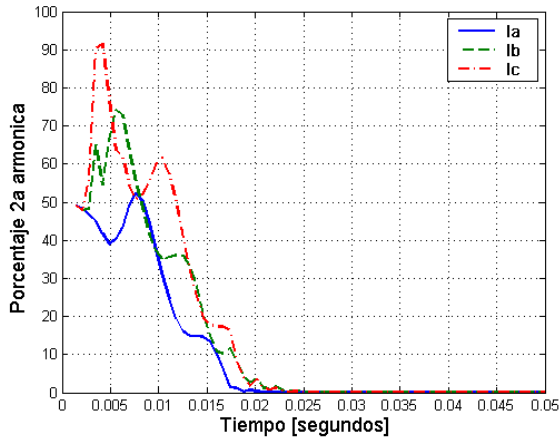


Fig. 4.50. Porcentaje de 2ª armónica.

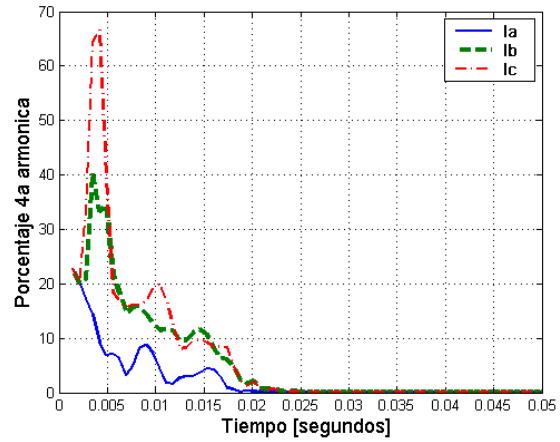


Fig. 4.51. Porcentaje de 4ª armónica.

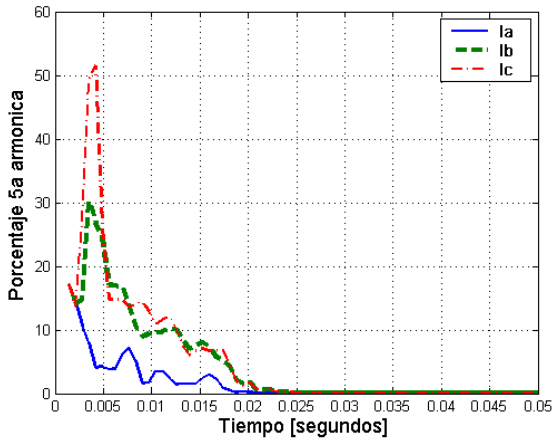


Fig. 4.52. Porcentaje de 5ª armónica

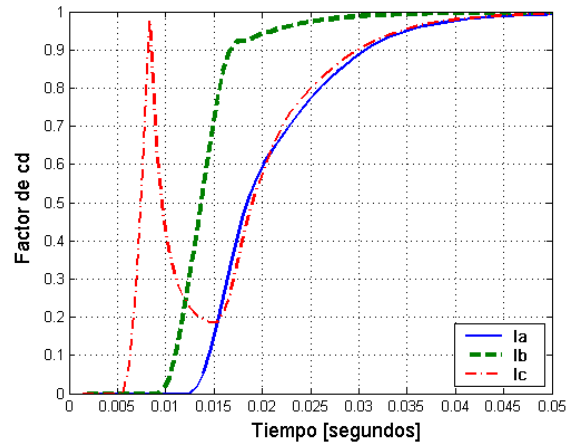


Fig. 4.53. Factor de contenido de cd.

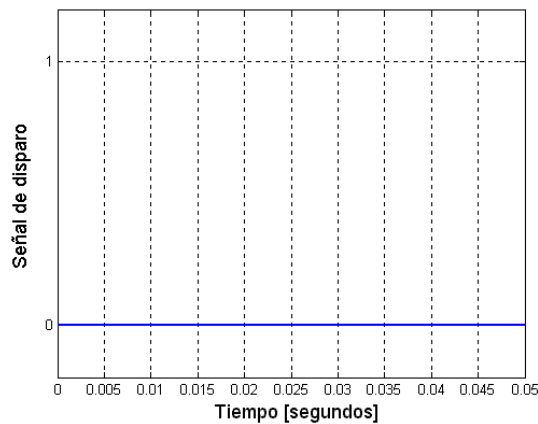


Fig. 4.54. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.2 Energización del transformador con carga.

Esta simulación se realiza con el circuito de la Figura 4.47, tomando en cuenta que el transformador se energiza conectando ambas partes del sistema. En la Figura 4.55, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. La corrientes diferenciales son significativas (Fig. 4.56 a), y se encuentran en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.56b. En la Figura 4.57, se observa que los porcentajes de 2<sup>a</sup> y 4<sup>a</sup> armónica rebasan el límite permitido y gracias a ello se logra realizar el bloqueo de la señal de disparo del relevador, ver Figura 4.59.

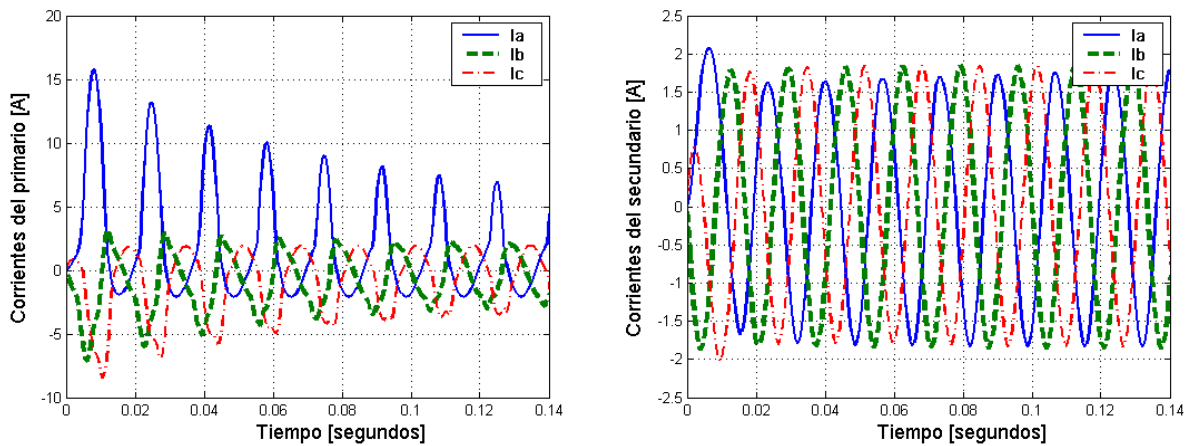


Fig. 4.55. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

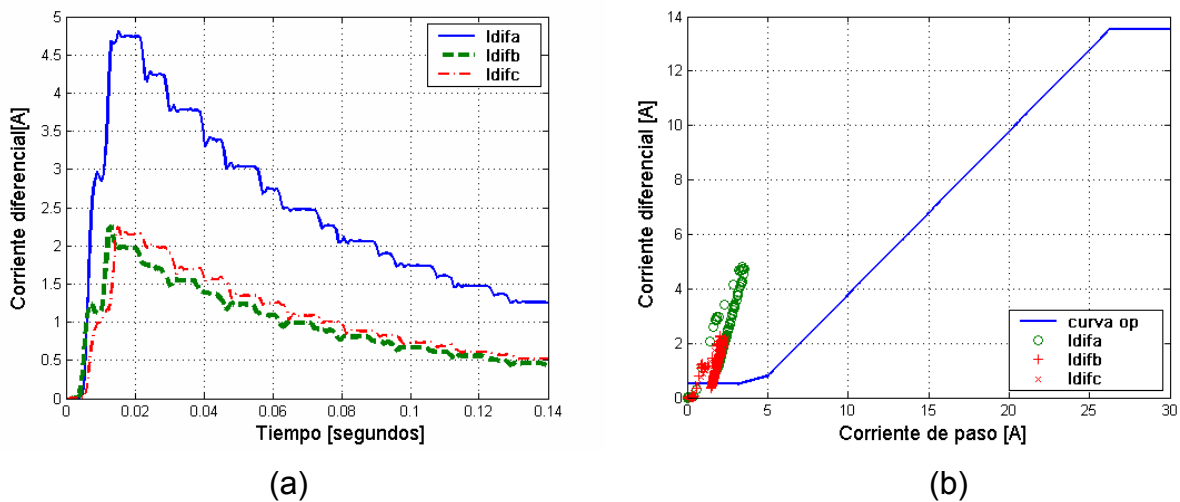


Fig. 4.56 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.



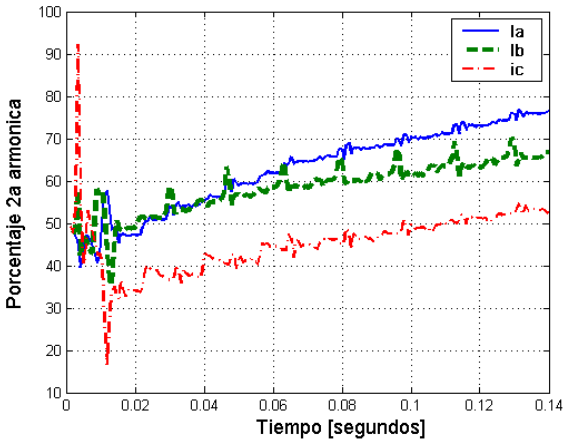


Fig. 4.57. Porcentaje de 2ª armónica.

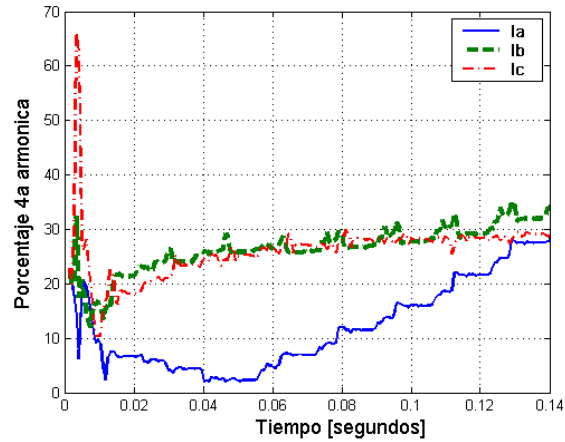


Fig. 4.58. Porcentaje de 4ª armónica.

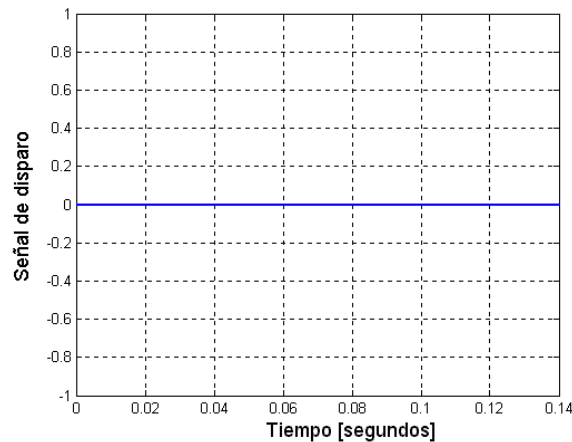


Fig. 4.59. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.3 Falla externa entre las fases a y b en el secundario del transformador.

El circuito de esta simulación es el mismo de la Figura 4.47. En el instante  $t=0.1s$ , se aplica una falla entre las fases a y b del secundario del transformador, dicha falla se encuentra fuera del esquema de protección diferencial. En la Figura 4.60, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. Las corrientes diferenciales son muy pequeñas (Fig. 4.61 a), de tal manera que se encuentran en la zona de no operación del relevador, ver Figura 4.61b. Los porcentajes de corriente de 2ª, 4ª y 5ª armónica son igual a cero, por lo que no existe bloqueo y finalmente no hay disparo del relevador, ver Figura 4.62, ya que las corrientes diferenciales tienen un valor muy pequeño.

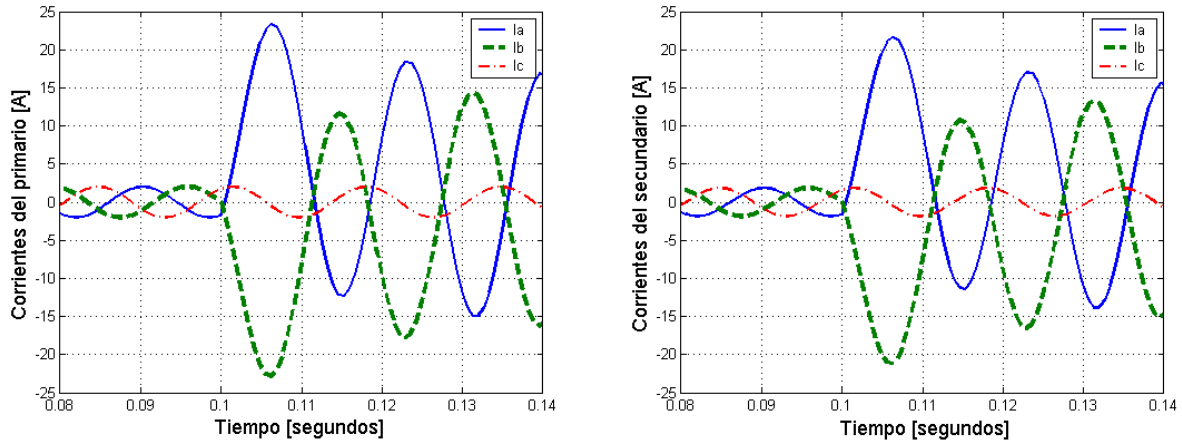


Fig. 4.60. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

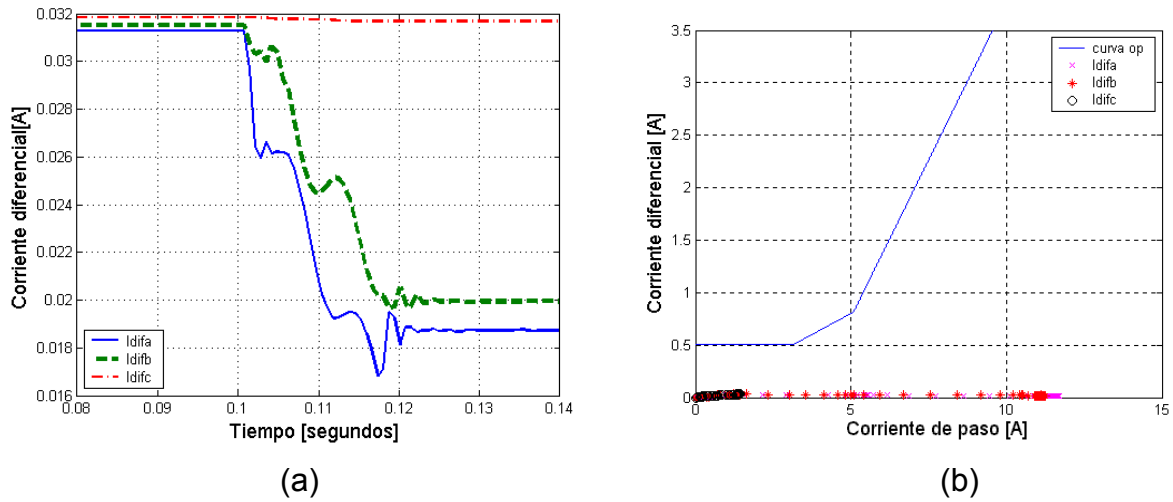


Fig. 4.61 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

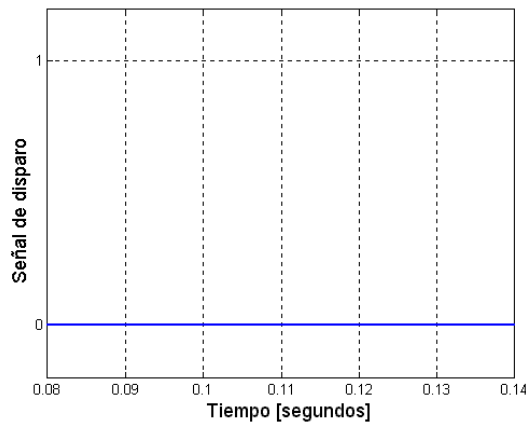


Fig. 4.62. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.4 Falla externa entre las fases a y b en el secundario del transformador, con resistencia de falla.

Esta simulación es muy parecida a la del punto 4.4.3, a excepción de que ahora la falla entre las fases a y b, tiene una resistencia de falla de  $10\Omega$ . En la Figura 4.63, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. Las corrientes diferenciales son muy pequeñas (Fig. 4.64 a), de tal manera que se encuentran en la zona de no operación del relevador, ver Figura 4.64b. Los porcentajes de corriente de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica son igual a cero, por lo que no existe bloqueo y finalmente no se produce el disparo del relevador, ver Figura 4.65

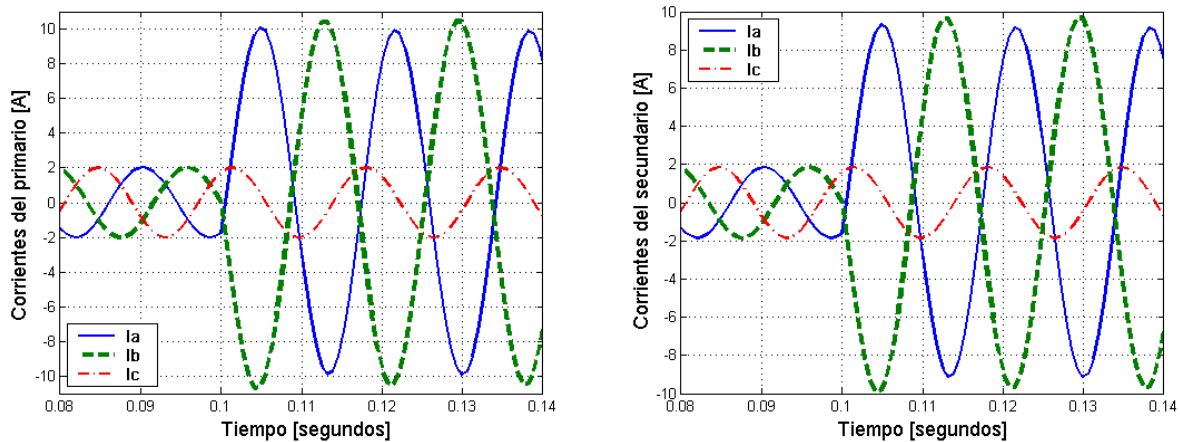


Fig. 4.63. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

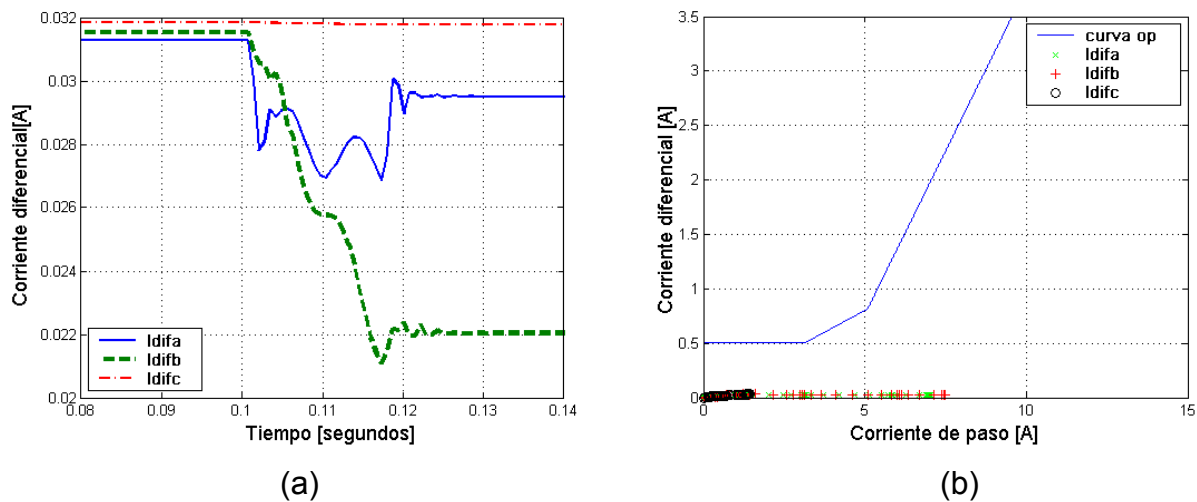


Fig. 4.64 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

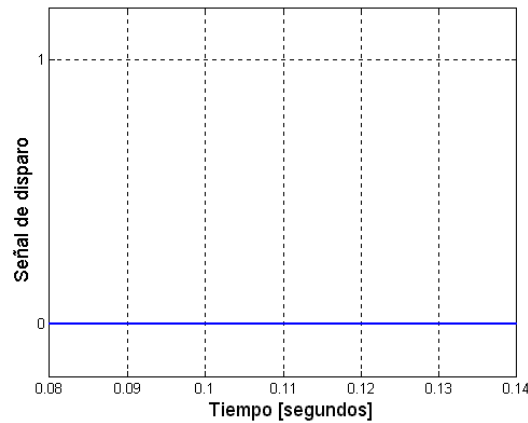


Fig. 4.65. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.5 Falla interna de la fase *a*, a tierra en el primario del transformador.

Para esta simulación se utilizó el circuito de la Figura 4.47, y en el instante  $t=0.1s.$ , se aplica una falla a tierra de la fase *a* en el primario del transformador, dicha falla se encuentra dentro del esquema de protección diferencial. En la Figura 4.66, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador, después de pasar por los TC's. La corriente diferencial de la fase *a* crece (Fig. 4.67 a) de manera que entra en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.67b. Los porcentajes de corriente de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica son igual a cero, por lo que no existe bloqueo y finalmente, se manda la señal de disparo a los 0.1069s, ver Figura 4.68.

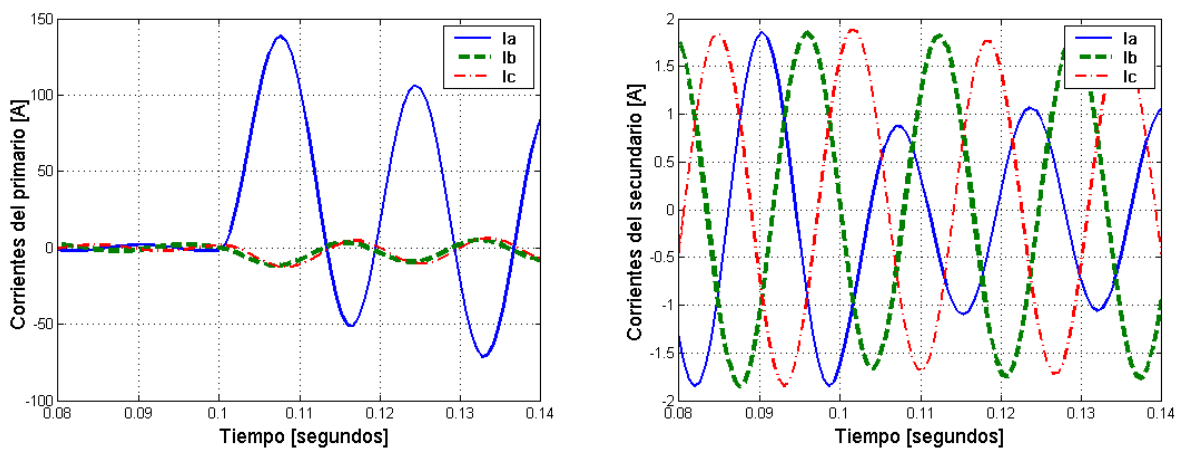


Fig. 4.66. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

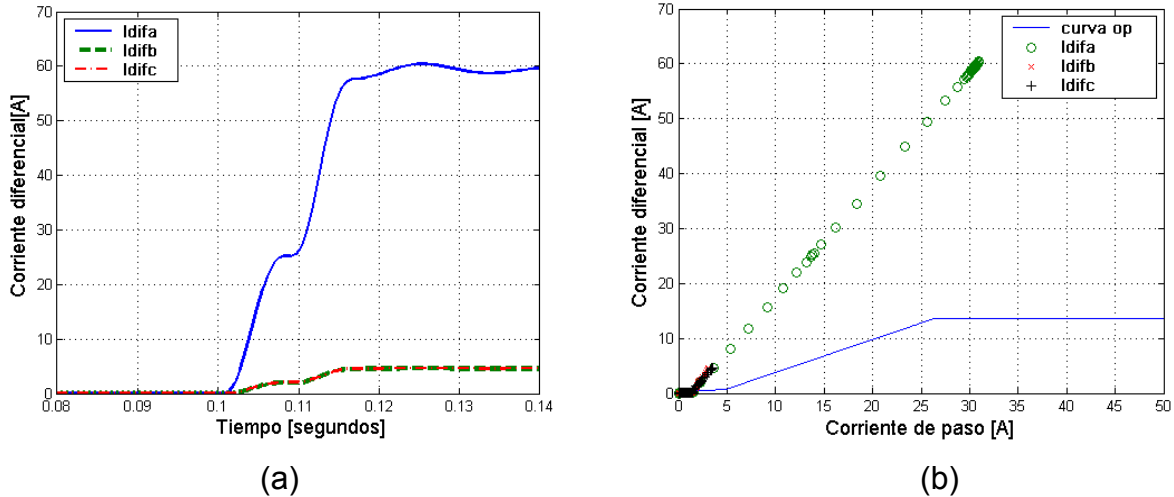


Fig. 4.67 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

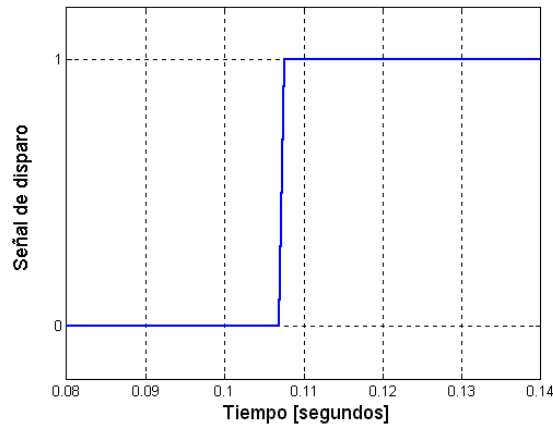


Fig. 4.68. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.6 Falla interna de la fase a, a tierra en el primario, con resistencia de falla.

Esta simulación es muy parecida a la del punto 4.4.5, a excepción de que ahora la falla a tierra tiene una resistencia de falla de  $10\Omega$ . En la Figura 4.69, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. La corriente diferencial de la fase **a** crece (Fig. 4.70 a), de manera que entra en zona de operación del relevador, ver Figura 4.70b. Los porcentajes de corriente de 2<sup>a</sup>, 4<sup>a</sup> y 5<sup>a</sup> armónica son igual a cero, y el factor de cd es uno, por lo tanto, no existe bloqueo de disparo y finalmente el disparo del relevador se produce a los 0.1104s, ver Figura 4.71.

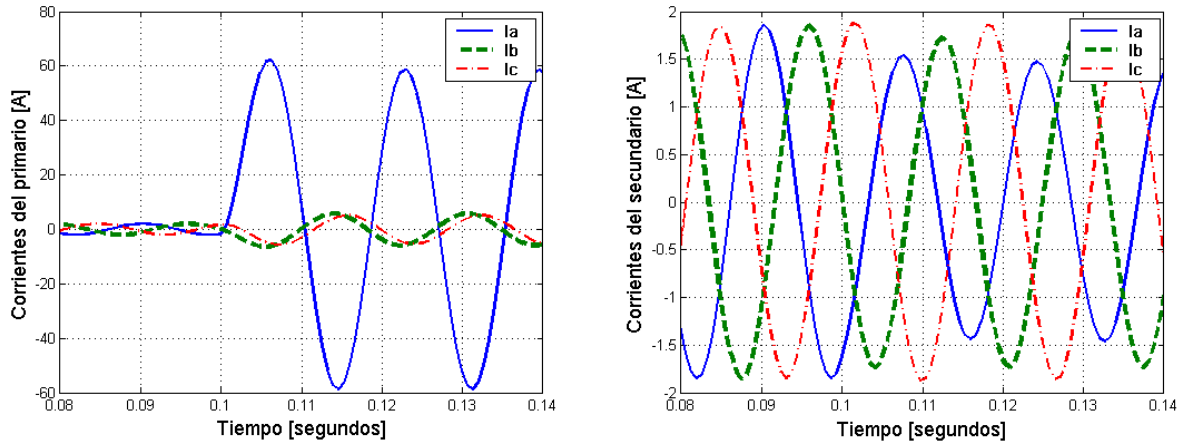


Fig. 4.69. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

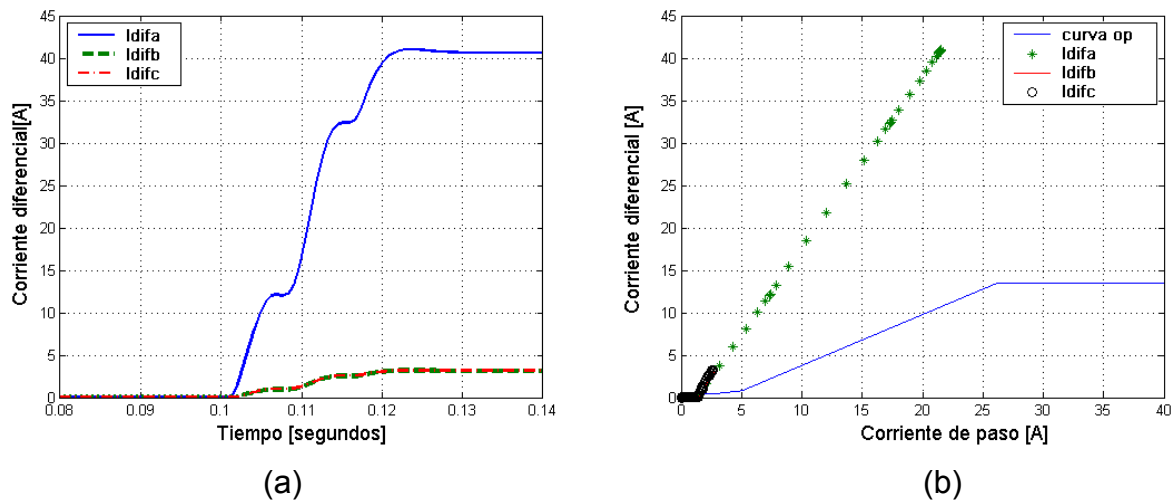


Fig. 4.70 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

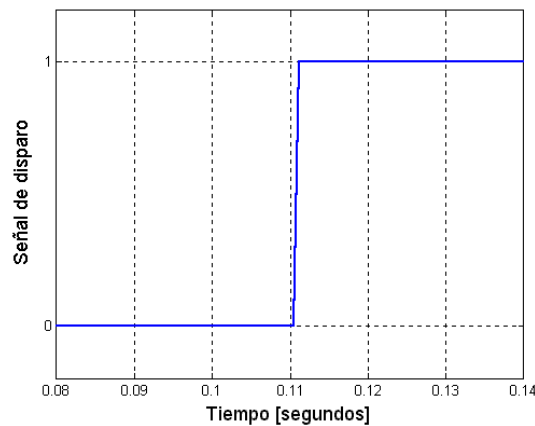


Fig. 4.71. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.4.7 Análisis de resultados del sistema de prueba 3.

En la tabla 4.3 y en las simulaciones de la sección 4.4, se observa el mismo comportamiento que en las simulaciones de la sección 4.2 y 4.3, ante condiciones normales de operación, ante la energización del transformador y ante fallas externas. Un caso nuevo se presenta aquí, que corresponde a la inclusión de una resistencia de falla. Ante una falla externa, esta situación no afecta, ya que las corrientes del transformador disminuyen en la misma proporción y por lo tanto, se obtiene una corriente diferencial muy pequeña, con la cual el relevador no opera. En el caso de falla interna con resistencia de falla, la corriente diferencial es menor, y esto provoca que el tiempo de operación del relevador sea mayor por 3.5ms, situación que tampoco afecta el disparo del relevador.

Tabla 4.3. Resultados obtenidos en las simulaciones del sistema de prueba 3.

<b>Sistema de prueba Número 3.</b>	<b>¿? Dispara</b>	<b>Tiempo de aplicación de falla (seg)</b>	<b>Tiempo de liberación de falla (seg)</b>	<b>Observaciones</b>
Condiciones normales de operación.	No	-	-	No hay disparo.
Energización del transformador con carga.	No	-	-	Bloqueo del disparo por 2 <sup>a</sup> y 4 <sup>a</sup> armónica.
Falla externa entre las fases <b>a</b> y <b>b</b> en el secundario del transformador.	No	0.1	-	La corriente diferencial es muy pequeña.
Falla externa entre las fases <b>a</b> y <b>b</b> en el secundario del transformador, con resistencia de falla.	No	0.1	-	La corriente diferencial es muy pequeña.
Falla interna de la fase <b>a</b> a tierra en el primario del transformador.	Si	0.1	0.1069	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación.
Falla interna de la fase <b>a</b> a tierra en el primario, con resistencia de falla.	Si	0.1	0.1104	La corriente diferencial se encuentra en zona de operación.

## 4.5 Archivos con formato COMTRADE.

Los archivos con formato comtrade, contienen el registro de un evento ocurrido en un sistema real. Algunos relevadores digitales utilizados en la protección diferencial de transformadores de potencia, pueden generar los archivos comtrade, en los cuales, se monitorean las corrientes del primario y secundario del transformador. En este trabajo, se convierten estos archivos a archivos de extensión \*.m (formato del software Matlab) y las señales monitoreadas se evalúan en el algoritmo desarrollado, para determinar si existe ó no, condición de falla.

Con esta modalidad de prueba, se analizaron los siguientes casos:

- Energización del transformador en vacío.
- Falla externa en el secundario del transformador.

### 4.5.1 Energización del transformador en vacío.

El archivo de datos se obtuvo del sistema que se muestra en la Figura 4.72; contiene el monitoreo durante 0.2s. de las corrientes de línea tanto del primario como del secundario, en el momento de la energización del transformador. La relación de transformación de los TC's ubicados en el lado primario del transformador es de 1600:5 y de los TC's ubicados en el lado secundario es de 6000:5.

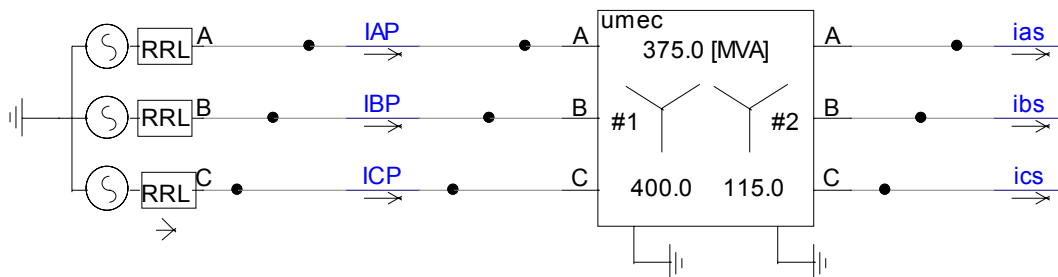


Fig. 4.72. Energización del transformador en vacío.



En la Figura 4.73, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. También, se observa la deformación de las formas de onda de corriente, presentes en la energización del transformador; esta deformación se refleja al realizar el cálculo de las corrientes diferenciales, puesto que aún en condiciones de no falla existe una corriente diferencial (Figura 4.74a), con un valor que se encuentra en la zona de operación del relevador, ver Figura 4.74b. Tal situación manda una señal de disparo, sin embargo, gracias a la característica de la corriente de Inrush, de acuerdo a las Figuras 4.75 y 4.76, el porcentaje de corrientes de 2ª armónica es mayor al ajuste del 20% y el factor de cd es menor al ajuste de 0.2 p.u., por lo tanto, se generan dos señales de bloqueo y con ello se impide el disparo del relevador, ver Figura 4.77.

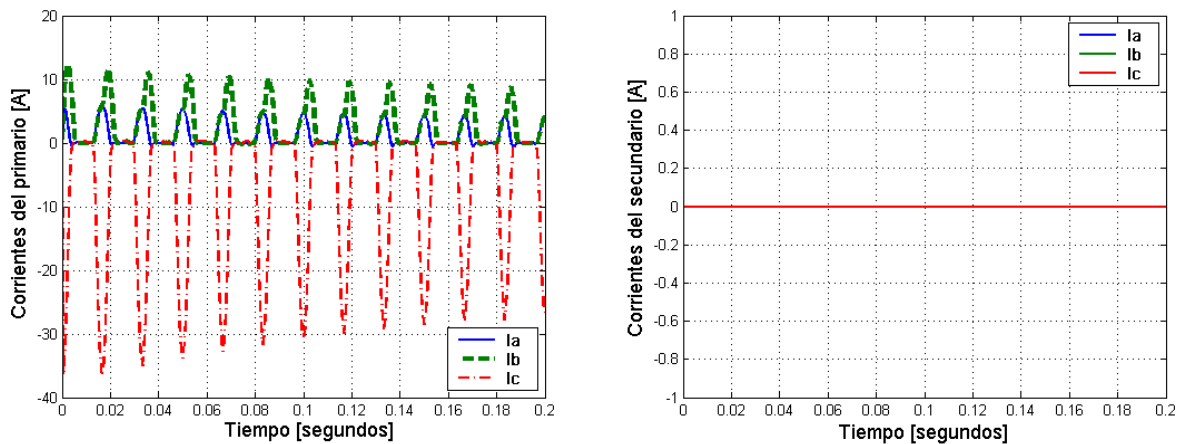


Fig. 4.73. Corrientes del transformador que llegan al relevador.

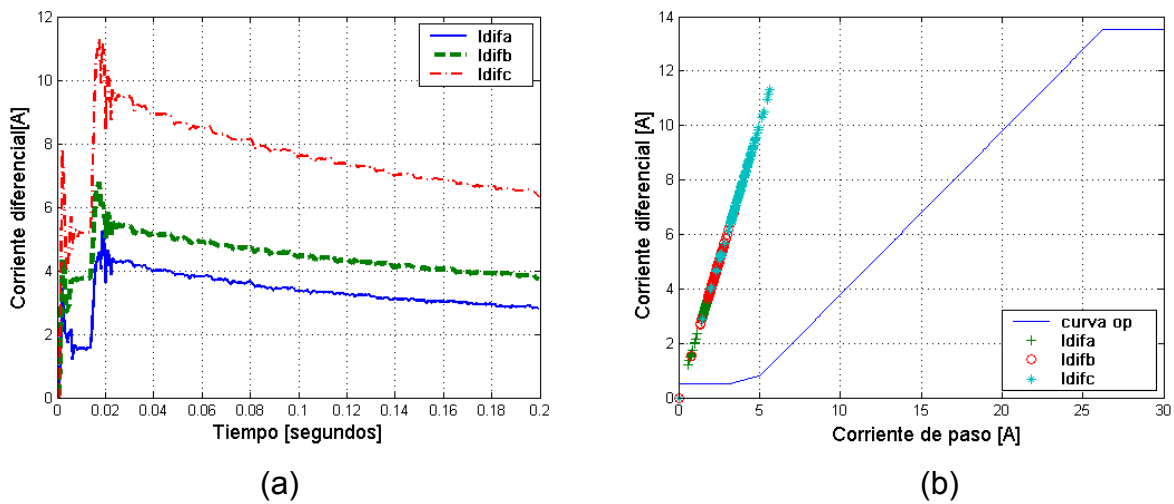


Fig. 4.74 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

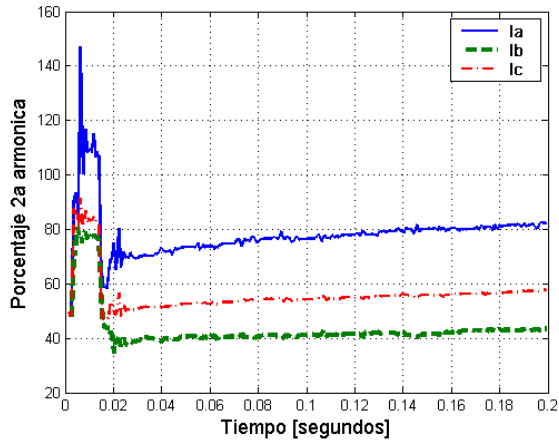


Fig. 4.75. Porcentaje de 2ª armónica.

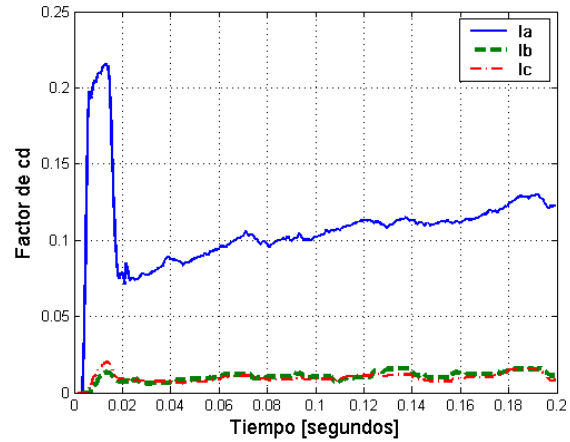


Fig. 4.76. Factor de contenido de cd.

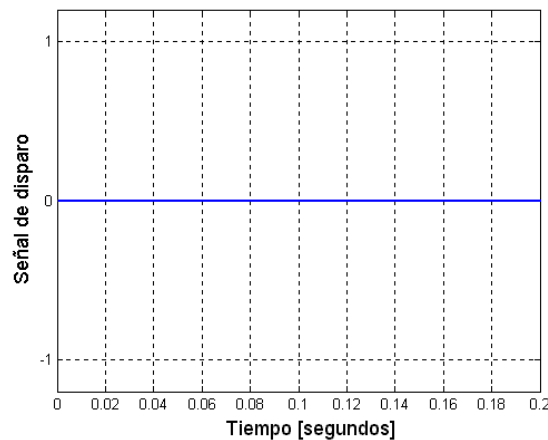


Fig. 4.77. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

#### 4.5.2 Falla externa en el secundario del transformador.

El archivo de datos se obtuvo del sistema que se muestra en la Figura 4.78; contiene el monitoreo durante 0.11s. de las corrientes de línea tanto del primario como del secundario del transformador, en el momento que ocurre una falla externa en el lado secundario del transformador. La relación de transformación de los TC's ubicados en el lado primario del transformador es de 1600:5 y de los TC's ubicados en el lado secundario es de 6000:5.

En la Figura 4.79, se muestra el monitoreo de las corrientes de línea que llegan al relevador. Las corrientes diferenciales son muy pequeñas (Fig. 4.80a), de tal manera

que se encuentran en la zona de no operación del relevador, ver Figura 4.80b. Como era de esperarse, ante falla externa, las corrientes diferenciales no entran a la zona de operación y por lo tanto, no hay disparo del relevador, ver Figura 4.81.

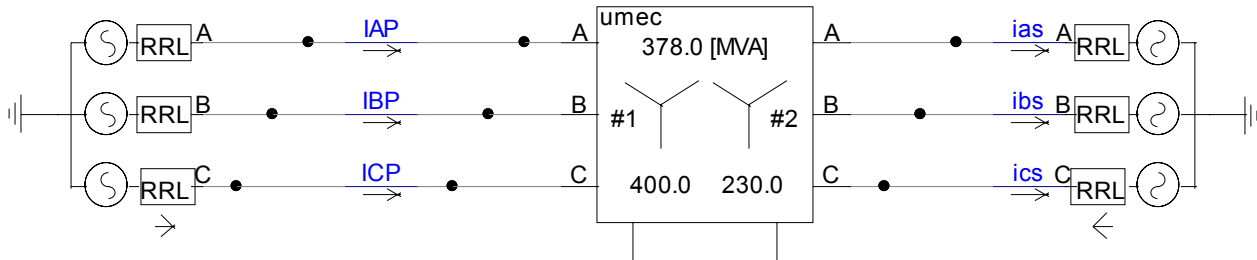


Fig. 4.78. Sistema utilizado para monitorear corrientes de falla externa.

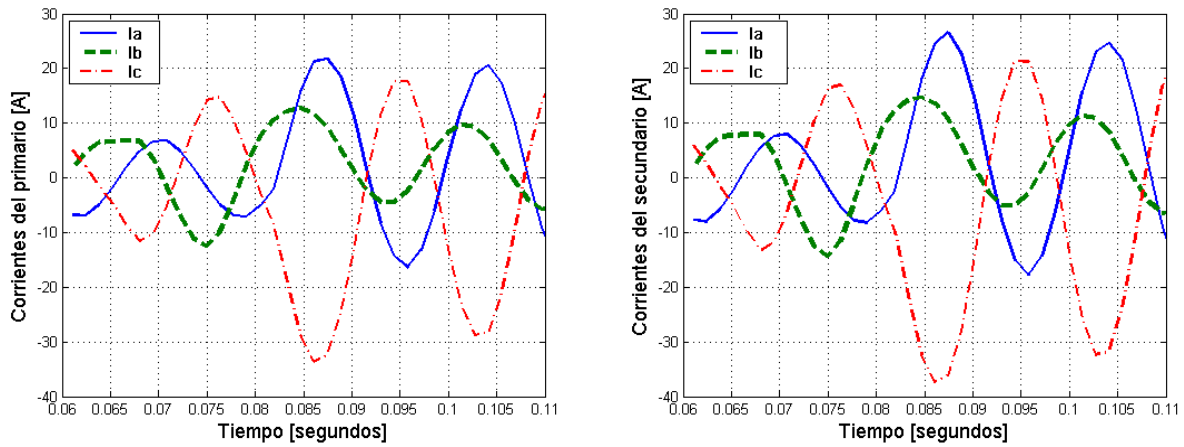
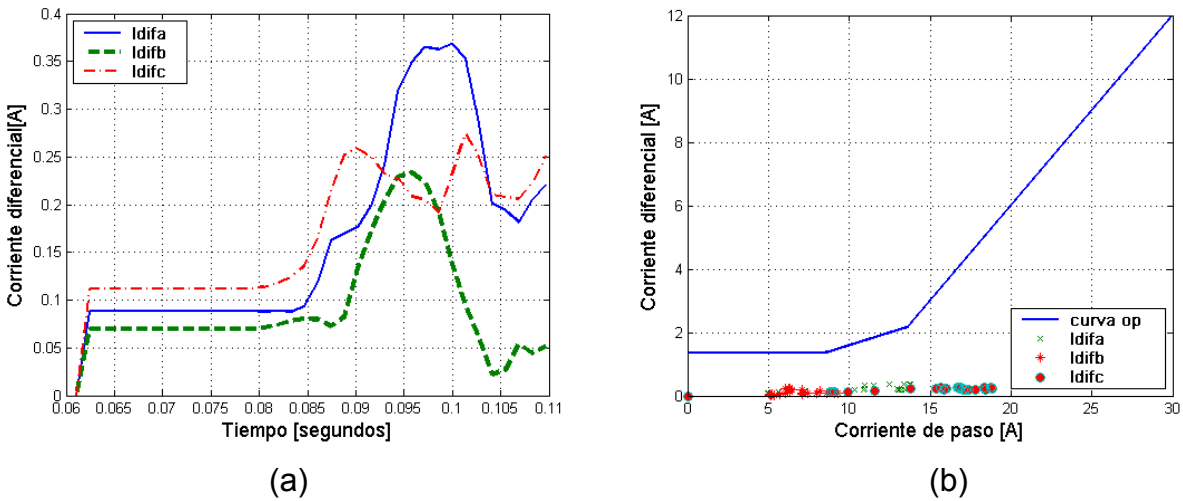


Fig. 4.79. Corrientes del transformador que llegan al relevador.



(a)

(b)

Fig. 4.80 (a) Corrientes diferenciales presentes en el relevador, (b) Corrientes diferenciales ubicadas en la característica de operación del relevador.

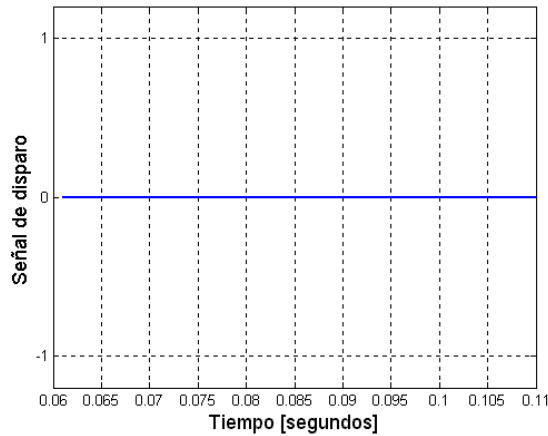


Fig. 4.81. Señal de disparo del relevador, (0=bloqueo, 1=disparo).

### 4.5.3 Análisis de resultados obtenidos al evaluar archivos comtrade.

En esta sección, el algoritmo se evalúa con dos situaciones reales, obteniendo resultados satisfactorios en ambos casos. En el caso de la energización del transformador, como era de esperarse, se genera una señal de disparo, como consecuencia de que la corriente diferencial se encuentra en la zona de operación del relevador, sin embargo, se impide el disparo, porque también se generan las señales de bloqueo por alto contenido de corrientes de 2ª armónica y bloqueo por el factor de contenido de cd. Cuando el algoritmo se evalúa con las señales de corriente de falla externa, las corrientes diferenciales obtenidas, tienen un valor pequeño, el cual se encuentra en la zona de no operación del relevador y por lo tanto, no se da el disparo.

Tabla 4.4. Resultados obtenidos con el uso de archivos con formato comtrade.

Archivos con formato comtrade.	¿? Dispara	Tiempo de aplicación de falla (seg)	Tiempo de liberación de falla (seg)	Observaciones
Energización del transformador en vacío	No	-	-	Bloqueo del disparo por 2ª armónica y por contenido de cd.
Falla externa en el lado				Corriente



---

secundario del transformador	No	0.06	-	diferencial pequeña.
------------------------------	----	------	---	----------------------

---

## CAPITULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Introducción.

Con el avance de la tecnología se han desarrollado relevadores digitales para realizar la medición, comparación y operación del relevador por medio de programas computacionales que caracterizan las curvas, zonas y lógica de operación del relevador cuando ocurre una falla.

Un relevador digital, requiere de un algoritmo de protección que incluya la lógica de operación, de tal manera que opere cuando deba hacerlo y que no opere si no es el caso. Una manera de probar el desempeño de un algoritmo es realizar un gran número de simulaciones y observar el comportamiento del algoritmo ante distintas condiciones, tomando en cuenta casos en los cuales el algoritmo podría tener una mala operación. En este trabajo de tesis, se desarrolla un algoritmo de protección diferencial para transformadores de potencia, el cual se prueba ante situaciones diferentes de operación y falla.

#### 5.2 Conclusiones.

- En este trabajo de tesis, se reportan los métodos existentes para la protección diferencial de un transformador. A partir de estos métodos se realiza una evaluación, considerando la factibilidad de aplicación, basándose en la información que se dispone en un sistema real y se opta por el método aquí desarrollado. Se describe en bloques la técnica utilizada, se desarrolla el programa que simula la operación de un relevador digital, posteriormente se prueba ante distintas situaciones.



- Se presenta un algoritmo de protección diferencial para transformadores de potencia, que sólo requiere señales trifásicas de corriente del primario y secundario, para poder evaluar el evento y determinar si existe falla.
- La característica de operación del algoritmo de protección diferencial es de porcentaje, y su curva de operación se representa con dos pendientes, un valor umbral de corriente diferencial y un valor sin posibilidad de frenado.
- Cuando se presenta la energización de un transformador ó cuando un transformador se encuentra sobreexcitado, la corriente diferencial se localiza en zona de operación del relevador, sin embargo, las señales de bloqueo por contenido armónico, evitan que se mande la señal de disparo.
- Aún, cuando existe saturación de TC's y una corriente diferencial debida a una falla externa, la característica de la segunda pendiente de la curva de operación evita que se dé la señal de disparo; ya que a corrientes de paso grandes, permite una corriente diferencial mayor al umbral de corriente diferencial.
- La presencia de una resistencia de falla, provoca que la corriente diferencial disminuya en magnitud, sin embargo, no causa problema alguno en la detección de la falla, ya que la corriente de paso también disminuye y de esta manera un caso de falla interna se localiza en la zona de operación del relevador. Por otro lado, en caso de falla externa la presencia de una resistencia de falla no afecta en la toma de decisión, por que la corriente disminuye en la misma proporción para el primario y secundario del transformador ocasionando que la corriente diferencial sea casi cero.
- Se presentan resultados satisfactorios del desempeño del algoritmo ante distintos casos de operación y falla en sistemas de potencia que contienen el esquema de protección diferencial de un transformador de potencia.



---

### 5.3 Recomendaciones para trabajos futuros.

- Realizar la programación del relevador en un ambiente virtual, para poder utilizar señales en tiempo real.
- Realizar la prueba del algoritmo propuesto en una plataforma de hardware (DSP), para evaluar la operación del relevador de protección diferencial de porcentaje en un ambiente real.
- Realizar simulaciones en el software PSCAD para generar archivos de datos con formato COMTRADE y por medio del equipo DOUBLE ó RTP, se conviertan en cantidades analógicas, para poder ser inyectadas al hardware y probar el algoritmo.
- Probar el algoritmo con archivos con formato COMTRADE, provenientes del monitoreo de señales reales de los registradores de eventos, de casos similares a los presentados en este trabajo de tesis; de esta manera el algoritmo no sólo se probará con simulaciones, sino también con casos reales.
- Realizar simulaciones con casos que se pudieran ocasionar la falla del algoritmo, cabe mencionar que en este trabajo se tiene una diversidad de situaciones y el algoritmo respondió satisfactoriamente.
- Modificar la característica de la curva de protección diferencial, para utilizar el esquema de protección diferencial con otros elementos del sistema eléctrico de potencia, como son líneas de transmisión motores ó generadores.
- Desarrollar un esquema completo de protección de un transformador de potencia y coordinarlo con otros esquemas de protección de otros elementos.



## 5.4 Aportaciones.

Las aportaciones más importantes de este trabajo son:

- Se realizó una investigación y estudio de los algoritmos existentes para la protección diferencial de transformadores de potencia. Además, se realizó una comparación entre ellos, que fue útil para seleccionar el esquema del algoritmo diseñado en esta tesis.
- Se desarrolló un algoritmo y un programa que simula la operación del relevador de protección diferencial de porcentaje, que incluye los bloqueos por armónicos y cd. Este programa se realizó en el software Matlab. Para probarlo, se generaron archivos de datos creados en las simulaciones realizadas en el software PSCAD, así como archivos COMTRADE que contienen el monitoreo de señales de casos reales.
- Se presentan estudios para probar que el algoritmo tiene un funcionamiento correcto ante casos como: saturación de TC's, sobreexcitación del transformador de potencia, energización del transformador, diferencias en las relaciones de transformación de los TC's, entre otras situaciones, las cuales al no tomarse en cuenta detalladamente, pueden provocar una mala operación de la protección diferencial.
- Los artículos publicados sobre algunos tópicos de este trabajo fueron:
  - ✓ González F. Enrique, Sebastián B. David, Protección de un transformador trifásico mediante un relevador electromecánico y un relevador digital. Octavo Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas. IPN-SEPI ESIME, Noviembre 2004.



- 
- ✓ González F. Enrique, Sebastián B. David, Algoritmo de protección diferencial porcentual aplicado a un transformador trifásico, VII Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Monterrey, N.L., Noviembre 2004.
  
  - ✓ González F. Enrique, Sebastián B. David, Desarrollo de un algoritmo digital para la simulación de un relevador diferencial aplicado a un transformador de potencia, Decimoctava Reunión de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial, RVP-AI/2005.



---

**REFERENCIAS**

- [1] G.O. Ruckerfeller, “**Fault protection with digital computer**”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-88, No. 4, April 1969, pp 438 - 461.
- [2] J.A. Sykes, I.F. Morrison, “**A proposed method of harmonic-restraint differential protection of transformers by digital computer**”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, No. 3, June 1972, pp 1266 - 1276.
- [3] O.P. Malik, P.K. Dash, G.S. Hope, “**Digital protection of a power transformer**”, IEEE Publication 76CH1075-5 PWR, paper A76-191-7, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, January 1976, pp 1-7.
- [4] O.P. Malik, P.K. Dash, G.S. Hope, “**A unified approach to differential and impedance protection**”, paper A79-547-1, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1979.
- [5] J.S. Thorp, A.G. Phadke, “**A microprocessor-based three-phase transformer differential relay**”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 2, February 1982, pp 426 - 432.
- [6] J.S. Thorp, A.G. Phadke, “**A microprocessor-based, voltage restrained, three-phase transformer differential relay**”, Proceedings of the South Eastern Symposium on Systems Theory, April 1982, pp 312 - 316.
- [7] A.J. Degens, “**Microprocessor-implemented digital filters for inrush current detection**”, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 4, No. 3, July 1982, pp 196 - 205.
- [8] J.S. Thorp, A.G. Phadke, “**A new computer based, flux restrained, current differential relay for power transformer protection**”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 11, November 1983, pp 3624 - 3629.
- [9] M. Habib, M.A. Marin, “**A comparative analysis of digital relaying algorithms for the differential protection of three phase transformers**”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, Aug. 1988, pp 1378 -1384.
- [10] M.S. Sachdev, T.S. Sidhu, H.C. Wood, “**A digital relaying algorithm for detecting transformer winding faults**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, July 1989, pp 1638 -1648.
- [11] P.C.Y. Ling, A. Basak, “**A new detection scheme for realisation of magnetising inrush current in transformers**”, Fourth International Conference on Developments in Power Protection, 1989, pp 239 -243.



- 
- [12] Y.V.V.S. Murty, W.J. Smolinski, “**A kalman filter based digital percentage differential and ground fault relay for a 3-phase power transformer**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, July 1990, pp 1299-1308.
- [13] A.A. Girgis, D.G. Hart, W.B. Chang, “**An adaptive scheme for digital protection of power transformers**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, April 1992, pp 546-553.
- [14] Y.C. Kang, J.K. Park, S.H. Kang, A.T. Johns, R.K. Aggarwal, “**An algorithm for compensating secondary currents of current transformers**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, Jan. 1997, pp 116 -124.
- [15] Shaohua Jiao, Wanshun Liu, Peipu Su, Qixun Yang, Zhenhua Zhang, Jianfei Liu, “**A new principle of discrimination between inrush current and internal short circuit of transformer based on fuzzy sets**”, International Conference on Power System Technology, POWERCON '98, 1998, Vol. 2, pp 1086 -1090.
- [16] T.S. Sidhu, H.S. Gill, M.S. Sachdev, “**A power transformer protection technique with stability during current transformer saturation and ratio-mismatch conditions**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No. 3, July 1999, pp 798 -804.
- [17] M.S. Sachdev, T.S. Sidhu, H.S. Gill, “**A busbar protection technique and its performance during CT saturation and CT ratio-mismatch**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 15, No. 3, July 2000, pp 895 -901.
- [18] A. Guzman, Z. Zocholl, G. Benmouyal, H.J. Altuve, “**A current-based solution for transformer differential protection. Part I: Problem statement**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 4, Oct. 2001, pp 485 -491 PER
- [19] Sang Tae Kim, Bo Geon Jin, Seung Jae Lee, Sang Hee Kang, Myeon Song Choi, Sang Hyun Yoon, Tae Sung Lee, Sang Ki Chung, “**Trend-Based protective relaying algorithm for 3-phase power transformer**”, Power Engineering Society Summer Meeting, 2001, Vol. 1, pp 605-610.
- [20] A. Guzman, Z. Zocholl, G. Benmouyal, H.J. Altuve, “**A current-based solution for transformer differential protection. Part II: Relay description and evaluation**”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 17, No. 4, Oct. 2002, pp 886 -893.
- [21] L. Cipcigan, W. Xu, V. Dinavahi, “**A new technique to mitigate inrush current caused by transformer energization**”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Vol. 1, pp 570 -574.
- [22] Stanley E. Zocholl, Joe Mooney, “**Primary high-current testing of relays with low ratio current transformers**”, Schweitzer Engineering Laboratorios, Inc., Pullman, WA & Holland, PA.
-



- 
- [23] Stanley E. Zocholl, Armando Guzmán, Daqing Hou, “**Transformer modeling as applied to differential protection**”, Schweitzer Engineering Laboratorios, Inc., Pullman, Washington.
- [24] Jorge Alberto Aguilar Camarena, “**Modelado y Simulación de Transformadores de Corriente con el Programa EMTP/ATP**”, Revista IEEE América Latina, Vol. 2 No. 3, Sept. 2004.
- [25] Stanley E. Zocholl, “**Transformer Protection – an analysis of field cases**”, Schweitzer Engineering Laboratorios, Inc., Pullman, WA USA.
- [26] Stanley E. Zocholl, Armando Guzmán, Gabriel Benmouyal, Héctor Altuve, “**Performance analysis of traditional and improved transformer differential protective relays**”, Schweitzer Engineering Laboratorios, Inc., Pullman, WA USA, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [27] Y.C. Kang, S.H. Kang, P. Crossley, S.J.Lee, B.E. Lee, “**A transformer protective relaying algorithm using the ratio of the flux linkages**”.
- [28] Ángeles Martínez Meliton, “**Análisis de las corrientes en la protección diferencial aplicado a un transformador trifásico**”, Servicios Especializados de Ingeniería de Protecciones Eléctricas, Oax., Mex, pp. 5.
- [29] González Flores Enrique, “**Protección diferencial de un transformador trifásico mediante un relevador electromecánico y un relevador digital**”, 8º Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, Noviembre 2004, pp. 75-83.
- [30] González Flores Enrique, “**Algoritmo de protección diferencial porcentual aplicado a un transformador trifásico**”, VII Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Noviembre 2004, pp. 45-53.
- [31] Stephen J. Chapman, “**Maquinas Eléctricas**”, 3ª edición, editorial McGrawHill, Bogotá, Colombia, 2003, pp. 768.
- [32] Anderson Paul M. “Power System Protection”, IEEE Press series on Power Engineering, 1999, pp. 1307.
- [33] Lewis Blackburn, “**Protective Relaying Principles and Applications**”, 2ª edición, editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1998, pp. 538.
- [34] Paithankar Y. G., “**Transmission Network Protection**”, Editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1998, pp. 382.
- [35] Electricity Training Association, “**Power System Protection**”, Editorial Short Run Press Ltd, England, 1995, Vol. 3, pp. 473.
-



- 
- [36] Horowitz Stanley H., Arun G. Phadke, “**Power System Relaying**”, Research Studies Press LTD, Somerset, England, 1992, pp. 281.
- [37] G. Enriquez Harper, “Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relevadores”, México, Ed. Limusa, 1984.
- [38] TEAM ARTECHE, “**Manual de Usuario para la Protección Diferencial de Transformador**”, relevador Team Artech, modelo H04Z1BUB04, Vizcaya, España, 2002.
- [39] Walter A. Elmore. “**Protective Relaying Theory and Applications**”, ABB. Editorial Marcel Dekker, New York, EEUU, 1994, pp 367.
- [40] Harjeet Singh Gill, “**An algorithm for protecting power transformers**”, Thesis of Master of Science in the Department of Electrical Engineering University of Saskatchewan, Canada, July 1997, pp185.

## APENDICE A

## A. CONEXIONES Y CÓDIGO HORARIO

## A.1 CONEXIONES DE UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Las conexiones más comunes de los transformadores trifásicos son las siguientes [31]:

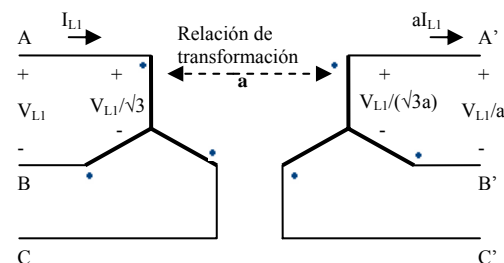
**Conexión estrella-estrella.**

Fig. A.1. Transformador conectado en estrella-estrella.

Esta conexión presenta dos problemas:

- Si las cargas del circuito del transformador están desbalanceadas, los voltajes de las fases del transformador pueden llegar a desbalancearse severamente.
- Los voltajes de terceras armónicas pueden ser grandes.

Ambos problemas pueden solucionarse utilizando una de las dos técnicas siguientes:

- Conectando sólidamente a tierra los neutros de los transformadores, en especial el neutro de los devanados primarios. De esta manera las componentes de tercera armónica fluyen a través del neutro y éste también provee un camino de retorno para los desbalances de corriente en la carga.
- Agregando un tercer devanado (terciario), conectado en delta, al banco de transformadores. De esta manera las componentes de tercera armónica se sumarán en la delta causando una corriente circulante dentro de este devanado.

### Conexión delta-delta.

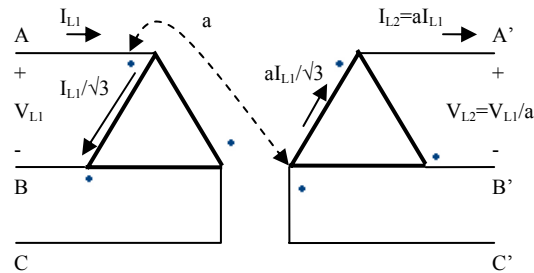


Fig. A.2. Transformador conectado en delta-delta.

Este tipo de conexión no presenta problemas de defasamientos, ni por cargas desbalanceadas o armónicas.

### Conexión estrella-delta.

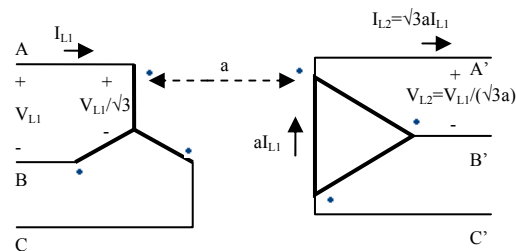


Fig. A.3. Transformador conectado en estrella-delta

Esta conexión, no tiene problemas por componentes de tercera armónica en sus voltajes, ya que ellas son consumidas en una corriente circulante en el devanado en delta. Esta conexión, también es más estable cuando hay cargas desbalanceadas puesto que la delta redistribuye parcialmente cualquier desbalance que ocurra.

Este arreglo, presenta el problema de que el voltaje secundario está defasado  $30^\circ$  con respecto al voltaje primario del transformador. En Estados Unidos es común que el voltaje del secundario atrase al primario en  $30^\circ$ , aunque esta es la norma, no siempre ha sido respetada, por ello hay que tener especial atención en el orden fasorial del sistema en donde se ubique el transformador. Estos defasamientos son de especial atención para la protección diferencial del transformador, ya que se manejan de manera diferente en la protección con relevadores electromecánicos y en la protección con un relevador digital.



### Conexión delta-estrella.

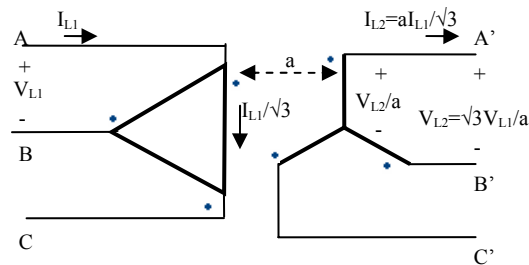


Fig. A.4. Transformador conectado en delta-estrella

Esta conexión tiene las mismas ventajas y defasamientos que la conexión estrella-delta.

## A.2 CÓDIGO HORARIO Y FACTOR DE CORRECCIÓN

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 [38]. Las tablas A.1, A.2 y A.3, muestran el código horario para transformadores con conexión estrella-estrella ó delta-delta, delta-estrella y estrella-delta, respectivamente. 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 (Tabla A.1), 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 tablas A.2 y A.3.

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  $t_c$ 's. En las ecuaciones A.1, A.2 y A.3, se indica 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.

Transformadores con conexión estrella-estrella ó delta-delta.

En el grupo de los transformadores estrella-estrella ó delta-delta, las corrientes diferenciales y de paso se calculan mediante las ecuaciones A.1.

$$\begin{aligned} IdiferencialA &= |i_A - factor * i_a'| & IpassoA &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_A + factor * i_a'| \\ IdiferencialB &= |i_B - factor * i_b'| & IpassoB &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_B + factor * i_b'| \\ IdiferencialC &= |i_C - factor * i_c'| & IpassoC &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_C + factor * i_c'| \\ factor &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} & & (A.1) \end{aligned}$$

Donde:  $i_A, i_B, i_C$  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, tabla A.1.  
 $VN1, VN2$  Voltajes del primario y secundario del transformador.  
 $RTC1, RTC2$  Relaciones de transformación de los TC's del primario y secundario del transformador.

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 A.2.

$$\begin{aligned} IdiferencialA &= |i_A - factor * i_a' / \sqrt{3}| & IpassoA &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_A + factor * i_a' / \sqrt{3}| \\ IdiferencialB &= |i_B - factor * i_b' / \sqrt{3}| & IpassoB &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_B + factor * i_b' / \sqrt{3}| \\ IdiferencialC &= |i_C - factor * i_c' / \sqrt{3}| & IpassoC &= \left(\frac{1}{2}\right) |i_C + factor * i_c' / \sqrt{3}| \\ factor &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} & & (A.2) \end{aligned}$$

Tabla A.1. Código horario para 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			$a'=-c$ $b'=-a$ $c'=-b$

C

B

A

C

B

A

Tabla A.2. Código horario para transformadores conectados en delta-estrella.

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			$a' = a - c$ $b' = b - a$ $c' = c - b$

C

B

A

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 tabla A.3 y el cálculo de las corrientes diferenciales y de paso está dado por las ecuaciones A.3.

C

B

$$\begin{aligned}
 IdiferencialA &= \left| i_A' / \sqrt{3} - factor * i_a \right| & I_pasoA &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_A' / \sqrt{3} \right| + factor * |i_a| \right| \\
 IdiferencialB &= \left| i_B' / \sqrt{3} - factor * i_b \right| & I_pasoB &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_B' / \sqrt{3} \right| + factor * |i_b| \right| \\
 IdiferencialC &= \left| i_C' / \sqrt{3} - factor * i_c \right| & I_pasoC &= \left( \frac{1}{2} \right) \left| \left| i_C' / \sqrt{3} \right| + factor * |i_c| \right| \\
 factor &= \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} & & (A.3)
 \end{aligned}$$

Tabla A.3. Código horario para transformadores conectados en estrella-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			$A' = A - B$ $B' = B - C$ $C' = C - A$

C

B

## APENDICE B

### B. DATOS DE SISTEMAS SIMULADOS

#### B.1 DATOS DE FUENTES EQUIVALENTES Y ELEMENTOS UTILIZADOS EN LAS SIMULACIONES

Los circuitos de las Figuras 4.2 y 4.7, muestran el sistema de prueba que se utiliza en las simulaciones de la sección 4.2 y 4.3. Para realizar las simulaciones, cada elemento requiere determinadas características, las cuales se indican en el software EMTDC/PSCAD y se muestran en las Tablas B.1-B.6. Cabe mencionar que los valores de Corriente y Voltaje están dados en valores rms.

Tabla B.1. Características de la fuente equivalente.

<p>Fig. B.1. Fuente equivalente.</p>	Voltaje Línea-Línea	230 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Ángulo de fase	0°
	Impedancia de secuencia positiva	50Ω
	Ángulo de la impedancia de secuencia positiva	70°

Tabla B.2. Características del transformador trifásico.

<p>Fig. B.2. Transformador Trifásico.</p>	Voltaje Línea-Línea en el primario	230 kV.
	Voltaje Línea-Línea en el secundario	13.8 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Potencia del transformador	100 MVA
	Corriente nominal de línea en el primario	251A
	Corriente nominal de línea en el secundario	4183.7A
	Conexión del primario	Delta
	Conexión del secundario	Estrella
	Ángulo de atraso de las corrientes de línea de la Delta con respecto a la Estrella	30°

Tabla B.3. Características de la carga.

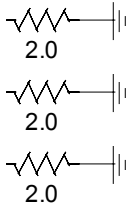
 <p>Fig. B.3. Cargas.</p>	Voltaje Línea-Línea	13.8 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Corriente de línea que demanda la carga en el primario del transformador	233.62 A
	Corriente de línea que demanda la carga en el secundario del transformador	3893.7 A
	Potencia que demanda la carga trifásica	93 MW

Tabla B.4. Características de los TC's del lado primario.

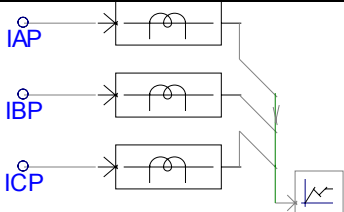
 <p>Fig. B.4. TC's del lado primario.</p>	Relación de transformación del TC	250:5
	Frecuencia	60 Hz.
	Corriente de línea en el primario del TC	233.62 A
	Corriente de línea en el secundario del TC	4.6724 A
	Área de la sección transversal	320cm <sup>2</sup>

Tabla B.5. Características de los TC's del lado secundario.

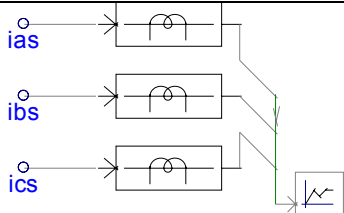
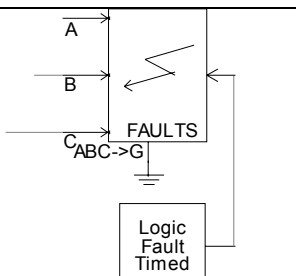
 <p>Fig. B.5. TC's del lado secundario.</p>	Relación de transformación del TC	4200:5
	Frecuencia	60 Hz.
	Corriente de línea en el primario del TC	4183.7A
	Corriente de línea en el secundario del TC	4.98 A
	Área de la sección transversal	650cm <sup>2</sup>

Tabla B.6. Características del módulo de fallas.

 <p>Fig. B.6. Módulo de fallas.</p>	Eventos que se pueden manipular en el módulo:
	Tipo de falla
	Tiempo de inicio de la falla
	Duración de la falla
	Resistencia de falla

En las simulaciones de la sección 4.4, se utilizan datos de un sistema real y las características de cada elemento, se pueden ver en las Tablas B.7-B.12.

Tabla B.7. Características de la fuente equivalente en el lado de 400kV.

	Voltaje Línea-Línea	400 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Ángulo de fase	0 °
	Impedancia de secuencia positiva	12Ω
	Ángulo de la impedancia de secuencia positiva	80°

Tabla B.8. Características del transformador banco trifásico.

	Voltaje Línea-Línea en el primario	400 kV.
	Voltaje Línea-Línea en el secundario	115 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Potencia del transformador	375 MVA
	Corriente nominal de línea en el primario	541.26A
	Corriente nominal de línea en el secundario	1882.7A
	Conexión del primario	Estrella
	Conexión del secundario	Estrella
Ángulo entre las corrientes de línea del primario y el secundario.	0°	

Tabla B.9. Características de los TC's del lado primario.

	Relación de transformación del TC	1600:5
	Frecuencia	60 Hz.
	Corriente de Línea en el primario del TC	541.26 A
	Corriente de Línea en el secundario del TC	1.6915 A
	Área de la sección transversal	320cm <sup>2</sup>



Tabla B.10. Características de la fuente equivalente en el lado de 115kV.

<p>Fig. B.10. Fuente equivalente.</p>	Voltaje Línea-Línea	115 kV.
	Frecuencia	60 Hz.
	Ángulo de fase	0°
	Impedancia de secuencia positiva	80Ω
	Angulo de la impedancia de secuencia positiva	60°

Tabla B.11. Características de los TC's del lado primario.

<p>Fig. B.11. TC's del lado primario.</p>	Relación de transformación del TC	6000:5
	Frecuencia	60 Hz.
	Corriente de Línea en el primario del TC	1882.7A
	Corriente de Línea en el secundario del TC	1.5689 A
	Área de la sección transversal	650cm <sup>2</sup>

Tabla B.12. Características del módulo de fallas.

<p>Fig. B.12. Módulo de fallas.</p>	Eventos que se pueden manipular en el módulo:
	Tipo de falla.
	Tiempo de inicio de la falla.
	Duración de la falla.
	Resistencia de falla

## APENDICE C

### C. CÁLCULO DE AJUSTES

#### C.1 CÁLCULO DE AJUSTES PARA LOS CASOS DE PRUEBA 1 Y 2.

Para realizar el cálculo de ajustes de la curva de protección diferencial, se utiliza el manual del relevador Team Artech, modelo H04Z1BUB04 y para fines de la tesis, se utiliza la nomenclatura siguiente:

S	Potencia
VN1	Tensión nominal de línea del primario
VN2	Tensión nominal de línea del secundario
RTC1	Relación de transformación del TC primario
RTC2	Relación de transformación del TC secundario
Camb2max	Cambiador de tap máximo
Camb2min	Cambiador de tap mínimo
IN1	Corriente nominal del primario del transformador
IN2	Corriente nominal del secundario del transformador
In1	Corriente del secundario del TC del lado primario del transformador
In2	Corriente del secundario del TC del lado secundario del transformador
In	Corriente nominal del relevador
I2_max	Corriente del secundario en el tap máximo
I2_min	Corriente del secundario en el tap mínimo
Idif_max	Corriente diferencial en el tap máximo
Idif_min	Corriente diferencial en el tap mínimo
Error_camb	Error máximo del cambiador de tap

Los datos del transformador utilizado en estas simulaciones, se presentan en la tabla C.1.

Tabla C.1. Datos del transformador, conexión delta-estrella.

Parámetros	Valores
S	100MVA
VN1	230kV
VN2	13.8kV
RTC1	250/5
RTC2	4200/5
Camb2max	105%
Camb2min	95%

La corriente nominal del primario del transformador y a la salida de los TC's del lado primario, se muestran en las ecuaciones C.1.

$$IN1 = \frac{S}{\sqrt{3} * VN1} = 251A \quad In1 = \frac{IN1}{RTC1} = 5.02A \quad (C.1)$$

La corriente nominal del secundario del transformador y a la salida de los TC's del lado secundario, se muestran en las ecuaciones C.2.

$$IN2 = \frac{S}{\sqrt{3} * VN2} = 4184A \quad In2 = \frac{IN2}{RTC2} = 4.98A \quad (C.2)$$

La corriente nominal del relevador se muestra en la expresión C.3.

$$In = 5 A \quad (C.3)$$

En las ecuaciones C.4 se calcula la sensibilidad al 30% de la corriente nominal.

$$Sensibilidad = \frac{In1}{In} \left( \frac{30}{100} \right) = 0.3012 pu \quad Sensibilidad = In1 * \left( \frac{30}{100} \right) = 1.506A \quad (C.4)$$

En el cálculo de la primera pendiente, se toma en cuenta el efecto del cambiador de taps del transformador. Las ecuaciones C.5, muestran las corrientes presentes en el secundario de los tc's ubicados en el lado secundario del transformador, cuando el transformador se encuentra operando con tap máximo y con tap mínimo.

$$I2\_max = \frac{S}{\sqrt{3} \left[ VN2 + camb2_{max} \frac{VN2}{100} \right] * RTC2} = 4.7434A \quad I2\_min = \frac{S}{\sqrt{3} \left[ VN2 + camb2_{min} \frac{VN2}{100} \right] * RTC2} = 5.2427A \quad (C.5)$$

Las corrientes diferenciales con tap máximo y mínimo se calculan mediante C.6.

$$Idif\_max = In1 - I2\_max \left( \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \right) = 0.2391A \quad Idif\_min = In1 - I2\_min \left( \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \right) = -0.2642A \quad (C.6)$$

Y el error máximo debido a los cambiadores de tap se calcula mediante C.7.

$$error\_camb = \max(|Idif\_max|, |Idif\_min|) * \left( \frac{100}{In} \right) = 5.2847\% \quad (C.7)$$

En la ecuación C.8 se muestra el cálculo de la primera pendiente.

$$\alpha_1 = error\_camb + 10 + 3 + 3 = 21.2847\% \quad (C.8)$$

El punto de inicio de la primera pendiente se calcula con la ecuación C.9.

$$I_{paso1} = \frac{sensibilidad}{\alpha_1} = 7.0761A \quad (C.9)$$

La expresión C.9 da la segunda pendiente.

$$\alpha_2 = 60\% \quad (C.10)$$

El punto de inicio de la segunda pendiente se muestra en la ecuación C.11.

$$I_{paso2} = 3 \frac{In1}{In} = 15.0613A \quad (C.11)$$

El umbral de la corriente diferencial sin posibilidad de frenado, debe librar la máxima corriente de Inrush, en este caso se supone 8 veces la corriente nominal y se calcula con la ecuación C.12

$$Dif_{inst} = 8 \left( \frac{In1}{In} \right) = 40.1635 pu \quad (C.12)$$

En la etapa de frenado por armónicos se manejan distintos porcentajes de la corriente diferencial de armónicos con respecto a la corriente fundamental, cada armónico tiene diferente valor y se utiliza en condiciones distintas:

2º armónico. Frenado durante el inrush (20%)

4º armónico. Frenado durante el inrush (20%)

5º armónico. Sobreexcitación (30%)

El transformador tiene una conexión delta-estrella, en el cual las corrientes de línea del primario atrasan en 30º a las corrientes de línea del secundario; esta condición se refiere entonces a la conexión delta-estrella 11, de acuerdo al apéndice A. Las corrientes diferenciales y de paso se calculan mediante las ecuaciones A.2 y las corrientes modificadas del secundario corresponden al código horario 11 que se puede ver en la tabla A.2.

## C.2 CÁLCULO DE AJUSTES PARA EL CASO DE PRUEBA 3.

En la tabla C.2, se presentan los datos del transformador utilizado en esta prueba.

Tabla C.2. Datos del transformador, conexión estrella-estrella.

Parámetros	Valores
S	375MVA
VN1	400kV
VN2	115kV
RTC1	1600/5
RTC2	6000/5
Camb2max	No hay
Camb2min	No hay

La corriente nominal del primario del transformador y a la salida de los TC's del lado primario, se muestran en las ecuaciones C.13.

$$IN1 = \frac{S}{\sqrt{3} * VN1} = 541.3A \quad In1 = \frac{IN1}{RTC1} = 1.6915A \quad (C.13)$$

La corriente nominal del secundario del transformador y a la salida de los TC's del lado secundario, se muestran en las ecuaciones C.14.

$$IN2 = \frac{S}{\sqrt{3} * VN2} = 1883A \quad In2 = \frac{IN2}{RTC2} = 1.5689A \quad (C.14)$$

La corriente nominal del relevador se muestra en la expresión C.15.

$$In = 5 A \quad (C.15)$$

En las ecuaciones C.16 se calcula la sensibilidad al 30% de la corriente nominal.

$$Sensibilidad = \frac{In1}{In} \left( \frac{30}{100} \right) = 0.1015 pu \quad Sensibilidad = In1 * \left( \frac{30}{100} \right) = 0.50745A \quad (C.16)$$

Para el cálculo de la primera pendiente se toma en cuenta el efecto del cambiador de taps del transformador; sin embargo, este transformador no tiene taps, por tal razón, en las ecuaciones C.17, se llega al mismo resultado.

$$I2\_max = \frac{S}{\sqrt{3} \left[ VN2 + camb2 \max \frac{VN2}{100} \right] * RTC2} = 1.5689A \quad I2\_min = \frac{S}{\sqrt{3} \left[ VN2 + camb2 \min \frac{VN2}{100} \right] * RTC2} = 1.5689A \quad (C.17)$$

Las corrientes diferenciales con tap máximo y mínimo se calculan mediante las ecuaciones C.18, el resultado es cero debido a que el transformador no tiene taps.

$$Idif\_max = In1 - I2\_max \left( \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \right) = 0A \quad Idif\_min = In1 - I2\_min \left( \frac{VN2 * RTC2}{VN1 * RTC1} \right) = 0A \quad (C.18)$$

Y el error máximo debido a los cambiadores de tap se calcula mediante C.19.

$$error\_camb = \max(|Idif\_max|, |Idif\_min|) * \left( \frac{100}{In} \right) = 0\% \quad (C.19)$$

En la ecuación C.20 se muestra el calculo de la primera pendiente.

$$\alpha 1 = error\_camb + 10 + 3 + 3 = 16\% \quad (C.20)$$

El punto de inicio de la primera pendiente se calcula con la ecuación C.21.

$$Iпасол = \frac{sensibilidad}{\alpha 1} = 3.1715A \quad (C.21)$$

La expresión C.22 da la segunda pendiente.

$$\alpha 2 = 60\% \quad (C.22)$$

El punto de inicio de la segunda pendiente se muestra en la ecuación C.23.

$$Iпасо2 = 3 \frac{In1}{In} = 5.0744A \quad (C.23)$$

El umbral de la corriente diferencial sin posibilidad de frenado, debe librar la máxima corriente de Inrush, en este caso se supone 8 veces la corriente nominal y se calcula con la ecuación C.24.

$$Difinst = 8 \left( \frac{In1}{In} \right) = 13.5316pu \quad (C.24)$$



---

En la etapa de frenado por armónicos, se manejan distintos porcentajes de la corriente diferencial de armónicos con respecto a la corriente fundamental, cada armónico tiene diferente valor y se utiliza en condiciones distintas:

2º armónico. Frenado durante el inrush (20%)

4º armónico. Frenado durante el inrush (20%)

5º armónico. Sobreexcitación (30%)

El transformador tiene una conexión estrella-estrella, en el cual las corrientes de línea del primario están en fase con las corrientes de línea del secundario; esta condición, se refiere entonces a la conexión estrella-estrella 0, de acuerdo al apéndice A. Y las corrientes diferenciales y de paso se calculan mediante las ecuaciones A.1, en donde las corrientes modificadas del secundario corresponden al código horario 0 que se puede ver en la tabla A.1.



**APENDICE D**

**D. PROGRAMA**

**D.1 PROGRAMA REALIZADO EN EL SOFTWARE MATLAB**

```

n=24;           %Muestras por ventana
Fms=1440;      %frecuencia de muestreo en hertz
im=sqrt(-1);   %Declaración de número imaginario

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Datos del transformador %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
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=8;      %Corriente de Inrush (veces la corriente nominal)
RT1=50;        %Relación de transformación del TC primario
RT2=840;       %Relación de transformación del TC secundario

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Cálculo de corrientes %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
IN1=S/(3^0.5*VN1); %Corriente nominal de primario
IN2=S/(3^0.5*VN2); %Corriente nominal del secundario
Intc1=IN1/RT1;    %Corriente del TC ubicado en el lado primario del Transformador de Potencia
Intc2=IN2/RT2;    %Corriente del TC ubicado en el lado secundario del Transformador de Potencia
factor=VN2*RT2/(VN1*RT1); %factor de transformación para referir la corriente
                        %del devanado secundario al devanado primario,
                        %tomando en cuenta las diferentes relaciones de
                        %transformación de los transformadores de
                        %corriente y del transformador de potencia
I2mx=S/((3^0.5)*(VN2+tapmax*VN2/100)*RT2); %Corriente con tap máximo
I2min=S/((3^0.5)*(VN2+tapmin*VN2/100)*RT2); %Corriente con tap mínimo
Idif_max=Intc1-I2mx*factor; %Corriente diferencial con tap máximo
Idif_min=Intc1-I2min*factor; %Corriente diferencial con tap mínimo

```





```

%% Calculo de pendientes para la operacion del relevador de porcentaje
Inr=5; %Corriente nominal del relevador
Sensi=Intc1/Inr*0.3; %Sensibilidad minima que considera diferencia en TCs,
%intensidad de excitacion y cambiador de tap
%Recomendado 30%.
error_camb=max(abs(Idif_max),abs(Idif_min))*100/Inr; %Error maximo debido al cambiador de tap
alfa1=error_camb+10+3+3; %Calculo de la primera pendiente, considerando error de tap
%error en los TC's (10%), corriente de excitacion (3%) y
%error de medida del relevador (3%)
lpaso1=Inr*Sensi*100/alfa1; %Punto de inicio de la primera pendiente
alfa2=60; %Segunda pendiente, considera saturacion en los transformadores
lpaso2=3*Intc1; %Punto de inicio de la segunda pendiente
%(minimo 3In con pendiente del 60%)
Dif_inst=inrush*Intc1; %Corriente diferencial de disparo sin posibilidad de frenado por
%armonicos, libra el inrush

%% Grafica de la curva de proteccion diferencial porcentual
lpasofin=Inr*(100/alfa2)*(Dif_inst/Inr-Sensi-(lpaso2/Inr-lpaso1/Inr)*alfa1/100)+Inr*lpaso2/Inr;
lpasofinal=5*Inr+ceil(lpasofin); %Final de la grafica en el eje x
for lpaso=1:lpasofinal*100
    lpasog(lpaso)=lpaso/100;
    lpasoaux=lpaso/100; %Auxiliar para grafica en eje x para 0<x<lpaso1
    if lpasoaux<lpaso1 %Contador que corre en el eje x hasta antes de lpaso1
        Idiferencial(lpaso)=Inr*Sensi; %Valor de y para 0<x<lpaso1
    elseif (lpasoaux>=lpaso1&lpasoaux<lpaso2) %Auxiliar para grafica en eje x para lpaso1<x<lpaso2
        Idiferencial(lpaso)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpasoaux-lpaso1)/100); %Valor de y para lpaso1<x<lpaso2
    elseif (lpasoaux>=lpaso2&lpasoaux<lpasofin) %Auxiliar para grafica en eje x para lpaso2<x<lpasofin
        Idiferencial(lpaso)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpaso2-lpaso1)/100+alfa2*(lpasoaux-lpaso2)/100);
        % Valor de y para lpaso2<x<lpasofin
    elseif (lpasoaux>lpasofin) %Auxiliar para grafica en eje x para x>lpasofin
        Idiferencial(lpaso)=(Dif_inst); %Valor de y para x>lpasofin
    end
end
for k=1:lpaso
    lpasoo(k)=k/100; %Auxiliar para poder graficar el eje x
end

%% Termina grafica de proteccion diferencial porcentual

```



```

%%%%%%%%%%%%%% monitoreo de señales %%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%% inrush11.m %%%%%%%%%%%%%%%
%se abre el archivo de datos inrush11 en la carpeta work de Matlab%
%para que los datos sean procesados, incluye columna de tiempo y de corrientes%
    t=inrush11(:,1);          %asignación del tiempo
    I1x=inrush11(:,5); I2x=inrush11(:,6); I3x=inrush11(:,7);    %Corrientes del primario
    I4x=inrush11(:,2); I5x=inrush11(:,3); I6x=inrush11(:,4);    %Corrientes del secundario
    hola=size(I1x);          %obtención del número de muestras
    nciclos=floor(hola(1,1)/(Fms/60));          % obtención del número de ciclos de simulación
    muestras=hola(1,1);      %número de muestras a una frecuencia de muestreo de 1440 hertz
    nnsample=muestras/(Fms/60/n);          % ayuda para la sincronización con el número de
                                         % muestras por ventana para la simulación
%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%% Sincronización entre señal de entrada y señal para la simulacion %%%%%%%%%%%%%%%
for i = 1: nnsample-1
    tl(i) = t(i);% asignacion de tiempo
end

for i = 1: nnsample
    k = (i)*1;
    I1(i)=I1x(k)*.7071; I2(i)=I2x(k)*.7071; I3(i)=I3x(k)*.7071; %valor rms de corrientes del primario
    I1s(i)=I4x(k)*.7071; I2s(i)=I5x(k)*.7071; I3s(i)=I6x(k)*.7071; %valor rms de corrientes del secundario
    Ia11(i)=I1(i); Ib11(i)=I2(i); Ic11(i)=I3(i);
    Ia22(i)=I1s(i); Ib22(i)=I2s(i); Ic22(i)=I3s(i);
    dispara(i)=0;          %inicialización variable de que indica el estado de la señal de disparo
end
%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%% Obtención de coeficientes para Filtro antialiasing %%%%%%%%%%%%%%%
[Bb,Ab] = butter(4,480/720); %4th order Butterworth filter Bb numerator
%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%% Aplicación del filtro antialiasing a las 6 señales de corriente %%%%%%%%%%%%%%%
I1 = filter(Bb,Ab,Ia11);
I2 = filter(Bb,Ab,Ib11);
I3 = filter(Bb,Ab,Ic11);
I1s = filter(Bb,Ab,Ia22);

```



```
I2s = filter(Bb,Ab,Ib22);
```

```
I3s = filter(Bb,Ab,Ic22);
```

```
%%%%%%%%%%%%% inicialización en cero de los contadores %%%%%%%%%%%%%%
bloque5arm=0;bloque2arm=0;dcbl=0;contdc=0;disp=0;ya=0;ayu=0;coe=0;
BL=0;d87=0;itol=1;aa=0;co1=0;co2=0;co3=0;co4=0;coninst=0;bb=0;conta=0;conta5=0;
%%%%%%%%%%%%%
```

```
%%%%%%%%%%%%% Inicializa en ceros las ventanas de las fases %%%%%%%%%%%%%%
for k=1:24
    I1ap(k,1)=0; I2ap(k,1)=0; I3ap(k,1)=0; %fases del primario
    I1as(k,1)=0; I2as(k,1)=0; I3as(k,1)=0; %fases del secundario
end
```

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

```
%%%%%%%%%%%%% Formación de la primera ventana %%%%%%%%%%%%%%
I1a(25,1) = I1(1); % primera ventana fase a del primario
I2a(25,1) = I2(1); % primera ventana fase b del primario
I3a(25,1) = I3(1); % primera ventana fase c del primario
I1aa(25,1) = I1s(1); % primera ventana fase a del secundario
I2aa(25,1) = I2s(1); % primera ventana fase b del secundario
I3aa(25,1) = I3s(1); % primera ventana fase c del secundario
```

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

```
%%%%%%%%% Formación de matriz A que se utilizará en la técnica de mínimos cuadrados %%%%%%%%%%
wo = 2*pi*60; % frecuencia fundamental
dt = 1/1440; % delta tiempo
armónica=9; % armónica a contemplar en la técnica de mínimos cuadrados
nar=2*armónica+2; %auxiliar para dimensión de la matriz
```

```
%%%%%%%%%%%%% Formación de la matriz A %%%%%%%%%%%%%%
for j=1:24
    A(j,1)=1;
    A(j,2)=(j-12.5)*dt;
    for k=3:nar
        par=mod(k,2);
        if(par>0)
            A(j,k)=sin((k/2-0.5)*wo*(j-12.5)*dt);
```



```

A(j,k+1)=cos((k/2-0.5)*wo*(j-12.5)*dt);
end
end
end

INVA=pinv(A);           % Obtener inversa de la matriz A
cc = INVA(3,:);        %coeficientes del filtro coseno a la frecuencia fundamental
sc = INVA(4,:);        %coeficientes del filtro seno a la frecuencia fundamental
cc2 = INVA(5,:);       %coeficientes del filtro coseno a 2ª armónica
sc2 = INVA(6,:);       %coeficientes del filtro seno a 2ª armónica
cc4 = INVA(9,:);       %coeficientes del filtro coseno a 4ª armónica
sc4 = INVA(10,:);      %coeficientes del filtro seno a 4ª armónica
cc5 = INVA(11,:);      %coeficientes del filtro coseno a 5ª armónica
sc5 = INVA(12,:);      %coeficientes del filtro seno a 5ª armónica
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%% EMPIEZA PROGRAMA %%%%%%%%%%%
for k = 1: n*nciclos

%%%%%%%%% Obtención de fasores por medio de la técnica de mínimos cuadrados %%%%%%%%%
Fa=cc*I1ap+im*sc*I1ap;      %fasor de la fase a del primario frecuencia fundamental
Fb=cc*I2ap+im*sc*I2ap;      %fasor de la fase b del primario frecuencia fundamental
Fc=cc*I3ap+im*sc*I3ap;      %fasor de la fase c del primario frecuencia fundamental
Fas=cc*I1as+im*sc*I1as;     %fasor de la fase a del secundario frecuencia fundamental
Fbs=cc*I2as+im*sc*I2as;     %fasor de la fase b del secundario frecuencia fundamental
Fcs=cc*I3as+im*sc*I3as;     %fasor de la fase c del secundario frecuencia fundamental

Fa2=cc2*I1ap+im*sc2*I1ap;   %fasor de la fase a del primario 2ª armónica
Fb2=cc2*I2ap+im*sc2*I2ap;   %fasor de la fase b del primario 2ª armónica
Fc2=cc2*I3ap+im*sc2*I3ap;   %fasor de la fase c del primario 2ª armónica
Fas2=cc2*I1as+im*sc2*I1as;  %fasor de la fase a del secundario 2ª armónica
Fbs2=cc2*I2as+im*sc2*I2as;  %fasor de la fase b del secundario 2ª armónica
Fcs2=cc2*I3as+im*sc2*I3as;  %fasor de la fase c del secundario 2ª armónica

Fa4=cc4*I1ap+im*sc4*I1ap;   %fasor de la fase a del primario 4ª armónica
Fb4=cc4*I2ap+im*sc4*I2ap;   %fasor de la fase b del primario 4ª armónica
Fc4=cc4*I3ap+im*sc4*I3ap;   %fasor de la fase c del primario 4ª armónica
Fas4=cc4*I1as+im*sc4*I1as;  %fasor de la fase a del secundario 4ª armónica

```



Fbs4=cc4\*I2as+im\*sc4\*I2as;                    %fasor de la fase b del secundario 4ª armónica  
 Fcs4=cc4\*I3as+im\*sc4\*I3as;                    %fasor de la fase c del secundario 4ª armónica

Fa5=cc5\*I1ap+im\*sc5\*I1ap;                    %fasor de la fase a del primario 5ª armónica  
 Fb5=cc5\*I2ap+im\*sc5\*I2ap;                    %fasor de la fase b del primario 5ª armónica  
 Fc5=cc5\*I3ap+im\*sc5\*I3ap;                    %fasor de la fase c del primario 5ª armónica  
 Fas5=cc5\*I1as+im\*sc5\*I1as;                    %fasor de la fase a del secundario 5ª armónica  
 Fbs5=cc5\*I2as+im\*sc5\*I2as;                    %fasor de la fase b del secundario 5ª armónica  
 Fcs5=cc5\*I3as+im\*sc5\*I3as;                    %fasor de la fase c del secundario 5ª armónica

%%%

%%% Obtención de los fasores de la señal fundamental    %%  
 %% y 2ª, 4ª y 5ª armónicas    %%

I1afft(2,1)=Fa;	I1afft(3,1)=Fa2;	I1afft(5,1)=Fa4;	I1afft(6,1)=Fa5;
I2afft(2,1)=Fb;	I2afft(3,1)=Fb2;	I2afft(5,1)=Fb4;	I2afft(6,1)=Fb5;
I3afft(2,1)=Fc;	I3afft(3,1)=Fc2;	I3afft(5,1)=Fc4;	I3afft(6,1)=Fc5;
I1asfft(2,1)=Fas;	I1asfft(3,1)=Fas2;	I1asfft(5,1)=Fas4;	I1asfft(6,1)=Fas5;
I2asfft(2,1)=Fbs;	I2asfft(3,1)=Fbs2;	I2asfft(5,1)=Fbs4;	I2asfft(6,1)=Fbs5;
I3asfft(2,1)=Fcs;	I3asfft(3,1)=Fcs2;	I3asfft(5,1)=Fcs4;	I3asfft(6,1)=Fcs5;

%%%

%%% Cálculo de las magnitudes de corriente fundamental de las tres fases del lado primario y  
 %% Cálculo de corriente diferencial tanto de segundo como de quinto armónico

arma(k)=abs(I1afft(2,1));    %%%%%%%%% Magnitud de la señal fundamental del lado primario fase a  
 armb(k)=abs(I2afft(2,1));    %%%%%%%%% Magnitud de la señal fundamental del lado primario fase b  
 armc(k)=abs(I3afft(2,1));    %%%%%%%%% Magnitud de la señal fundamental del lado primario fase c  
 Idifa(k)=abs(I1afft(2,1)-factor\*(I1asfft(2,1)-I3asfft(2,1))/1.73);    %Cálculo de corriente diferencial fase a  
 Idifb(k)=abs(I2afft(2,1)-factor\*(I2asfft(2,1)-I1asfft(2,1))/1.73);    %Cálculo de corriente diferencial fase b  
 Idifc(k)=abs(I3afft(2,1)-factor\*(I3asfft(2,1)-I2asfft(2,1))/1.73);    %Cálculo de corriente diferencial fase c  
 Ipasoa(k)=(abs(I1afft(2,1))+factor\*abs((I1asfft(2,1)-I3asfft(2,1))/1.73))/2; %corriente de paso fase a  
 Ipasob(k)=(abs(I2afft(2,1))+factor\*abs((I2asfft(2,1)-I1asfft(2,1))/1.73))/2; %corriente de paso fase b  
 Ipasoc(k)=(abs(I3afft(2,1))+ factor\*abs((I3asfft(2,1)-I2asfft(2,1))/1.73))/2; %corriente de paso fase c

arma5(k)=abs(I1afft(6,1)-factor\*(I1asfft(6,1)-I3asfft(6,1))/1.73); % Corriente diferencial 5ª armónica fase a  
 armb5(k)=abs(I2afft(6,1)-factor\*(I2asfft(6,1)-I1asfft(6,1))/1.73); % Corriente diferencial 5ª armónica fase b  
 armc5(k)=abs(I3afft(6,1)-factor\*(I3asfft(6,1)-I2asfft(6,1))/1.73); % Corriente diferencial 5ª armónica fase c  
 arma4(k)=abs(I1afft(5,1)-factor\*(I1asfft(5,1)-I3asfft(5,1))/1.73); %Corriente diferencial 4ª armónica fase a  
 armb4(k)=abs(I2afft(5,1)-factor\*(I2asfft(5,1)-I1asfft(5,1))/1.73); %Corriente diferencial 4ª armónica fase b



```

armc4(k)=abs(l3afft(5,1)-factor*(l3asfft(5,1)-l2asfft(5,1))/1.73); %Corriente diferencial 4ª armónica fase c
arma2(k)=abs(l1afft(3,1)-factor*(l1asfft(3,1)-l3asfft(3,1))/1.73); %Corriente diferencial 2ª armónica fase a
armb2(k)=abs(l2afft(3,1)-factor*(l2asfft(3,1)-l1asfft(3,1))/1.73); %Corriente diferencial 2ª armónica fase b
armc2(k)=abs(l3afft(3,1)-factor*(l3asfft(3,1)-l2asfft(3,1))/1.73); %Corriente diferencial 2ª armónica fase c

```

%porcentaje de la 2ª armónica con respecto a la fundamental en las 3 fases

```

parma2(k)=arma2(k)/ldifa(k)*100;
parmb2(k)=armb2(k)/ldifb(k)*100;
parmc2(k)=armc2(k)/ldifc(k)*100;

```

%porcentaje de la 5ª armónica con respecto a la fundamental en las 3 fases

```

parma5(k)=arma5(k)/ldifa(k)*100;
parmb5(k)=armb5(k)/ldifb(k)*100;
parmc5(k)=armc5(k)/ldifc(k)*100;

```

%porcentaje de la 4ª armónica con respecto a la fundamental en las 3 fases

```

parma4(k)=arma4(k)/ldifa(k)*100;
parmb4(k)=armb4(k)/ldifb(k)*100;
parmc4(k)=armc4(k)/ldifc(k)*100;

```

%%%

sumapa=0; sumana=0; % sumatoria semiciclos de una ventana fase a

for kk = 1:24

if(l1ap(kk)>0)

sumapa=sumapa+l1ap(kk); %semiciclo positivo fase a

else

sumana=sumana+abs(l1ap(kk)); %semiciclo negativo fase a

end end

dcra(k)=min(sumapa,sumana)/max(sumapa,sumana); %relación de cd en un ciclo fase a

%%%

sumapb=0; sumanb=0; %sumatoria semiciclos de una ventana fase b

for kk = 1:24

if(l2ap(kk)>0)

sumapb=sumapb+l2ap(kk); %semiciclo positivo fase b

else

sumanb=sumanb+abs(l2ap(kk)); %semiciclo negativo fase c

end end



```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
dcrb(k)=min(sumapb,sumanb)/max(sumapb,sumanb);          %relación de cd en un ciclo fase b
sumapc=0;  sumanc=0;          %sumatoria semiciclos de una ventana fase c
for kk = 1:24
    if(l3ap(kk)>0)
        sumapc=sumapc+l3ap(kk);      % semiciclo positivo fase c
    else
        sumanc=sumanc+abs(l3ap(kk));  %semiciclo negativo fase c
    end
end
dcrk(k)=min(sumapc,sumanc)/max(sumapc,sumanc); %relación de cd en un ciclo fase c

```

%%

%%%%%%%%%% Ejecución del programa a partir de que ya tiene una ventana completa %%%%%%%%%%

```

if (k>23&ya<1)          %cuando se completo la ventana de 24 muestras

%%%%%%%%%% %% Si la corriente diferencial es mayor que la corriente diferencial
%%%%%%%%%% %% de disparo sin posibilidad de frenado por armónicos
if ((lIdifa(k)>Dif_inst)|(lIdifb(k) >Dif_inst)|(lIdifc(k) >Dif_inst))
    ayu=max(co2,co1);
    coe=max(co3,ayu);          %contador para evitar disparo anticipado debido a co1, co2 ó co3
    co4=co4+1+coe;          % contador que se incrementa cuando la corriente diferencial es muy grande
    if(co4>18)
        co4=0;  bb=1;          %bandera que indica el disparo del relevador
    end
end
end

```

%%

%%%%%%%%%% Evaluación del relevador a partir de la corriente de paso a %%%%%%%%%%

%%%%%%%%%% para ver si estamos en zona de operación o no %%%%%%%%%%

% Idiferenciala es la corriente diferencial de la Curva de operación del relevador %

if lpassoa(k)<lpasso1

Idiferenciala(k)=Inr\*Sensi; %corriente diferencial correspondiente a lpassoa

elseif (lpassoa(k)>=lpasso1&lpassoa(k)<lpasso2)

Idiferenciala(k)=(Sensi\*Inr+alfa1\*(lpassoa(k)-lpasso1)/100); %corriente diferencial correspondiente a



```
lpasoa
elseif (lpasoa(k)>=lpaso2&lpasoa(k)<lpasofin)
    Idiferenciala(k)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpaso2-lpaso1)/100+alfa2*(lpasoa(k)-lpaso2)/100);          %corriente
    diferencial correspondiente a lpasoa
elseif (lpasoa(k)>lpasofin)
    Idiferenciala(k)=(Dif_inst+1); %corriente diferencial correspondiente a lpasoa
end
%%%%%% Idifa es la corriente diferencial medida en la fase a, que se compara con la curva %%
%%%% si abs (Idifa(k)) > abs(Idiferenciala(k)) estamos en zona de operación del relevador
if abs(Idifa(k)) > abs(Idiferenciala(k))
    co1 = co1 + 1; % empieza el contador en caso de estar en zona de operación
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%% Evaluación del relevador a partir de la corriente de paso b %%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%% para ver si estamos en zona de operación o no %%%%%%%%%%%
% Idiferencialb es la corriente diferencial de la Curva de operación del relevador %

    if lpasob(k)<lpaso1
        Idiferencialb(k)=Sensi*Inr;          %corriente diferencial correspondiente a lpasob
    elseif (lpasob(k)>=lpaso1&lpasob(k)<lpaso2)
        Idiferencialb(k)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpasob(k)-lpaso1)/100);          %corriente diferencial correspondiente
        a lpasob
    elseif (lpasob(k)>=lpaso2&lpasob(k)<lpasofin)
        Idiferencialb(k)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpaso2-lpaso1)/100+alfa2*(lpasob(k)-lpaso2)/100);          %corriente
        diferencial correspondiente a lpasob
    elseif (lpasob(k)>lpasofin)
        Idiferencialb(k)=Dif_inst+1;          %corriente diferencial correspondiente a lpasob
    end

    %%%%%% Idifb es la corriente diferencial medida en la fase b, que se compara con la curva %%
    %%%% si abs (Idifb(k)) > abs(Idiferencialb(k)) estamos en zona de operación del relevador
    if abs(Idifb(k)) > abs(Idiferencialb(k))
        co2 = co2 + 1; % empieza el contador en caso de estar en zona de operación
    end
    %%%%%%%%%%%
```





```

%%%%%%%%% Evaluación del relevador a partir de la corriente de paso c %%%%%%%%%%%
%%%%%%%%% para ver si estamos en zona de operación o no %%%%%%%%%%%
% Idiferencialc es la corriente diferencial de la Curva de operación del relevador %
if lpasoc(k)<lpasso1
    Idiferencialc(k)=Sensi*Inr; %corriente diferencial correspondiente a lpassoc
elseif (lpasoc(k)>=lpasso1&lpasoc(k)<lpasso2)
    Idiferencialc(k)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpasoc(k)-lpasso1)/100); %corriente diferencial
    correspondiente a lpassoc
elseif (lpasoc(k)>=lpasso2&lpasoc(k)<lpassofin)
    Idiferencialc(k)=(Sensi*Inr+alfa1*(lpasso2-lpasso1)/100+alfa2*(lpasoc(k)-lpasso2)/100); %corriente
    diferencial correspondiente a lpassoc
elseif (lpasoc(k)>lpassofin)
    Idiferencialc(k)=Dif_inst+1; %corriente diferencial correspondiente a lpassoc
end

%%%%%%%%% Idifc es la corriente diferencial medida en la fase c, que se compara con la curva %%
%%%%%%%%% si abs (Idifc(k)) > abs(Idiferencialc(k)) estamos en zona de operación del relevador
if abs(Idifc(k)) > abs(Idiferencialc(k))
    co3 = co3 + 1; % empieza el contador en caso de estar en zona de operación
end

%%%%%%%%%
% si cualquiera de los contadores es mayor que 24 se evaluan las condiciones de armónicas%
if ((co1>24)|(co2>24)|(co3>24))
    aa=1; %bandera de señal de disparo debido a encontrarse en zona de operación
end

%%%%%%%%%

%reseteo de los contadores cuando las 3 corrientes diferenciales se encuentren en zona de no operación
if((abs(Idifa(k))<=abs(Idiferenciala(k)))&(abs(Idifb(k))<=abs(Idiferencialb(k)))&(abs(Idifc(k))<=abs(Idiferencialc(k))))
    co1=0; co2=0; co3=0;
    aa=0;
end

%%%%%%%%%

```



```

%% si el contenido de 2ª armónica es mayor al 15% de la corriente diferencial
if((arma2(k)>(0.15*Idifa(k))|(armb2(k)>(0.15*Idifb(k))|(armc2(k)>(0.15*Idifc(k))))
    conta=conta+1;
    if(conta>23)
        bloque2arm=1;    %indicador de bloqueo por contenido de 2ª armónica
    end
end

```

```

%% si el contenido de 2ª armónica es menor 15% de la corriente diferencial en las tres fases
if((arma2(k)<=(0.15*Idifc(k))&(armb2(k)<=(0.15*Idifc(k))&(armc2(k)<=(0.15*Idifc(k))))
    bloque2arm=0;
    conta=0;
end

```

```

%% si el contenido de 4ª armónica es mayor al 15% de la corriente diferencial
if((arma4(k)>(0.15*Idifa(k))|(armb4(k)>(0.15*Idifb(k))|(armc4(k)>(0.15*Idifc(k))))
    conta=conta+1;
    if(conta>23)
        bloque4arm=1;    %indicador de bloqueo por contenido de 4ª armónica
    end
end

```

```

%% si el contenido de 4ª armónica es menor 15% de la corriente diferencial en las tres fases
if((arma4(k)<=(0.15*Idifc(k))&(armb4(k)<=(0.15*Idifc(k))&(armc4(k)<=(0.15*Idifc(k))))
    bloque4arm=0;
    conta=0;
end

```

```

%% si el contenido de 5ª armónica es mayor al 30% de la corriente diferencial
if((arma5(k)>(0.3*Idifa(k))|(armb5(k)>(0.3*Idifb(k))|(armc5(k)>(0.3*Idifc(k))))
    conta5=conta5+1;
    if(conta5>23)
        bloque5arm=1;
    end
end

```



```
end
end
if((arma5(k)<=(0.2*ldifa(k))&(armb5(k)<=(0.2*ldifb(k))&(armc5(k)<=(0.2*ldifc(k))))
    bloque5arm=0;      %indicador de bloqueo por contenido de 5ª armónica
    conta5=0;
end

%%%%%%%%%%%% bloqueo por contenido de corriente directa %%%%%%%%%%%%%%
if(dcra(k)<0.1|dcrb(k)<0.1|dcrc(k)<0.1)
contdc=contdc+1; %%%%contador cuando la condición sea verdadera
if(contdc>23)
    dcbl=1;    %señal de bloqueo por contenido de cd
end
end

%%%%%%%%%%%%Reset de la señal de bloqueo por contenido de cd
%%%cuando se cumple la condición
if(dcra(k)>=0.1&dcrb(k)>=0.1&dcrc(k)>=0.1)
    dcbl=0;
    contdc=0;
end

%%%%%%%%%%%%Bloqueos en conjunto%%%%%%%%%%%%%
%%%Si algún bloqueo existe, se bloquea la señal de disparo
if(bloque5arm>0|bloque4arm>0|bloque2arm>0|dcbl>0)
    BL=1;    %%%% señal general de bloqueo
end
%Reset de la señal de bloqueo, cuando no existan bloqueos parciales
if(bloque5arm<1&bloque4arm<1&bloque2arm<1&dcbl<1)
    BL=0;
end

%%%%%%%%%%%% Si existe señal de disparo y no hay bloqueo, entonces se permite el disparo
if(BL<1&aa>0)
    disp=1;    % señal que permite el disparo
end
```



% si no hay señal de disparo aún con bloqueo no hay disparo

```
if(BL>0|aa<1)
```

```
    disp=0;
```

```
end
```

%%%%%%%% si se permite la señal de disparo en la evaluación de la curva de operación del relevador ó

%%%%%%%% si existe disparo sin posibilidad de frenado, entonces hay disparo

```
if(disp>0|bb>0)
```

```
    aux=k;
```

```
    ya=1;    %%%% señal de disparo después de todas las decisiones
```

```
    tfalla=t(aux);    %tiempo en el cual el relevador dispara
```

```
end
```

%%%%%%%%%

%%cuando el relevador dispara las corrientes se van a cero y la señal de disparo permanece en 1

```
elseif(ya>0)
```

```
    I1(k)=0;           I2(k)=0;           I3(k)=0;
```

```
    I1s(k)=0;         I2s(k)=0;         I3s(k)=0;
```

```
    dispara(k)=1;
```

```
end
```

%%%%%%%%%movimiento de las ventanas de corrientes%%%%%%%%%

```
for l = 2:25
```

```
    I1a(l-1) = I1a(l);    %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase a.
```

```
    I2a(l-1) = I2a(l);    %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase b.
```

```
    I3a(l-1) = I3a(l);    %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase c.
```

```
    I1aa(l-1) = I1aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase a.
```

```
    I2aa(l-1) = I2aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase b.
```

```
    I3aa(l-1) = I3aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase c.
```

```
    I1ap(l-1) = I1a(l);   %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase a.
```

```
    I2ap(l-1) = I2a(l);   %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase b.
```

```
    I3ap(l-1) = I3a(l);   %movimiento de la ventana de la corriente del primario de la fase c.
```

```
    I1as(l-1) = I1aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase a.
```

```
    I2as(l-1) = I2aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase b.
```

```
    I3as(l-1) = I3aa(l);  %movimiento de la ventana de la corriente del secundario de la fase c.
```

```
end
```



```

I1a(25) = I1(k+1);      % toma de la siguiente muestra de la corriente del primario en la fase a.
I2a(25) = I2(k+1);      % toma de la siguiente muestra de la corriente del primario en la fase b.
I3a(25) = I3(k+1);      % toma de la siguiente muestra de la corriente del primario en la fase c.
I1aa(25) = I1s(k+1);    % toma de la siguiente muestra de la corriente del secundario en la fase a.
I2aa(25) = I2s(k+1);    % toma de la siguiente muestra de la corriente del secundario en la fase b.
I3aa(25) = I3s(k+1);    % toma de la siguiente muestra de la corriente del secundario en la fase c.
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% TERMINA PROGRAMA %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

%% CONSTRUCCIÓN DE GRAFICAS %%%

%% Grafica de las corrientes del primario

```

figure(1)
hline1=plot(t,I1x,t,I2x,t,I3x,'LineWidth',1.5);
ylabel('Tiempo [segundos'],'FontSize',13);
xlabel('Corrientes del primario [A'],'FontSize',13);
grid;

```

%% Grafica de las corrientes del secundario

```

figure(2)
hline1=plot(t,I4x,t,I5x,t,I6x,'LineWidth',1.5);
ylabel('Tiempo [segundos'],'FontSize',13);
xlabel('Corrientes del secundario [A'],'FontSize',13);
grid;

```

%% Grafica de las corrientes diferenciales y de paso en la curva de operación del relevador

```

figure(3)
hline1=plot(Ipasoo, Idiferencial,Ipasoa, Idifa,Ipasob, Idifb,Ipasoc, Idifc,'LineWidth',1);
ylabel('Corriente diferencial [A'],'FontSize',13);
xlabel('Corriente de paso [A'],'FontSize',13);
grid;

```

%% Grafica de la señal de disparo

```

figure(4)
hline1=plot(t,dispara,'LineWidth',1.5);
ylabel('Señal de disparo','FontSize',13);
xlabel('Tiempo [segundos'],'FontSize',13);
grid;

```



---

%% Grafica de la corriente diferencial para las tres fases

figure(5)

```
hline=plot(tl,ldifa,tl,ldifb,tl,ldifc,'LineWidth',1.5);  
ylabel('Corriente diferencial[A]','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

%% Grafica de la corriente diferencial de 2a armónica

figure(6)

```
hline=plot(tl,arma2,tl,armb2,tl,armc2,'LineWidth',1.5);  
ylabel('Corriente diferencial 2a armónica[A]','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

%% Grafica de porcentajes de 2ª armónica

figure(7)

```
hline=plot(tl,parma2,tl,parmb2,tl,parmc2,'LineWidth',1.5);  
ylabel('Porcentaje 2a armónica','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

%% Grafica de porcentajes de 4ª armónica

figure(8)

```
hline=plot(tl,parma4,tl,parmb4,tl,parmc4,'LineWidth',1.5);  
ylabel('Porcentaje 4a armónica','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

%% Grafica de porcentajes de 5ª armónica

figure(9)

```
hline=plot(tl,parma5,tl,parmb5,tl,parmc5,'LineWidth',1.5);  
ylabel('Porcentaje 5a armónica','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

%% Grafica de contenido de cd

figure(10)

```
hline=plot(tl,dcra,tl,dcrb,tl,dcrc,'LineWidth',1.5);
```

---



```
ylabel('Factor de cd','FontSize',13);  
xlabel('Tiempo [segundos]','FontSize',13);  
grid;
```

## APENDICE E

### E. FILTRO HOMOPOLAR

Se utiliza cuando el tipo de transformador a proteger ó su puesta a tierra, impide que las corrientes homopolares ( $3I_0$ ) lo traspasen. Cuando una corriente de secuencia homopolar puede circular por uno de los devanados (por ejemplo estrella a tierra), pero no por el otro (por ejemplo delta), las fallas externas a tierra pueden causar una operación incorrecta de la unidad diferencial. Este problema se evita restando (filtrando) en los fasores de corriente, la secuencia homopolar. Según el tipo de conexión del transformador, el filtro homopolar es necesario ó no (en ningún caso es perjudicial) [38].

#### E.1 Conexiones estrella-estrella y delta-delta.

En este tipo de conexión, la corriente diferencial de cada fase, es la corriente de esa fase compensada con la relación de transformación del transformador y de los TC's, como se observa en las ecs. E.1.

$$IdifA = Ia / \sqrt{3} - factor * ia \quad IdifB = Ib / \sqrt{3} - factor * ib \quad IdifC = Ic / \sqrt{3} - factor * ic \quad (E.1)$$

En caso de que haya componente de secuencia homopolar en alguno de los devanados, los componentes de la corriente diferencial se modifican, ya que hay que eliminar esta componente. Para ello se habilita el filtro homopolar del devanado que la tiene [38]. De esta forma las corrientes en el primario y en el secundario, con el filtro homopolar habilitado y por tanto compensando la componente homopolar, quedan:

El filtro homopolar primario habilitado, se observa en las ecs. E.2.

$$Ia' = Ia - (Ia + Ib + Ic) / 3 \quad Ib' = Ib - (Ia + Ib + Ic) / 3 \quad Ic' = Ic - (Ia + Ib + Ic) / 3 \quad (E.2)$$

El filtro homopolar secundario habilitado, se observa en las ecs. E.3.

$$ia' = ia - (ia + ib + ic) / 3 \quad ib' = ib - (ia + ib + ic) / 3 \quad ic' = ic - (ia + ib + ic) / 3 \quad (E.3)$$



## E.2 Conexiones delta-estrella.

En estas conexiones la corriente diferencial de cada fase se referencia al primario, teniendo en cuenta la corrección por el defasamiento, como se observa en las ecs. E.4.

$$\begin{aligned} IdifA &= I_a / \sqrt{3} - factor * (i_a - i_b) & IdifB &= I_b / \sqrt{3} - factor * (i_b - i_c) \\ IdifC &= I_c / \sqrt{3} - factor * (i_c - i_a) \end{aligned} \quad (E.4)$$

Si aparece componente homopolar en el secundario, no afecta a la corriente diferencial, ya que al referenciarlo al primario se elimina, por lo que el filtro homopolar del secundario no es necesario; es indistinto que esté habilitado ó no [38].

Por el contrario en el primario, la componente homopolar sí afecta a la corriente diferencial, por lo que sí se compensa en caso de que esté habilitado.

Las ecs. E.5, representan al filtro homopolar primario habilitado.

$$I_a' = I_a - (I_a + I_b + I_c) / 3 \quad I_b' = I_b - (I_a + I_b + I_c) / 3 \quad I_c' = I_c - (I_a + I_b + I_c) / 3 \quad (E.5)$$

Filtro homopolar secundario: da igual que esté habilitado ó no, ya que no se compensa.

## E.3 Conexiones estrella-delta.

En este tipo de conexión, se referencia las corrientes del secundario respecto al primario, al tiempo que en las corrientes del primario se corrige el defasamiento existente [38]. De esta manera, las corrientes diferenciales están dadas por las ecs. E.6.

$$\begin{aligned} IdifA &= (I_a - I_b) - factor * i_a / \sqrt{3} & IdifB &= (I_b - I_c) - factor * i_b / \sqrt{3} \\ IdifC &= (I_c - I_a) - factor * i_c / \sqrt{3} \end{aligned} \quad (E.6)$$



---

Si aparece la componente homopolar en el primario, no afecta a la corriente diferencial, ya que al corregir el defasamiento, se elimina. Por lo que el filtro homopolar del primario no afecta esté ó no habilitado.

Por el contrario, en el secundario la componente homopolar sí afecta a la corriente diferencial, por lo que sí se compensa en caso de que esté habilitado.

Filtro homopolar primario: da igual que esté habilitado ó no, ya que no se compensa.

Las ecs. E.7, representan el filtro homopolar secundario habilitado:

$$ia' = ia - (ia + ib + ic)/3 \quad ib' = ib - (ia + ib + ic)/3 \quad ic' = ic - (ia + ib + ic)/3 \quad (E.7)$$

## APENDICE F

### F. COMPUERTAS Y COMPARADORES.

En el capítulo 3, se hace referencia a símbolos lógicos y comparadores, la función que realizan en conjunto es tomar la decisión de disparo del relevador ante una condición dada. A continuación se explica brevemente la operación de cada uno de ellos.

#### F.1 Compuerta **or**.

Esta compuerta, también llamada “o”, se puede observar en la Figura F.1, en la cual se tienen tres señales de entrada (a,b,c) y una señal de salida (x); para que exista la señal de salida, basta con que una de las señales de entrada este presente. En la tabla F.1, se observa el comportamiento de la señal de salida, ante las señales de entrada presentes.

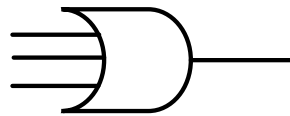


Fig. F.1. Compuerta **or**.

Tabla F.1. Operación lógica de la compuerta **or**.

a	b	c	x
0	0	0	0
0	0	1	1
0	1	0	1
0	1	1	1
1	0	0	1
1	0	1	1
1	1	0	1
1	1	1	1

## F.2 Compuerta and.

Esta compuerta, también llamada “y”, se puede observar en la Figura F.2, en la cual se tienen dos señales de entrada (a,b) y una señal de salida (z); en ella, para que exista la señal de salida, es necesario la presencia de todas las señales de entrada. En la tabla F.2, se observa el comportamiento de la señal de salida, ante las señales de entrada presentes.

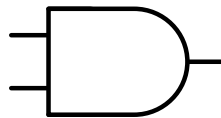


Fig. F.2. Compuerta **and**.

Tabla F.2. Operación lógica de la compuerta **and**.

a	b	x
0	0	0
0	1	0
1	0	0
1	1	1

## F.3 Comparador.

a

b

En la Figura F.3, se muestra el símbolo de un comparador, con dos señales de entrada (a,b), una de salida (y) y un factor ( $k_2$ ) El factor es un valor constante que multiplica a la señal de entrada b, el resultado de esta operación se compara con el valor de la señal de entrada a, si  $a > k_2 * b$ , entonces se activa la señal de salida con un valor de 1, de lo contrario, la señal de salida tendrá un valor de cero.

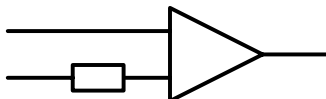


Fig. F.3. Comparador.