

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



**“MODELADO DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS PARA
PROTECCIÓN Y MEDICIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

ING. CRISTIAN ABEL MERAZ CONTRERAS G10070743

DIRECTOR DE TESIS:

M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de Ciudad Madero

"Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos"

Cd. Madero, Tamps., 04 de Diciembre de 2017

OFICIO No.: U2.142/17

ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. ING. CRISTIAN ABEL MERAZ CONTRERAS
NO. DE CONTROL G10070743
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
SECRETARIO :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
VOCAL :	DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SUPLENTE :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
DIRECTOR DE TESIS :	M.C. JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA
CO-DIRECTOR DE TESIS	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"MODELADO DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS PARA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN"

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

"POR MI PATRIA Y POR MI BIEN"®

DRA. ADRIANA ISABEL REYES DE LA TORRE
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
TECNOLÓGICO NACIONAL
DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
E INVESTIGACIÓN

c.c.p.- Archivo
Minuta

AIRT RCG 10/12/17



Ave. 1° de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Los Mangos, C.P. 89440 Cd. Madero, Tam.
Tel. (833) 357 48 20, e-mail: itcm@itcm.edu.mx
www.itcm.edu.mx



Agradecimientos

Le agradezco a Dios por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi maestría, por ser mi Fortaleza en los momentos de debilidad y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.

Le doy gracias a mis padres Abel y Cristina por apoyarme en todo momento, por los valores que me han inculcado, y por haberme dado la oportunidad de tener una educación profesional.

A mi hermana Anabel que me ha apoyado a lo largo de la vida, por ayudar a la unión familiar.

A Nayeli, por ser una parte muy importante de mi vida, por haberme apoyado en las buenas y en las malas, sobre todo por su paciencia y amor incondicional.

A la División de Estudios de Posgrado e Investigación (DEPI) del Instituto Tecnológico de Ciudad Madero, por otorgarme la oportunidad de obtener mi Maestría.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por su apoyo a través de la beca otorgada.

A todo el cuerpo académico de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, gracias por darme su apoyo durante la realización de mis estudios de posgrado.

A mis compañeros y amigos quienes fueron un gran apoyo incondicional durante el tiempo en que estudiábamos la maestría.

A mis maestros les agradezco la confianza, apoyo y dedicación de tiempo en clase. Por haber compartido sus conocimientos y su amistad.

A mi asesor el M.C José de Jesús Durón Mendoza por su contribución al desarrollo de la tesis y su apoyo en clase. Por darme la oportunidad de crecer Profesionalmente y aprender cosas nuevas.

A Grupo Zener, S.C. por permitirme realizar mi estancia profesional.

Dedicatoria

*Dedico esta Tesis a mis padres Abel y Cristina.
Por ser ambos un excelente ejemplo de vida a seguir, y nunca dejarme solo*

Modelado de Transformadores de Instrumentos para Protección y Medición

Presenta: Ing. Cristian Abel Meraz Contreras

Director de Tesis: M.C. José de Jesús Durón Mendoza

Programa: Maestría en Ingeniería Eléctrica

Resumen

El presente trabajo propone el modelado de un transformador de corriente y una bobina Rogowski implementados como sensores de corriente para sistemas de protección y medición del sistema eléctrico de potencia. Para el caso del transformador de corriente, se deben hacer estudios de laboratorio para obtener sus parámetros y modelarlo en software; esto se hace con el fin de obtener las características de saturación que presentan los transformadores de corriente las cuales afectan a los sistemas de protección y medición. Se propone el diseño y construcción de una bobina Rogowski, a partir del cual se obtuvieron los parámetros para su modelado y simulación en software, y con esto implementarlo de igual forma como sensor de corriente en los sistemas de protección y medición.

Para los sistemas de protección, se modela un relevador estático diferencial de barra (87B) y un relevador digital diferencial de barra de alta impedancia (87Z). Para los sistemas de medición, se modela un medidor de energía eléctrica (potencia activa, reactiva, aparente, factor de potencia, kWh, kVARh, voltajes y corrientes por fase). Todo esto, para ambos sensores de corriente.

Modeling of Instrument Transformers for Protection and Measurement

Cristian Abel Meraz Contreras

Abstract

This work proposes the modeling of a current transformer and a Rogowski coil, implemented as current sensors in protection and measurement systems for the electric power system. In the current transformer's case, laboratory studies must be done to obtain its parameters and model it in Software; this is done in order to obtain the saturation characteristics present in current transformers which affect the protection and measurement systems. A Rogowski coil's design and construction is proposed. Rogowski coil's software simulation and modeling is performed using its design and construction parameters, and it is implemented as a current sensor in the protection and measurement systems.

For the protection systems, a static differential bar relay (87B) and a high impedance digital differential bar relay (87Z) are modeled. For the measurement systems, an electric energy meter (active, reactive, apparent power, power factor, kWh, kVARh, phase voltages and phase currents) is modeled. This is done for both current sensors.

Contenido

	<i>Página</i>
Agradecimientos.....	iii
Dedicatoria.....	iv
Resumen	v
Lista de Figuras	xii
Lista de Tablas	xix
Capítulo 1: Protocolo de Investigación	1
1.1. ANTECEDENTES.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.3. HIPÓTESIS.....	3
1.4. OBJETIVO GENERAL.....	3
1.4.1. Objetivo Especifico	3
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	4
1.6. VENTAJAS Y LIMITACIONES	5
1.7. MARCO TEORICO.....	5
1.7.1. Transformador de Instrumentos.....	6
1.7.1.1. Transformador de corriente.....	7
1.7.1.2. Bobina Rogowski.....	10
1.7.2. Errores en los Transformadores de Instrumentos.....	11
1.7.2.1. Transformadores de corriente.....	11
1.7.2.2. Bobinas Rogowski.....	13
1.7.3. Circuito Equivalente de los Transformadores de Instrumentos.....	14
1.7.3.1. Transformador de corriente.....	14
1.7.3.2. Bobina Rogowski.....	15
1.7.4. Transformadores de Instrumentos no Convencionales.....	16
1.7.5. Transformadores de Corriente Ópticos.....	16
Capítulo 2: Marco Teórico	18
2.1. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.....	19
2.1.1. Transformador de Corriente.....	19
2.1.1.1. Comportamiento de los transformadores de corriente.....	20
2.1.1.2. Errores de los transformadores de corriente.....	22
2.1.1.3. Modelado de los transformadores de corriente.....	24
2.1.2. Bobina de Rogowski.....	25
2.1.2.1. La bobina Rogowski y la ley de Ampere.....	27
2.1.2.3. Disposición de bobina Rogowski y el integrador.....	29
2.1.2.4. Bobina Rogowski y su linealidad.....	30
2.1.2.5. Comportamiento de bobina Rogowski en las altas frecuencias.....	30

2.1.2.6.	Modelo de la bobina Rogowski.....	31
2.2.	DIFERENCIAS ENTRE LA BOBINA ROGOWSKI Y EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	34
2.2.1.	Teoría de Operación.....	35
2.2.2.	Comportamiento de las Características V-I.....	38
2.2.3.	Seguridad.....	39
2.2.4.	Mejora en el Diseño y Rendimiento.....	40
2.2.5.	Aspectos Ambientales.....	41
2.2.6.	Diseños Simplificados en los Equipos de Protección y Medición.....	42
2.3.	NORMAS REQUERIDAS PARA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.....	42
2.3.1.	Factor de Escala.....	43
2.3.2.	Estándar Clases de Precisión.....	44
2.3.3.	Sensores de Corriente Autónomo de baja Potencia para Protección...	45
2.3.4.	Valores Estándar de Voltaje secundario nominal.....	46

Capítulo 3: Validación del Modelo Transformador de Corriente y la Bobina Rogowski 47

3.1.	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	48
3.1.1.	Prueba Experimental.....	48
3.1.2.	Modelo de Simulación en ATPDraw®.....	52
3.1.3.	Modelo de Simulación en MATLAB® Simulink.....	56
3.1.4.	Resultados de la prueba experimental y el Modelado en ATPDraw® y MATLAB® Simulink.....	61
3.1.4.1.	Prueba de 400 amperes a Transformador de Corriente propuesto y a los modelos.....	61
3.1.4.2.	Prueba de 50-400 amperes a Transformador de Corriente propuesto y a los modelos.....	64
3.2.	BOBINA ROGOWSKI.....	66
3.2.1.	Prueba experimental.....	66
3.2.1.1.	Diseño y Construcción.....	66
3.2.1.2.	Circuito de acondicionamiento de la señal.....	67
3.2.1.3.	Prueba experimental en laboratorio de la bobina de Rogowski.....	68
3.2.2.	Modelo de Simulación en ATPDraw®.....	70
3.2.3.	Modelo de Simulación en MATLAB® Simulink.....	72
3.2.4.	Resultados de la prueba experimental y el modelado en ATPDraw® y MATLAB® Simulink.....	76
3.2.4.1.	Prueba de 400 amperes a Bobina de Rogowski propuesto y a los modelos.....	76
3.2.4.2.	Prueba de 400 amperes a Bobina de Rogowski propuesto y a los modelos.....	78
3.2.4.3.	Prueba de 600 amperes a Bobina de Rogowski propuesto y a los modelos.....	80

Capítulo 4: Aplicación del Modelo Transformador de Corriente en Sistemas de Protección (87B y 87Z)	82
4.1. RELEVADOR ESTÁTICO DIFERENCIAL DE BARRA (87B)	83
4.1.1. Modelado del Relevador Estático Diferencial (87B) para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.....	86
4.1.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.....	91
4.1.2.1. Operación Normal del sistema con carga normal.....	91
4.1.2.2. Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga.....	97
4.1.2.3. Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga.....	103
4.1.2.4. Falla Trifásica Externa (Las tres Fases) lado de la Carga.....	109
4.1.2.5. Falla Monofásica Interna (Fase A) en la Barra.....	115
4.1.2.6. Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) en la Barra.....	121
4.1.2.7. Falla Trifásica Interna (Las tres Fases) en la Barra.....	127
4.2. RELEVADOR DIGITAL DIFERENCIAL DE BARRA DE ALTA IMPEDANCIA (87Z)	133
4.2.1. Modelado del Relevador Diferencial de Alta Impedancia (87Z) para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.....	137
4.2.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.....	139
4.2.2.1. Operación Normal del sistema con carga nominal.....	139
4.2.2.2. Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga 1.....	144
4.2.2.3. Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.....	148
4.2.2.4. Falla Trifásica Externa (las tres fases) lado de la Carga 1.....	153
4.2.2.5. Falla Monofásica Interna (Fase A) lado de la Carga 1.....	157
4.2.2.6. Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.....	162
4.2.2.7. Falla Trifásica Interna (las tres fases) lado de la Carga 1.....	166
 Capítulo 5: Aplicación del Modelo Transformador de Corriente en Sistemas de Medición	 171
5.1. MEDIDOR DIGITAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	172
5.1.1. Modelado del Medidor Digital de Energía Eléctrica para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.....	174
5.1.2. Análisis de Resultados del Sistema de Medición Digital de Energía Eléctrica.....	180
5.1.2.1. Voltajes y Corrientes primarias.....	180
5.1.2.2. Voltajes y Corrientes Secundarias.....	181
5.1.2.3. Señal muestreada, Magnitud y Angulo de los Voltajes y Corrientes de Fase.....	182
5.1.2.4. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de Fase.....	183
5.1.2.5. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásicas.....	183
5.1.2.6. Señal del Factor de Potencia Trifásicas.....	184

5.1.2.7.	Señal de los kWh.....	184
5.1.2.8.	Señal de los kVARh.....	185
5.1.2.9.	Señal de los Voltajes y Corrientes RMS por Fase.....	185
5.1.2.10	Comparación Medidor con Transformadores de Instrumentos y medidor Ideal.....	186
Capítulo 6:	Aplicación del Modelo Bobina Rogowski en Sistemas de Protección (87B y 87Z)	188
6.1.	RELEVADOR ESTATICO DIFERENCIAL DE BARRA (87B)	189
6.1.1.	Modelado del Relevador Estático Diferencial (87B) para aplicar el modelo de Bobina Rogowski.....	190
6.1.2.	Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.....	193
6.1.2.1.	Operación Normal del sistema con carga normal.....	193
6.1.2.2.	Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga.....	199
6.1.2.3.	Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga.....	205
6.1.2.4.	Falla Trifásica Externa (Las tres Fases) lado de la Carga.....	211
6.1.2.5.	Falla Monofásica Interna (Fase A) en la Barra.....	217
6.1.2.6.	Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) en la Barra.....	223
6.1.2.7.	Falla Trifásica Interna (Las tres Fases) en la Barra.....	229
6.2.	RELEVADOR DIGITAL DIFERENCIAL DE BARRA DE ALTA IMPEDANCIA (87Z)	235
6.2.1.	Modelado del Relevador Diferencial de Alta Impedancia (87Z) para aplicar el modelo de Bobina Rogowski.....	235
6.2.2.	Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.....	237
6.2.2.1.	Operación Normal del sistema con carga nominal.....	237
6.2.2.2.	Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga 1.....	242
6.2.2.3.	Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.....	246
6.2.2.4.	Falla Trifásica Externa (las tres fases) lado de la Carga 1.....	251
6.2.2.5.	Falla Monofásica Interna (Fase A) lado de la Carga 1.....	255
6.2.2.6.	Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.....	260
6.2.2.7.	Falla Trifásica Interna (las tres fases) lado de la Carga 1.....	264
Capítulo 7:	Aplicación del Modelo Bobina Rogowski en Sistemas de Medición	269
7.1.	MEDIDOR DIGITAL DE ENERGIA ELECTRICA.....	270
7.1.1.	Modelado del Medidor Digital de Energía Eléctrica para aplicar el modelo de la bobina Rogowski.....	270
7.1.2.	Análisis de Resultados del Sistema de Medición Digital de Energía Eléctrica.....	275
7.1.2.1.	Voltajes y Corrientes primarias.....	275
7.1.2.2.	Voltajes y Corrientes Secundarias.....	276

7.1.2.3.	Señal muestreada, Magnitud y Angulo de los Voltajes y Corrientes de Fase.....	277
7.1.2.4.	Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de Fase.....	278
7.1.2.5.	Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásicas.....	278
7.1.2.6.	Señal del Factor de Potencia Trifásicas.....	279
7.1.2.7.	Señal de los kWh.....	279
7.1.2.8.	Señal de los kVARh.....	280
7.1.2.9.	Señal de los Voltajes y Corrientes RMS por Fase.....	280
7.1.2.10.	Comparación Medidor con Transformadores de Instrumentos y medidor Ideal.....	281
Conclusiones.....		283
Recomendaciones para trabajos futuros.....		284
Referencias.....		285

Lista de Figuras

	<i>Página</i>
Figura 1.1.	Catálogo de productos Artech Transformadores de corriente..... 9
Figura 1.2.	Anillos de Rogowski flexible. 10
Figura 1.3.	Características de curvas de magnetización en transformadores de corriente..... 11
Figura 1.4.	Circuito equivalente de un transformador de corriente..... 14
Figura 1.5.	Circuito equivalente de una Bobina Rogowski..... 15
Figura 1.6.	Catálogo de productos Artech Diagrama de bloques del transformador de corriente óptico..... 17
Figura 2.1.	Circuito equivalente de un Transformador de Corriente..... 20
Figura 2.2.	Voltaje en burden para corriente de falla asimétrica..... 21
Figura 2.3.	Curva de excitación del Transformador de Corriente..... 23
Figura 2.4.	Circuito equivalente del Transformador de corriente en varios niveles de excitación..... 24
Figura 2.5.	Bobina Rogowski aplicando la Ley de ampere..... 28
Figura 2.6.	Bobina Rogowski y su sistema de integración..... 29
Figura 2.7.	Construcción geométrica y circuito equivalente de la bobina Rogowski..... 32
Figura 2.8.	Transformador de Corriente..... 36
Figura 2.9.	Bobina Rogowski..... 36
Figura 2.10.	Bobina Rogowski con cable interno a través de la bobina..... 37
Figura 2.11.	Una Bobina Rogowski puede reemplazar los transformadores de corriente múltiple..... 38
Figura 2.12.	Característica V-I comparativo para los Transformadores de Corriente y Bobina Rogowski..... 39
Figura 2.13.	Tensiones peligrosas en un Transformador de Corriente abierto en el lado secundario..... 39
Figura 2.14.	Conexión a equipos de protección con transformadores de corriente y bobinas de Rogowski..... 40
Figura 2.15.	Diseño de tarjetas de entrada para Transformadores de Corriente y Bobinas Rogowski..... 42
Figura 3.1.	Transformador de Corriente de Prueba..... 48
Figura 3.2.	Curva característica de saturación del Transformador de Corriente.. 50
Figura 3.3.	Curva característica de saturación del Transformador de Corriente con el punto de inflexión..... 50
Figura 3.4.	Grafica del error de relación del Transformador de Corriente de Prueba por CT Analyzer..... 51
Figura 3.5.	Modelo del Transformador de Corriente por CT Analyzer..... 52
Figura 3.6.	Modelo del Transformador Saturable en ATPDraw®..... 52
Figura 3.7.	Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente ATPDraw® (400 Amperes) 54
Figura 3.8.	Parámetros de prueba del Transformador de Corriente en ATPDraw®..... 54

Figura 3.9.	Característica de Saturación del Transformador de Corriente en ATPDraw®.....	55
Figura 3.10.	Grafica de la característica de Saturación del Transformador de Corriente en ATPDraw®.....	55
Figura 3.11.	Modelo del Bloque del Transformador Saturable en MATLAB® Simulink.....	56
Figura 3.12.	Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink (400 amperes)	57
Figura 3.13.	Característica de Corriente y Flujo de magnetización en ATPDraw®.....	58
Figura 3.14.	Parámetros en prueba para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink.....	59
Figuras 3.15.	Equipo Omicron CPC-100.....	62
Figuras 3.16.	Medidor de energía SEL-735.....	62
Figura 3.17.	Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 400 amperes)	63
Figura 3.18.	Oscilografías del Transformador de Corriente de prueba y modelado con problema de saturación con fuente de 400 amperes..	63
Figura 3.19.	Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente ATPDraw® (50 y 400 Amperes)	64
Figura 3.20.	Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink (50 y 400 amperes)	64
Figura 3.21.	Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 50 y 400 amperes)	65
Figura 3.22.	Oscilografías del Transformador de Corriente de prueba y modelado con problema de saturación con fuente de 50 y 400 amperes.....	65
Figura 3.23.	Bobina Rogowski con circuito de acondicionamiento de la señal...	66
Figura 3.24.	Bobina de Rogowski conectada a una carga resistiva de 900 Watts 6.8 Amperes.....	67
Figura 3.25.	Circuito de amplificación y de integración.....	67
Figura 3.26.	Prueba de amplificación y de integración en la Bobina Rogowski...	68
Figura 3.27.	Pruebas de Bobina Rogowski con equipo CPC-100.....	69
Figuras 3.28.	Medidor de energía SEL-735.....	69
Figura 3.29.	Modelo del Transformador Saturable en ATPDraw®.....	70
Figura 3.30.	Modelo de simulación para Bobina Rogowski ATPDraw® (100 Amperes)	71
Figura 3.31.	Calculo de los valores de la bobina Rogowski construida.....	71
Figura 3.32.	Modelo del Bloque del Transformador Lineal en MATLAB® Simulink)	73
Figura 3.33.	Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (100 amperes)	73
Figura 3.34.	Parámetros en prueba de la Bobina de Rogowski en MATLAB® Simulink.....	74
Figura 3.35.	Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 100 amperes)	77

Figura 3.36.	Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 100 amperes.....	77
Figura 3.37.	Modelo de simulación para Bobina Rogowski en ATPDraw® (400 Amperes)	78
Figura 3.38.	Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (400 amperes)	78
Figura 3.39.	Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 400 amperes)	79
Figura 3.40.	Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 400 amperes.....	79
Figura 3.41.	Modelo de simulación para Bobina Rogowski en ATPDraw® (600 Amperes)	80
Figura 3.42.	Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (600 amperes)	80
Figura 3.43.	Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 600 amperes)	81
Figura 3.44.	Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 600 amperes.....	81
Figura 4.1.	Principio del Relevador Diferencial.....	84
Figura 4.2.	Protección diferencial ideal (Falla externa)	85
Figura 4.3.	Protección diferencial ideal (Falla interna)	85
Figura 4.4.	Esquema General del Modelo.....	86
Figura 4.5.	Bloque Sistema de Generación.....	87
Figura 4.6.	Bloque Líneas.....	87
Figura 4.7.	Bloque Falla externa e interna.....	87
Figura 4.8.	Bloque Carga.....	88
Figura 4.9.	Bloque Interruptor automático.....	88
Figura 4.10.	Bloque Transformador de Corriente.....	88
Figura 4.11.	Bloque Osciloscopio.....	89
Figura 4.12.	Bloque Mediciones de Línea.....	89
Figura 4.13.	Transformadores de Corriente por cada subsistema, una por cada Fase.....	89
Figura 4.14.	Cálculos de las Corrientes de Operación.....	90
Figura 4.15.	Lógica del relevador estático diferencial de barra.....	90
Figura 4.16.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 1 con carga nominal.....	91
Figura 4.17.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 2 con carga nominal.....	91
Figura 4.18.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 3 con carga nominal.....	92
Figura 4.19.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con Carga nominal.....	92
Figura 4.20.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con carga nominal.....	93
Figura 4.21.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con carga nominal.....	93

Figura 4.22.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con carga nominal.....	94
Figura 4.23.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con Carga nominal.....	94
Figura 4.24.	Oscilograma de la corriente de Operación sin falla en el sistema con Carga Nominal.....	95
Figura 4.25.	Oscilograma de la corriente de Restricción sin falla en el sistema con Carga Nominal.	95
Figura 4.26.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción sin falla en el sistema con carga nominal.....	96
Figura 4.27.	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	96
Figura 4.28.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.....	97
Figura 4.29.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.....	97
Figura 4.30.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.....	98
Figura 4.31.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.....	98
Figura 4.32.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.....	99
Figura 4.33.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.....	99
Figura 4.34.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.....	100
Figura 4.35.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.....	100
Figura 4.36.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Externa.....	101
Figura 4.37.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Externa.	101
Figura 4.38.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Externa.....	102
Figura 4.39.	Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el Sistema.....	102
Figura 4.40.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.....	103
Figura 4.41.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.....	103
Figura 4.42.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.....	104
Figura 4.43.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.....	104
Figura 4.44.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.....	105
Figura 4.45.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.....	105

Figura 4.46.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.....	106
Figura 4.47.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.....	106
Figura 4.48.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Externa.....	107
Figura 4.49.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Externa.....	107
Figura 4.50.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Externa.....	108
Figura 4.51.	Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el Sistema.....	108
Figura 4.52.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.....	109
Figura 4.53.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.....	109
Figura 4.54.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.....	110
Figura 4.55.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.....	110
Figura 4.56.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.....	111
Figura 4.57.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.....	111
Figura 4.58.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.....	112
Figura 4.59.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.....	112
Figura 4.60.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Externa.....	113
Figura 4.61.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Externa.....	113
Figura 4.62.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Externa.....	114
Figura 4.63.	Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el Sistema.....	114
Figura 4.64.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.....	115
Figura 4.65.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.....	115
Figura 4.66.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.....	116
Figura 4.67.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.....	116
Figura 4.68.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.....	117
Figura 4.69.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.....	117

Figura 4.70.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.....	118
Figura 4.71.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.....	118
Figura 4.72.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Interna.....	119
Figura 4.73.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Interna.....	119
Figura 4.74.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Interna.....	120
Figura 4.75.	Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en Barra del Sistema.....	120
Figura 4.76.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.....	121
Figura 4.77.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.....	121
Figura 4.78.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.....	122
Figura 4.79.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.....	122
Figura 4.80.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.....	123
Figura 4.81.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.....	123
Figura 4.82.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.....	124
Figura 4.83.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.....	124
Figura 4.84.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Interna.....	125
Figura 4.85.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Interna.....	125
Figura 4.86.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Interna.....	126
Figura 4.87.	Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en Barra del Sistema...	126
Figura 4.88.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.....	127
Figura 4.89.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.....	127
Figura 4.90.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.....	128
Figura 4.91.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.....	128
Figura 4.92.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.....	129
Figura 4.93.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.....	129

Figura 4.94.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.....	130
Figura 4.95.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.....	130
Figura 4.96.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Interna.....	131
Figura 4.97.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Interna.....	131
Figura 4.98.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Interna.....	132
Figura 4.99.	Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en Barra del Sistema..	132
Figura 4.100.	Saturación del Transformador de Corriente resultante de una falla externa.....	133
Figura 4.101.	Conexión Típica para la Protección Diferencial de Alta Impedancia.....	134
Figura 4.102.	Voltaje sin MOV de Sujeción.....	134
Figura 4.103.	Voltaje con MOV de Sujeción.....	135
Figura 4.104.	Ejemplo de Protección de Barra (para la Fase A)	135
Figura 4.105.	Ejemplo de Protección de Barra (para las 3 fases)	136
Figura 4.106.	Procesamiento digital de la señal para la protección diferencial.....	136
Figura 4.107.	Elemento comparador de alta impedancia de la Fase A.....	136
Figura 4.108.	Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.....	137
Figura 4.109.	Transformadores de Corriente por cada subsistema, una por cada Fase.....	138
Figura 4.110.	Resistencia de Alta Impedancia y MOVs por cada fase.....	138
Figura 4.111.	Procesamiento Digital de las señales y Lógica de comparación del Relevador.....	139
Figura 4.112.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado del suministro con carga nominal.....	139
Figura 4.113.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 1 con carga nominal.....	140
Figura 4.114.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 2 con carga nominal.....	140
Figura 4.115.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 3 con carga nominal.....	141
Figura 4.116.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 4 con carga nominal.....	141
Figura 4.117.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	142
Figura 4.118.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	142
Figura 4.119.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	143
Figura 4.120.	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	143
Figura 4.121.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Externa.....	144

Figura 4.122.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Externa.....	144
Figura 4.123.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Externa.....	145
Figura 4.124.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Externa.....	145
Figura 4.125.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Externa.....	146
Figura 4.126.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	146
Figura 4.127.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	147
Figura 4.128.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	147
Figura 4.129.	Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el sistema.....	148
Figura 4.130.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Externa.....	148
Figura 4.131.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Externa.....	149
Figura 4.132.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Externa.....	149
Figura 4.133.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Externa.....	150
Figura 4.134.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Externa.....	150
Figura 4.135.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	151
Figura 4.136.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	151
Figura 4.137.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	152
Figura 4.138.	Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el sistema.....	152
Figura 4.139.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Externa.....	153
Figura 4.140.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Externa.....	153
Figura 4.141.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Externa.....	154
Figura 4.142.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Externa.....	154
Figura 4.143.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Externa.....	155
Figura 4.144.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	155
Figura 4.145.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	156

Figura 4.146.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	156
Figura 4.147.	Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el sistema.....	157
Figura 4.148.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Interna.....	157
Figura 4.149.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Interna.....	158
Figura 4.150.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Interna.....	158
Figura 4.151.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Interna.....	159
Figura 4.152.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Interna.....	159
Figura 4.153.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	160
Figura 4.154.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	160
Figura 4.155.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	161
Figura 4.156.	Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en el sistema.....	161
Figura 4.157.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Interna.....	162
Figura 4.158.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Interna.....	162
Figura 4.159.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Interna.....	163
Figura 4.160.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Interna.....	163
Figura 4.161.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Interna.....	164
Figura 4.162.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	164
Figura 4.163.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	165
Figura 4.164.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	165
Figura 4.165.	Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en el sistema.....	166
Figura 4.166.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Interna.....	166
Figura 4.167.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Interna.....	167
Figura 4.168.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Interna.....	167
Figura 4.169.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Interna.....	168
Figura 4.170.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Interna.....	168

Figura 4.171.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	169
Figura 4.172.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	169
Figura 4.173.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	170
Figura 4.174.	Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en el sistema.....	170
Figura 5.1.	Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.....	175
Figura 5.2.	Modelos de Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial para el medidor de energía.....	176
Figura 5.3.	Transformación ideal para validar los Transformadores de instrumentos.....	176
Figura 5.4.	Modulo para digitalizar la señal obteniendo magnitud y ángulos de la Corriente y el Voltaje.....	177
Figura 5.5.	Obtención de la magnitud real y valor RMS.....	177
Figura 5.6.	Obtención de Potencia Activa (P), Reactiva (Q), Aparente (S) y Factor de Potencia (FP) de cada fase.....	178
Figura 5.7.	Obtención de las Potencias Trifásicas P, Q y S.....	178
Figura 5.8.	Calculo del Factor de Potencia Trifásico.....	179
Figura 5.9.	Calculo de kWh y kVARh.....	179
Figura 5.10.	Calculo de Voltajes y Corrientes por Fase.....	180
Figura 5.11.	Oscilograma de Voltajes y Corrientes primarias con carga nominal.....	180
Figura 5.12.	Oscilograma de Voltajes Secundarios del Transformador de Potencial modelado.....	181
Figura 5.13.	Oscilograma de Corrientes Secundarias del Transformador de Corriente modelado.....	181
Figura 5.14.	Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Voltaje de la Fase A.....	182
Figura 5.15.	Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Corriente de la Fase A.....	182
Figura 5.16.	Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de la Fase A.....	183
Figura 5.17.	Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásica.....	183
Figura 5.18.	Oscilograma de la señal del Factor de Potencia Trifásica.....	184
Figura 5.19.	Oscilograma de la señal de los kWh.....	184
Figura 5.20.	Oscilograma de la señal de los kVARh.....	185
Figura 5.21.	Oscilograma de la señal de Voltaje RMS Fase A.....	185
Figura 5.22.	Oscilograma de la señal de Corriente RMS Fase A.....	186
Figura 5.23.	Parámetros obtenidos en Medidor con Transformadores de Instrumentos.....	186
Figura 5.24.	Parámetros obtenidos en Medidor Ideal.....	187
Figura 6.1.	Aplicación de la Bobina Rogowski en Protección en Sistema Eléctrico.....	189
Figura 6.2.	Esquema General del Modelo.....	190
Figura 6.3.	Bobinas Rogowski por cada subsistema, una por cada Fase.....	191
Figura 6.4.	Cálculos de las Corrientes de Operación.....	192

Figura 6.5.	Lógica del relevador estático diferencial de barra.....	192
Figura 6.6.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 1 con carga nominal.....	193
Figura 6.7.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 2 con carga nominal.....	193
Figura 6.8.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 3 con carga nominal.....	194
Figura 6.9.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con Carga nominal.....	194
Figura 6.10.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con carga nominal.....	195
Figura 6.11.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con carga nominal.....	195
Figura 6.12.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con carga nominal.....	196
Figura 6.13.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con Carga nominal.....	196
Figura 6.14.	Oscilograma de la corriente de Operación sin falla en el sistema con Carga Nominal.....	197
Figura 6.15.	Oscilograma de la corriente de Restricción sin falla en el sistema con Carga Nominal.....	197
Figura 6.16.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción sin falla en el sistema con carga nominal.....	198
Figura 6.17.	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	198
Figura 6.18.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.....	199
Figura 6.19.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.....	199
Figura 6.20.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.....	200
Figura 6.21.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.....	200
Figura 6.22.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.....	201
Figura 6.23.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.....	201
Figura 6.24.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.....	202
Figura 6.25.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.....	202
Figura 6.26.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Externa.....	203
Figura 6.27.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Externa.....	203
Figura 6.28.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Externa.....	204
Figura 6.29.	Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el Sistema.....	204

Figura 6.30.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.....	205
Figura 6.31.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.....	205
Figura 6.32.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.....	206
Figura 6.33.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.....	206
Figura 6.34.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.....	207
Figura 6.35.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.....	207
Figura 6.36.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.....	208
Figura 6.37.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.....	208
Figura 6.38.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Externa.....	209
Figura 6.39.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Externa.....	209
Figura 6.40.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Externa.....	210
Figura 6.41.	Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el Sistema.....	210
Figura 6.42.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.....	211
Figura 6.43.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.....	211
Figura 6.44.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.....	212
Figura 6.45.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.....	212
Figura 6.46.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.....	213
Figura 6.47.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.....	213
Figura 6.48.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.....	214
Figura 6.49.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.....	214
Figura 6.50.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Externa.....	215
Figura 6.51.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Externa.....	215
Figura 6.52.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Externa.....	216
Figura 6.53.	Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el Sistema.....	216

Figura 6.54.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.....	217
Figura 6.55.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.....	217
Figura 6.56.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.....	218
Figura 6.57.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.....	218
Figura 6.58.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.....	219
Figura 6.59.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.....	219
Figura 6.60.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.....	220
Figura 6.61.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.....	220
Figura 6.62.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Interna.....	221
Figura 6.63.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Interna.....	221
Figura 6.64.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Interna.....	222
Figura 6.65.	Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en Barra del Sistema.....	222
Figura 6.66.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.....	223
Figura 6.67.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.....	223
Figura 6.68.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.....	224
Figura 6.69.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.....	224
Figura 6.70.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.....	225
Figura 6.71.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.....	225
Figura 6.72.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.....	226
Figura 6.73.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.....	226
Figura 6.74.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Interna.....	227
Figura 6.75.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Interna.....	227
Figura 6.76.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Interna.....	228
Figura 6.77.	Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en Barra del Sistema...	228

Figura 6.78.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.....	229
Figura 6.79.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.....	229
Figura 6.80.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.....	230
Figura 6.81.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.....	230
Figura 6.82.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.....	231
Figura 6.83.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.....	231
Figura 6.84.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.....	232
Figura 6.85.	Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.....	232
Figura 6.86.	Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Interna.....	233
Figura 6.87.	Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Interna.....	233
Figura 6.88.	Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Interna.....	234
Figura 6.89.	Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en Barra del Sistema..	234
Figura 6.90.	Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.....	235
Figura 6.91.	Bobinas Rogowski por cada subsistema, una por cada Fase.....	236
Figura 6.92.	Resistencia de Alta Impedancia y circuitos de acondicionamiento de la señal por cada fase.....	236
Figura 6.93.	Procesamiento Digital de las señales y Lógica de comparación del Relevador.....	237
Figura 6.94.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado del suministro con carga nominal.....	237
Figura 6.95.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 1 con carga nominal.....	238
Figura 6.96.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 2 con carga nominal.....	238
Figura 6.97.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 3 con carga nominal.....	239
Figura 6.98.	Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 4 con carga nominal.....	239
Figura 6.99.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	240
Figura 6.100.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	240
Figura 6.101.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.....	241
Figura 6.102.	Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.....	241

Figura 6.103.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Externa.....	242
Figura 6.104.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Externa.....	242
Figura 6.105.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Externa.....	243
Figura 6.106.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Externa.....	243
Figura 6.107.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Externa.....	244
Figura 6.108.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	244
Figura 6.109.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	245
Figura 6.110.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.....	245
Figura 6.111.	Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el sistema.....	246
Figura 6.112.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Externa.....	246
Figura 6.113.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Externa.....	247
Figura 6.114.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Externa.....	247
Figura 6.115.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Externa.....	248
Figura 6.116.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Externa.....	248
Figura 6.117.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	249
Figura 6.118.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	249
Figura 6.119.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.....	250
Figura 6.120.	Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el sistema.....	250
Figura 6.121.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Externa.....	251
Figura 6.122.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Externa.....	251
Figura 6.123.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Externa.....	252
Figura 6.124.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Externa.....	252
Figura 6.125.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Externa.....	253
Figura 6.126.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	253

Figura 6.127.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	251
Figura 6.128.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.....	251
Figura 6.129.	Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el sistema.....	255
Figura 6.130.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Interna.....	255
Figura 6.131.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Interna.....	256
Figura 6.132.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Interna.....	256
Figura 6.133.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Interna.....	257
Figura 6.134.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Interna.....	257
Figura 6.135.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	258
Figura 6.136.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	258
Figura 6.137.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.....	259
Figura 6.138.	Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en el sistema.....	259
Figura 6.139.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Interna.....	260
Figura 6.140.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Interna.....	260
Figura 6.141.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Interna.....	261
Figura 6.142.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Interna.....	261
Figura 6.143.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Interna.....	262
Figura 6.144.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	262
Figura 6.145.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	263
Figura 6.146.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.....	263
Figura 6.147.	Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en el sistema.....	264
Figura 6.148.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Interna.....	264
Figura 6.149.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Interna.....	265
Figura 6.150.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Interna.....	265

Figura 6.151.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Interna.....	266
Figura 6.152.	Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Interna.....	266
Figura 6.153.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	267
Figura 6.154.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	267
Figura 6.155.	Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.....	268
Figura 6.156.	Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en el sistema.....	268
Figura 7.1.	Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.....	270
Figura 7.2.	Modelos de Bobina Rogowski y Transformadores de Potencial para el medidor de energía.....	271
Figura 7.3.	Transformación ideal para validar los Transformadores de instrumentos.....	271
Figura 7.4.	Modulo para digitalizar la señal obteniendo magnitud y ángulos de la Corriente y el Voltaje.....	272
Figura 7.5.	Obtención de la magnitud real y valor RMS.....	272
Figura 7.6.	Obtención de Potencia Activa (P), Reactiva (Q), Aparente (S) y Factor de Potencia (FP) de cada fase.....	273
Figura 7.7.	Obtención de las Potencias Trifásicas P, Q y S.....	273
Figura 7.8.	Calculo del Factor de Potencia Trifásico.....	274
Figura 7.9.	Calculo de kWh y kVARh.....	274
Figura 7.10.	Calculo de Voltajes y Corrientes por Fase.....	275
Figura 7.11.	Oscilograma de Voltajes y Corrientes primarias con carga nominal.....	275
Figura 7.12.	Oscilograma de Voltajes Secundarios del Transformador de Potencial modelado.....	276
Figura 7.13.	Oscilograma de Corrientes Secundarias referidas en Voltaje de la Bobina Rogowski modelada.....	276
Figura 7.14.	Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Voltaje de la Fase A.....	277
Figura 5.15.	Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Corriente de la Fase A.....	277
Figura 7.16.	Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de la Fase A.....	278
Figura 7.17.	Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásica.....	278
Figura 7.18.	Oscilograma de la señal del Factor de Potencia Trifásica.....	279
Figura 7.19.	Oscilograma de la señal de los kWh.....	279
Figura 7.20.	Oscilograma de la señal de los kVARh.....	280
Figura 5.21.	Oscilograma de la señal de Voltaje RMS Fase A.....	280
Figura 7.22.	Oscilograma de la señal de Corriente RMS Fase A.....	281
Figura 7.23.	Parámetros obtenidos en Medidor con Transformadores de Instrumentos.....	281
Figura 7.24.	Parámetros obtenidos en Medidor Ideal.....	282

Lista de Tablas

Capítulo 1	Protocolo de Investigación	<i>Página</i>
Tabla 1.1.	Clase de Precisión Normales de los Transformadores de corriente de medición.....	12
Tabla 1.2.	Clase de Precisión Especiales de los Transformadores de corriente de medición.	13
Tabla 1.3.	Clase de Precisión Especiales de los Transformadores de corriente de protección.....	13
Capítulo 2	Marco Teórico	
Tabla 2.1.	Límites de errores de corriente y de fase para medir sensores de corriente de baja potencia (clases de 0.1 a 3)	44
Tabla 2.2.	Límites de errores de corriente y de fase para medir sensores de corriente de baja potencia para aplicaciones especiales.....	44
Tabla 2.3.	Límites de error.....	45
Capítulo 2	Validación del Modelo Transformador de Corriente y la Bobina Rogowski	
Tabla 3.1.	Valores de prueba curva de excitación.....	49
Tabla 3.2.	Error de relación de corriente en Transformador de Corriente de Prueba (CT Analyzer)	51
Tabla 3.3.	Desplazamiento de fase en Transformador de corriente de prueba (CT Analyzer)	51
Tabla 3.4.	Parámetros de prueba del Transformador de Corriente.....	53
Tabla 3.5.	Valores para curva de excitación corriente y flujo de magnetización	58
Tabla 3.6.	Valores de resistencias y capacitores para los amplificadores operacionales.....	68
Tabla 3.7.	Parámetros de prueba de la Bobina Rogowski.....	71

Capítulo

1

Protocolo de Investigación

En el presente capítulo se expone el protocolo de investigación, que da margen al desarrollo del tema de tesis en el cual se trabajó a lo largo del programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica.

1.1. ANTECEDENTES

El sistema eléctrico de potencia se caracteriza por ser el sistema más grande creado por el ser humano. Pero se deben tomar en cuenta las precauciones para asegurar que el equipo opere eficientemente, y que no se presenten disturbios que den como hecho la pérdida de la estabilidad y con ello un colapso en el sistema.

Para este tipo de eventos se toma en cuenta el equipo de protección que, en pocas palabras, ayuda a monitorear el sistema para que cuando ocurra alguna contingencia se tengan mecanismos que ayuden a disipar la falla.

En las protecciones eléctricas el principal equipo es el relevador, pero también se involucran equipos como: transformadores de instrumentos e interruptores principales.

Los transformadores de instrumentos ayudan al relevador a ver los parámetros del sistema para que cuando exista una falla el relevador tome decisiones, para abrir o no, los interruptores principales. Los transformadores de instrumentos se utilizan en el área de protección y medición. De acuerdo a la variable a medir, ya sea voltaje o corriente, los transformadores se clasifican en: transformadores de corriente y transformadores de tensión.

Debido a que el sistema eléctrico de potencia no se puede estudiar en campo por el peligro que conlleva. Se realizan simulaciones en software de computadora para modelar los equipos que se tengan en el sistema eléctrico de potencia. Por lo anterior, en este trabajo se realizan los modelados de los diferentes transformadores de instrumentos para protección y medición del sistema eléctrico de potencia.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Modelar los transformadores de instrumentos lo más cercano a la realidad para el estudio de los errores propensos durante una variedad de condiciones.

Una situación de particular interés son las corrientes y voltajes que entran a los transformadores de instrumentos, ya que pueden traer variaciones anormales que proporcionara el análisis del nivel de rendimiento de los transformadores.

El impacto de una selección incorrecta de los transformadores de instrumentos puede generar mediciones erróneas y disparos incorrectos en esquemas de protección.

Asegurar que al seleccionar los transformadores de instrumentos cumplan la normatividad vigente para aplicaciones específicas de medición y protección.

1.3. HIPÓTESIS

Obtener los modelos de los transformadores de instrumentos en base a la evaluación de su desempeño bajo condiciones normales y de falla, así como evaluar los errores producidos por los mismos.

1.4. OBJETIVO GENERAL

Con el desarrollo de esta investigación se pretende modelar dos transformadores de instrumentos:

- Transformador de Corriente.
- Bobina Rogowski.

Donde se analizaron cada uno de los modelos bajo condiciones normales y de falla en el sistema eléctrico de potencia que pueden afectar a las mediciones de tensión y corriente en los equipos de medición y protección bajo condiciones indeseables en la detección de fallas y en los esquemas de medición.

1.4.1. Objetivo Especifico

1. Establecer e implementar el modelo matemático del transformador de corriente.

2. Establecer e implementar el modelo matemático de la Bobina Rogowski.
3. Análisis del comportamiento de los relevadores de protección con el transformador de corriente en condiciones normales y de falla.
4. Análisis del comportamiento de los relevadores de protección con la Bobina Rogowski en condiciones normales y de falla.
5. Análisis del comportamiento en medición con el transformador de corriente en condiciones de baja corriente.
6. Análisis del comportamiento en medición con la Bobina Rogowski en condiciones de baja corriente.
7. Análisis de resultados de los transformadores de corriente en protección y medición.
8. Análisis de resultados de la Bobina Rogowski en protección y medición.

1.5. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo pretende hacer el desarrollo e implementación de modelos matemáticos que modelen un transformador de instrumento real y se evalué bajo condiciones normales y falla, y también evaluar el comportamiento de los esquemas de protección y medición en el sistema eléctrico de potencia.

Se pretende que con los resultados obtenidos se tenga una buena selección de los transformadores de instrumentos de corriente de acuerdo a las necesidades de las aplicaciones.

Los resultados de este trabajo ayudarán a verificar que las recomendaciones de las normas mexicanas e internacionales para que la selección de este tipo de equipo sea la adecuada.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES

Alcances:

- Ampliar el tema de investigación dentro de esta área será un paso importante ya que servirá como referencia para futuros estudios de selección de los transformadores de instrumentos.
- La limitación de realizar pruebas físicas en el sistema eléctrico es compensada con la aplicación de simulaciones en el software, aportando mayor información sobre los transformadores de instrumentos.
- Se pueden hacer estudios posdisturbio en la que se vean afectados los esquemas de protección por una respuesta inadecuada en los transformadores de instrumentos

Limitaciones:

- Poder evaluar los sistemas modelados ya que se tendría que esperar a una falla real en el sistema modelado para comprobar los resultados de la simulación con lo real.

1.7.MARCO TEÓRICO [1].

En los sistemas eléctricos de potencia de medición de corriente alterna es una de las cosas más comunes, no solo por la medición misma, sino porque se requiere para determinar otros parámetros de los circuitos eléctricos ya que las señales de corriente se requieren para:

- Instrumentos indicadores y registradores.
- Medición de potencia y energía eléctrica.
- Alimentación de relevadores de protección.
- medición de corriente para control de proceso.

Cuando las corrientes por medir son relativamente pequeñas, la medición se puede hacer en forma directa, en cambio si las corrientes son grandes, se debe tener una réplica de las corrientes que se tienen en el circuito primario por medio del uso de transformadores de corriente que son dispositivos que están diseñados para operar en su primario con las corrientes nominales del circuito. De esta manera los transformadores de instrumentos son usados para:

- Proteger al personal y los aparatos de altas corrientes.
- Permitir el uso de niveles de aislamientos razonables y capacidades de conducción de corriente en relevadores a una base común.

Los transformadores de instrumentos y relevadores están estandarizados a 5 Amperes y/o 120 Volts, 60 ciclos. La dirección del flujo de corriente en los devanados del transformador no es importante cuando los relevadores operan sobre magnitud de corriente y voltaje, sin embargo; donde el relevador compara la suma o diferencia de dos corrientes, o las interacciones de varias corrientes, es necesario conocer la polaridad del transformador. [2]

En equipos de medición y protección no puede soportar elevadas corrientes, ya que su construcción sería muy costosa y es conveniente evitar elevadas corrientes en dispositivos que están en constante manipulación de las personas.

Son estas las principales razones para la utilización de los transformadores de medición y protección, que originan señales de tensión y corriente con un valor proporcional muy pequeño al valor nominal.

Los transformadores de instrumentos de corriente para medición y protección se utilizan dos tipos:

- Transformadores de corriente
- Bobinas de Rogowski

1.7.1. Transformador de instrumentos.

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente primaria. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

1.7.1.1.Transformador de corriente [3].

El primario del transformador, que consta de muy pocas espiras, se conectan en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los equipos de medición y protección que se requieran ser alimentados.

Las espiras del arrollamiento primario suelen ser una o varias, las cuales se pueden a su vez dividir en dos partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación, y atraviesan el núcleo magnético, cuya forma suele ser cerrada tipo toroide o puede tener un cierto entrehierro, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión. Este arrollamiento es el que se encarga de alimentar los circuitos de intensidad de uno o varios aparatos de medida conectados en serie.

Se puede dar también la existencia de varios arrollamientos secundarios en un mismo transformador, cada uno sobre su circuito magnético, uno para medida y otro para protección. De esta forma no existe influencia de un secundario sobre otro.

Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales de cables o transformadores de potencia y de distancia se conecten a transformadores de corriente independientes.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección, mixtos o combinados.

Transformador de medición. Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección. Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los relés de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relés, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

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

Transformadores combinados. Son aparatos que bajo una misma cubierta albergan un transformador de corriente y otro de tensión.

Se utilizan en estaciones de intemperie fundamentalmente para reducir espacios.

SECCIONES

- | | |
|--|--|
| 1.Sistema de volumen de compensación de aceite | 8. Bushing capacitivo o Aisladores capacitivos |
| 2.Indicador nivel de Aceite | 9. Conexión a tierra reforzado |
| 3. Terminal Primaria | 10.Válvula de muestreo de aceite |
| 4. Núcleo y devanados secundarios | 11. Tap delta tangente |
| 5. Bobina primaria. | 12.Terminal de tierra |
| 6.Conductores secundarios | 13.Caja de bornes del secundario |
| 7. Aislante (porcelana o caucho de silicona) | |

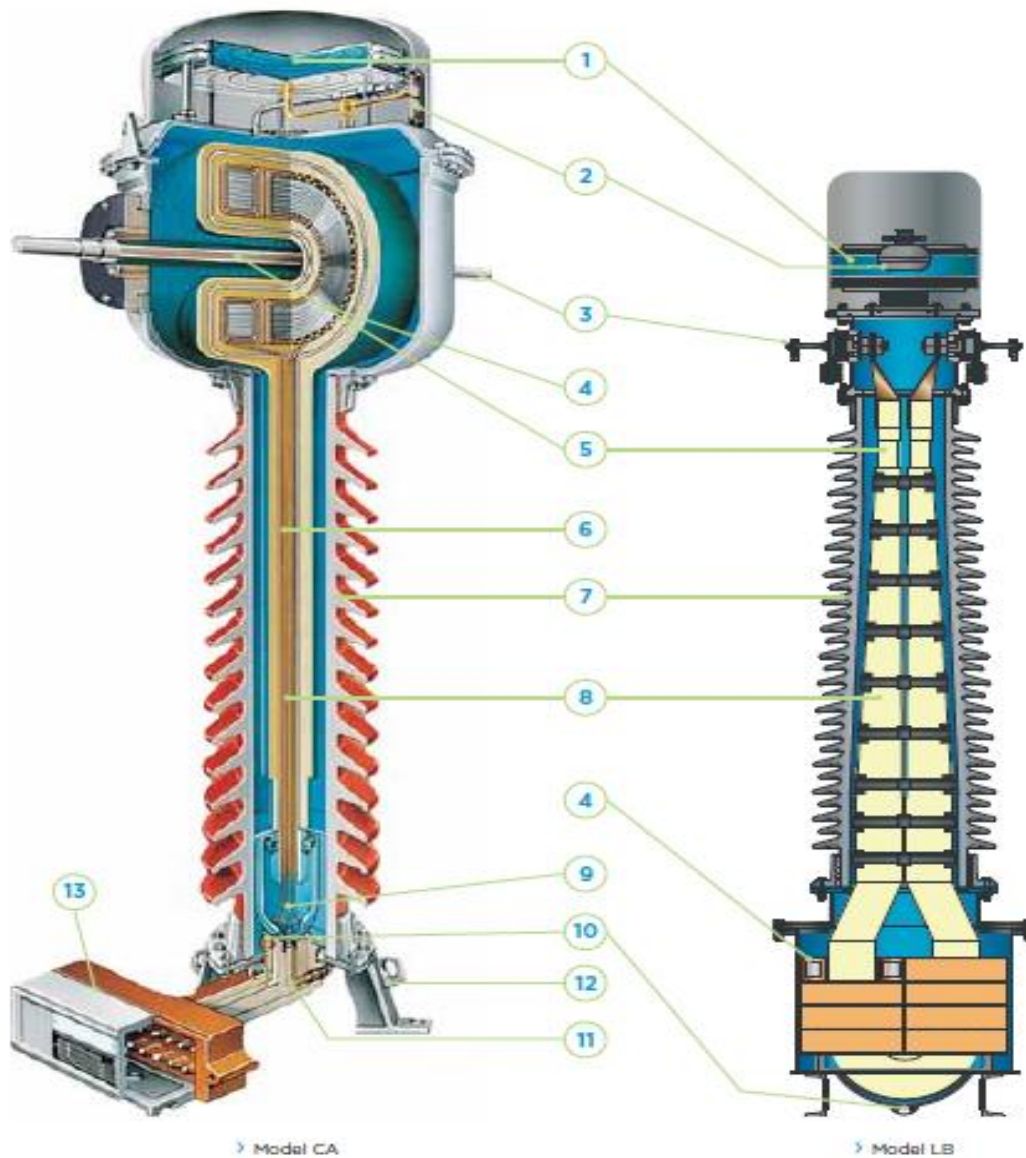


Figura 1.1. Catálogo de productos Artech Transformadores de corriente [4].

1.7.1.2. Bobina Rogowski. [5] [6]

La Bobina de Rogowski es un arrollamiento helicoidal flexible con hilo de retorno axial. Su funcionamiento es equivalente al de un transformador convencional, pero con núcleo no magnético. Su sensibilidad a la inducción magnética es, por lo tanto, mucho menor. Esto se soluciona elevando el número de espiras utilizado en el secundario.

Aunque este método es conocido desde principios del siglo XX no ha tenido aplicación en sistemas eléctricos de medida debido principalmente a su alta impedancia de salida lo que lo hace susceptible al ruido, proporcionando una escasa potencia de salida. Además, para dar una réplica de la corriente primaria es necesario un integrador. Sin embargo, la bobina Rogowski presenta la ventaja de ser enteramente lineal ya que no existe material magnético que saturar. Los problemas de ruido pueden ser corregidos mediante apantallamientos electromagnéticos adecuados. La Bobina puede ser de tamaño reducido y tiene poco peso.

Debido a los avances en la electrónica, se ha podido implementar la Bobina de Rogowski en el área de sistemas eléctricos, tanto en el área de protección como medición. En el área de protección se basa básicamente en relevadores. Pero en el área de medición se utiliza en las máquinas rotatorias para la medición de corrientes inducidas del magnetismo residual en las flechas de los rotores que proporciona desgastes en chumaceras e incluso en la flecha. Ya que el anillo de Rogowski puede cubrir la flecha la máquina y poder medir altas corrientes.

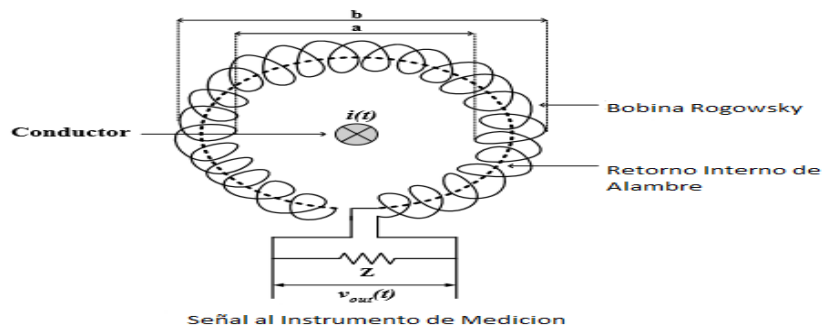


Figura 1.2. Anillos de Rogowski flexible.

1.7.2. Errores en los transformadores de instrumentos.

1.7.2.1. Transformadores de corriente. [7]

Los transformadores de corriente, tanto de medición como de protección, se construyen con núcleos de chapa magnética de gran permeabilidad. Cabe diferenciar que cuando un núcleo va destinado para un transformador de medida se utiliza una chapa de rápida saturación, mientras que, si va destinado para protección, la chapa a utilizar será de saturación débil o lenta. En la figura 1.3 se encuentran las curvas de imantación:

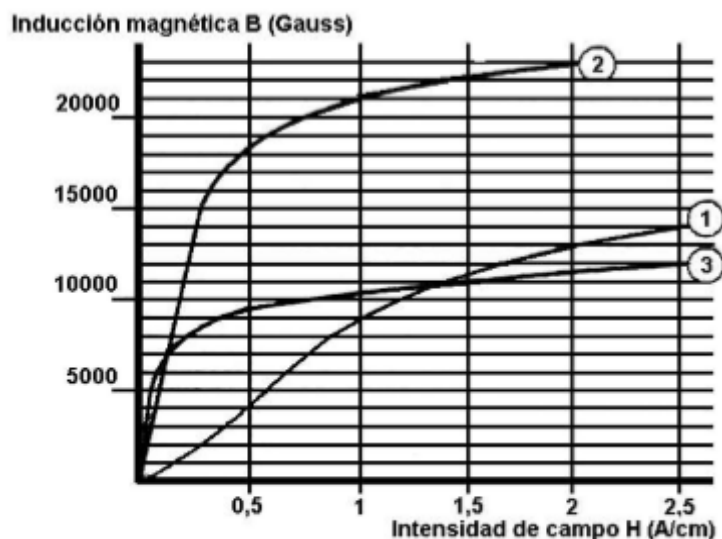


Figura 1.3. Características de curvas de magnetización en transformadores de corriente.

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

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

Con estos razonamientos en la elección del tipo de chapa para los núcleos se puede comprender que se instalen núcleos separados cuando se desea tener en un mismo transformador un devanado secundario para medida y otro para protección.

Los transformadores de corriente para medida son aquellos especialmente concebidos para alimentar equipos de medida, siendo una de sus características fundamentales el hecho de que deben ser exactos en las condiciones normales de servicio. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. La norma IEC especifica que la clase o precisión debe mantenerse siempre y cuando la corriente que circula por el arrollamiento primario se encuentre por debajo del 120 % de la corriente primaria nominal debiendo también mantenerse dicha precisión cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 100 % de la carga nominal. Los grados de precisión se dividen en dos grupos: clases de precisión normales y clases de precisión especiales. Los transformadores de clase de precisión especial son los que se utilizan para aquellos equipos de medida que garantizan su exactitud entre el 20 y el 120 % de la corriente nominal del secundario del transformador. El valor de corriente del secundario de estos transformadores es de 5 A.

Ambas clases de precisión quedan reflejadas en las tablas siguientes:

Tabla 1.1. Clase de Precisión Normales de los Transformadores de corriente de medición.

Clase de precisión	Error de relación ($\pm \epsilon_i$) en % para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.				Error de fase ($\pm \delta_i$) en minutos para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.			
	5	20	100	120	5	20	100	120
	0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1	3	1,5	0,1	0,1	180	90	60	60

Tabla 1.2. Clase de Precisión Especiales de los Transformadores de corriente de medición.

Clases de Precisión Especiales de los Transformadores de Corriente de Medida de Gama Extendida. ($I_2n = 5 A$)										
Clase de precisión	Error de relación ($\pm \varepsilon_i$) en % para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.					Error de fase ($\pm \delta_i$) en minutos para los valores de la corriente en % de la corriente nominal.				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0,2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30

Los transformadores de corriente para protección son los destinados a alimentar relés de protección, por lo que deben garantizar una precisión suficiente para corrientes primarias que sean varias veces superiores a la corriente primaria nominal (Tabla 1.3).

Para estos transformadores ya no se considera el mismo error que representa la clase de precisión en los transformadores de medida, sino que se considera el error compuesto, el cual se define como el valor eficaz de la diferencia integrada en un periodo entre los valores instantáneos de la corriente primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la corriente secundaria real.

Tabla 1.3. Clase de Precisión Especiales de los Transformadores de corriente de protección.

Clases de Precisión Normales de los Transformadores de Corriente de Protección.			
Clase de precisión.	Error de relación ($\pm \varepsilon_i$) en % para la corriente nominal.	Error de fase ($\pm \delta_i$) en minutos para la corriente nominal.	Error compuesto en % para la corriente límite de precisión.
5 P	± 1	± 60	5
10 P	± 3	—	10

1.7.2.2. Bobinas Rogowski. [8]

Ya que este tipo de transformador no tiene un núcleo (núcleo de aire), no tiene problemas de saturación.

Pero conlleva a pequeños errores generados con la densidad de flujo que no es uniforme por ser una bobina flexible. Esto es un problema en la unión de la Bobina flexible. Los problemas de la falta de uniformidad o solapamientos, por lo tanto, se convierte en una notable presencia de fuertes campos magnéticos externos.

Algunos fabricantes tienden a construir Bobinas rígidas para quitar este tipo de error.

1.7.3. Circuitos equivalentes de los transformadores de instrumentos.

1.7.3.1. Transformador de corriente. [9]

En el transformador de corriente, su principio de funcionamiento puede ser obtenido a través del modelo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y conexión dentro del sistema (Figura 1.4).

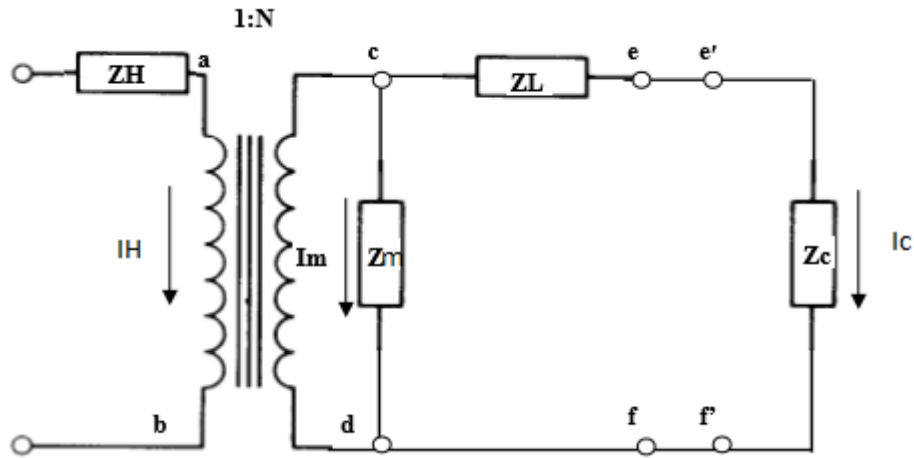


Figura 1.4. Circuito equivalente de un transformador de corriente.

Donde:

Z_H = Impedancia propia del devanado de alta tensión.

Z_L = Impedancia propia del devanado de baja tensión.

Z_m = Impedancia de magnetización del transformador.

Z_c = Impedancia de carga en el secundario.

I_H = Corriente primaria.

I_c = Corriente que alimenta a la carga.

I_m = Corriente de magnetización del transformador.

1:N = Relación de transformación "RTC".

El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador y muchas veces en esta misma, por lo que la corriente primaria I_H es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_H es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

La impedancia de carga Z_c es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el transformador de corriente debe alimentar, ésta tendrá siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de corriente y no sacar al transformador de corriente de sus características de diseño.

1.7.3.2. Bobina Rogowski. [9]

Las bobinas de Rogowski son de núcleo de aire (núcleo no magnético). La ausencia de núcleo hace que sean más ligeras en peso, en comparación con transformador de corriente que está teniendo núcleo de hierro. La Bobina de Rogowski se coloca alrededor del conductor cuya corriente será detectada.

El diagrama del circuito de la bobina Rogowski es como se muestra en la figura 1.5.

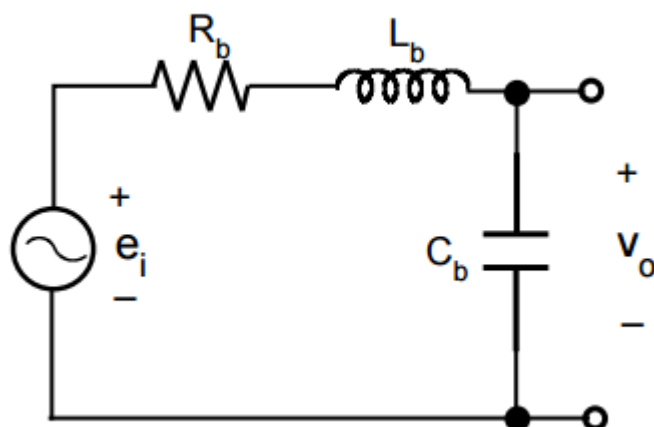


Figura 1.5. Circuito equivalente de una Bobina Rogowski.

Donde:

R_b , L_b = devanado secundario resistencia y inductancia

C_b = capacitancia parásita (para relés de protección se puede despreciar)

V_o = voltaje de salida para conectar carga.

e_i = alimentación.

1.7.4. Transformadores de instrumentos no convencionales. [10]

El aumento de tensión en el transporte de energía hace que los niveles de aislamiento, seguridad y características mecánicas sean cada vez más exigentes. Todo esto ha conducido a la búsqueda de nuevos modelos de transformadores de instrumentos que den una respuesta adecuada a los problemas planteados. A diferencia de los transformadores convencionales, estos aparatos se basan generalmente en efectos ópticos de muy baja potencia para medir la corriente y la tensión, y llevan una electrónica encargada de transformar esas medidas en datos digitales (normalmente). Debido al avance en el desarrollo de los microprocesadores, hoy en día casi todos los equipos de medida y protección son digitales, por ello se pueden enviar los datos de las medidas de una red eléctrica (corriente y tensión), mediante un determinado protocolo de comunicaciones.

Estos transformadores. tienen la ventaja principal del aislamiento entre la Alta Tensión y tierra, pues tan solo es necesario una fibra óptica por el interior de un aislador (normalmente se usan aisladores sintéticos), por donde viaja la información de la señal medida en la Alta Tensión. Después, una electrónica situada en la caseta de relés prepara toda la información para enviarla a los equipos de medición y protección. También en algunos casos. existe una electrónica en la Alta Tensión que transforma la señal medida en datos digitales para que sean transmitidos por la fibra óptica hasta la electrónica situada en la caseta de relés. Los transformadores electrónicos tienen un tamaño mucho menor que los convencionales. A continuación, se presentan las principales alternativas tecnológicas que se están utilizando en los nuevos transformadores de instrumentos no convencionales.

1.7.5. Transformadores de corriente ópticos. [10]

Los transformadores de corriente ópticos (Figura 1.6) están logrando mayor aceptación y uso en subestaciones de alta tensión debido a su precisión superior, ancho de banda, rango dinámico y el aislamiento. Los Transformadores ópticos se han elevado a un nivel de rendimiento superior a los dispositivos magnéticos convencionales. Un área específica donde los transformadores de corriente ópticos superan a los transformadores de núcleo de hierro convencionales es la medición de corrientes muy elevadas que se producen

durante un fallo en el sistema de potencia. Los transformadores de medida convencionales utilizan una relación de transformación en la corriente a un nivel de corriente más manejable para dispositivos secundarios como medidores y relés. Esta señal puede distorsionarse debido a la saturación del núcleo magnético. En un transformador óptico no existe tal mecanismo de saturación.

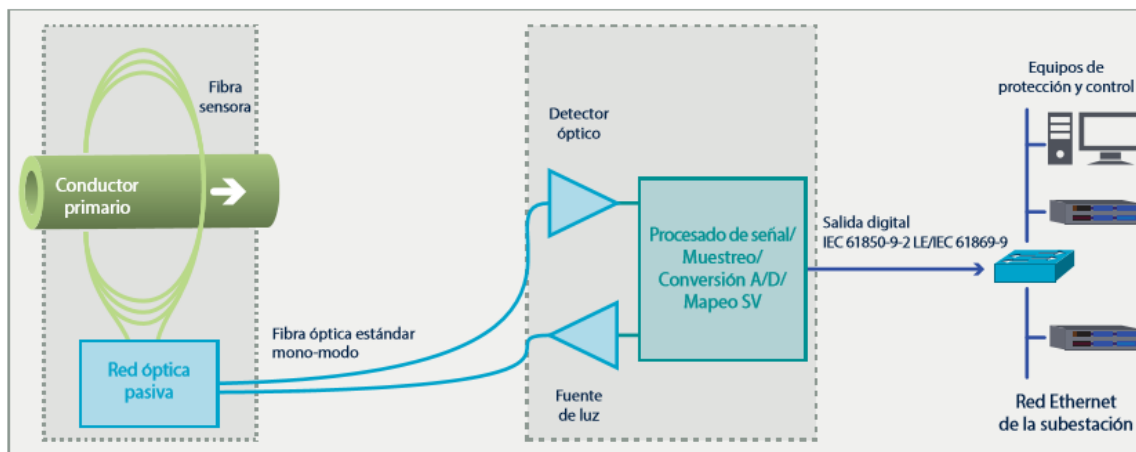


Figura 1.6. Catálogo de productos Artech Diagrama de bloques del transformador de corriente óptico.

Capítulo

2

Marco Teórico

En este capítulo se presenta el marco teórico general del proyecto de tesis. En el cual se recopiló información de fuentes asociadas al ramo eléctrico, y avalado por importantes instituciones eléctricas internacionales.

Siendo el principal tema de discusión el modelado de transformadores de instrumentos para protección y medición, se integran las principales características para obtener las condiciones necesarias para poder implementarse.

2.1. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.

Tanto los instrumentos de protección como los de medición son imprescindibles en las instalaciones eléctricas, lo primero para protegerlas de averías y lo segundo, para conocer el comportamiento de los parámetros eléctricos.

Ambos, los instrumentos de protección y medición, son construidos de forma dedicada, tamaño reducido y alta precisión.

Las magnitudes de los parámetros eléctricos que están presentes en un sistema Eléctrico de Potencia suelen ser muy elevadas, por lo que se necesita de dispositivos que la disminuya.

2.1.1. Transformadores de corriente.

Como los valores de corriente existentes en un Sistema Eléctrico de Potencia son demasiados grandes, su medida no se puede formar directa. Es por esto que se usan los transformadores de corriente que reproducen una imagen proporcional de la magnitud eléctrica del sistema de potencia y además sirven para aislar los circuitos secundarios (protección y medición) de las altas tensiones de los circuitos primarios, suministrado a los equipos mencionados valores apropiados de corriente (generalmente de 1A a 5A). El comportamiento de los Transformadores de Corriente durante y después de una falla es crítico en la protección del sistema eléctrico puesto que los errores de las señales del Transformador pueden causar mala operación de los relevadores de protección. Además, factores tales como los periodos de saturación y de transitorios deben ser tomadas en cuenta para la adecuada selección de los equipos [11].

Los transformadores de Corriente están diseñados para operar en amplios rangos de corriente (incluyendo valores de cortocircuito) sin llegar a saturarse y consecuentemente entregar lecturas erróneas a los relevadores y a los equipos de medición. Por consiguiente, la adecuada selección de estos equipos es de vital importancia para mantener activas y selectivas las protecciones del sistema de potencia, así como los equipos de medición.

Existen dos estándares mundiales para caracterizar un Transformador de corriente: las pautas americanas compiladas bajo las normas ANSI y sus similares europeas recopilando bajo normas IEC.

Los transformadores de corriente son de principio transformadores de tensión elevadores diseñados con el fin de satisfacer el requerimiento de entregar una corriente secundaria proporcional a la primaria dentro de un rango, de tal suerte que se incluya la máxima corriente de cortocircuito del sistema sobre el que se realiza la medición. El devanado primario del Transformador de Corriente se conecta en serie con el circuito de potencia de alta tensión puesto que la impedancia del devanado es despreciable con respecto a la del sistema de potencia que está instalado, aun teniendo en cuenta la carga que se conecta en el secundario. Los Transformadores de Corriente usados para medición son diferentes a los Transformadores de corriente usados para protección, tanto en su clase de precisión como en la carga del secundario. Los Transformadores de Corriente de protección, por lo contrario, deben operar correctamente entre márgenes muy amplios de carga, desde corrientes mínimas hasta valores de la corriente nominal. El circuito equivalente de un Transformador de Corriente se presenta en la figura 2.1 emplea este circuito para el modelo de un transformador saturable.

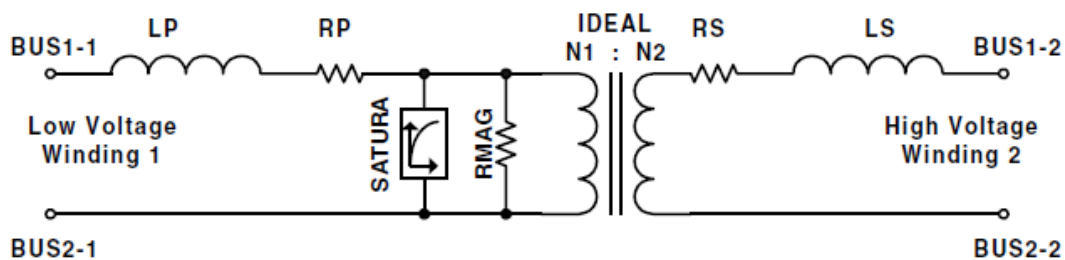


Figura 2.1. Circuito equivalente de un Transformador de Corriente.

2.1.1.1. Comportamiento de los transformadores de Corriente.

El comportamiento de los Transformadores de Corriente, ante el crecimiento de los sistemas de energía, puede verse afectado por:

- a) Corrientes de falla asimétricas con componente decreciente de Corriente Directa.
- b) Magnitudes elevadas de corriente de falla, combinadas con alto burden en secundario del Transformador de corriente.

La salida de corriente del secundario puede ser afectado de manera drástica cuando el Transformador de corriente trabaja en la región no lineal de la característica de excitación [12].

El comportamiento del transformador de corriente puede ser estimado de acuerdo con el concepto área volt-tiempo. El voltaje visto en el secundario del Transformador de corriente está en función de la corriente de falla i_F y el total de burden Z_B , como en la siguiente:

$$v = N \frac{d\Phi}{dt} \quad [V] \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde N es el número de vueltas del secundario y Φ es el flujo del núcleo en webers (Wb). Integrando la Ecuación 1 para determinar la densidad de flujo a través de la sección transversal en el núcleo se tiene:

$$N\Phi = NBA = \int_0^y v dt \quad \text{Ecuación 2}$$

De la expresión anterior, en la figura 2.2 el área bajo la curva de la señal de voltaje representa la densidad de flujo de saturación (B_s).

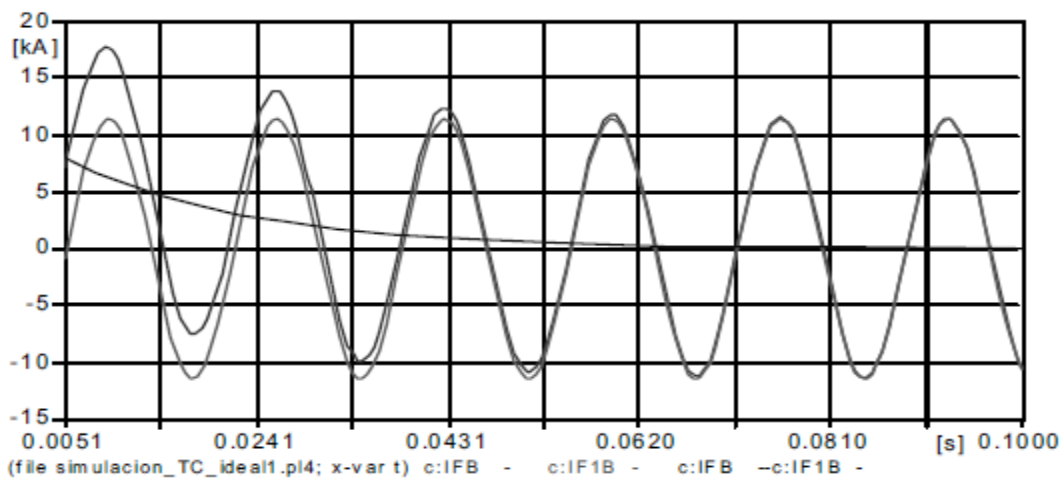


Figura 2.2. Voltaje en burden para corriente de falla asimétrica.

Considerando máxima asimetría del voltaje en la Ecuación 2 podemos establecer que:

$$N\Phi = NB_sA = \int_0^t Z_B i_F (e^{-Rt/L} - \cos \omega t) dt = Z_B i_F \left[\frac{L}{R} (1 - e^{-Rt/L}) - \sin \omega t \right] \text{ Ecuación 3}$$

Donde:

B_s = Densidad [Wb/m^2] de flujo de saturación.

N = Numero de Vueltas del Transformador de corriente.

A =Área [m^2] del núcleo del Transformador de corriente.

i_F =Magnitud de la corriente [A] secundaria de falla.

Z_B =Burden [Ω] en terminales del secundario del Transformador de Corriente.

L/R =Constante de tiempo [s] del circuito primario fallado.

Utilizando el valor máximo de la expresión de la Ecuación 3 tenemos:

$$NB_sA\omega = Z_B i_F \left(\frac{X}{R} + 1 \right) \text{ Ecuacion 4}$$

Considerando que el rango de voltaje en el Transformador de Corriente puede soportar 20 veces su valor a través del burden de acuerdo con la Ecuación 2, podemos establecer que para prevenir la saturación la expresión de la Ecuación 4 quedara como:

$$Z_B \leq \frac{20}{i_F \left(\frac{X}{R} + 1 \right)} \text{ Ecuación 5}$$

2.1.1.2. Errores en los transformadores de Corriente.

Los errores de los Transformadores Corriente resultan de las corrientes de excitación. Con el fin de comprobar si un Transformador de Corriente funciona correctamente es esencial medir o calcular la curva de excitación. La corriente de magnetización de un Transformador de Corriente depende de la sección y longitud del circuito magnético, del número de vueltas en el devanado y de las características magnéticas del material. Así, para un Transformador de Corriente dado, y refiriéndose al circuito equivalente de la figura 2.1, se puede ver que el voltaje de la impedancia de magnetización, es directamente proporcional a la corriente. De esto puede concluirse que, cuando la corriente primaria se incrementa al igual que la corriente

secundaria, llevan al núcleo a un punto donde comienza a saturarse y la corriente de magnetización llega a ser lo suficiente alta para producir un error excesivo.

Cuando se modela el comportamiento de un Transformador de Corriente, la corriente de excitación debe de ser medida a varios valores de voltaje, esto se denomina prueba de inyección secundaria. Usualmente es más conveniente aplicar un voltaje variable al devanado secundario dejando el devanado primario cortocircuitado. La figura 2.3 muestra la curva de excitación del Transformador de Corriente extraída del protocolo de pruebas emitido por el fabricante en donde se aprecia relación típica entre el voltaje secundario y la corriente de excitación determinado en esta forma. Bajo norma IEC el punto de inflexión (E_k) es llamado punto de saturación y se define como el punto en el cual un incremento del 10% en el voltaje de excitación produce un incremento del 50% en la corriente de excitación, puede verse también el valor de la resistencia DC del devanado secundario a 75°C (R_{ct}).

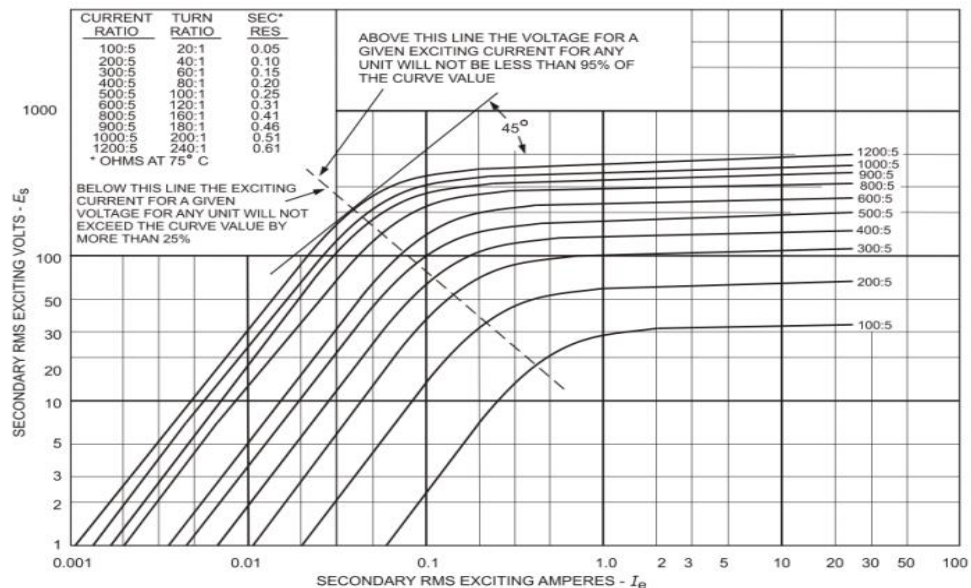


Figura 2.3. Curva de excitación del Transformador de Corriente.

Los Transformadores de Corriente pueden llegar a saturarse (debido al núcleo de permeabilidad finita) por las altas corrientes causadas por las fallas cercanas; para evitar esto, deben garantizarse que bajo condiciones de fallas críticas los Transformadores de Corriente operen en la porción lineal de la curva de magnetización y no sobre la región de saturación.

En todos los casos el secundario del Transformador de Corriente, debe ser capaz de entregar lecturas fieles al relé de protección para que este opere satisfactoriamente.

2.1.1.3 Modelo del Transformador de Corriente.

Los transformadores de Corriente han sido estudiados con profundidad y aun se continúan trabajando en ellos, por la importancia de conocerlos para determinar su correcta utilización como equipos de protección y medición.

Un transformador de corriente se puede modelar como una fuente de corriente constante donde la corriente de relación se inyecta en una impedancia de magnetización en paralelo con las cargas que se muestran en la figura 2.4 [13].

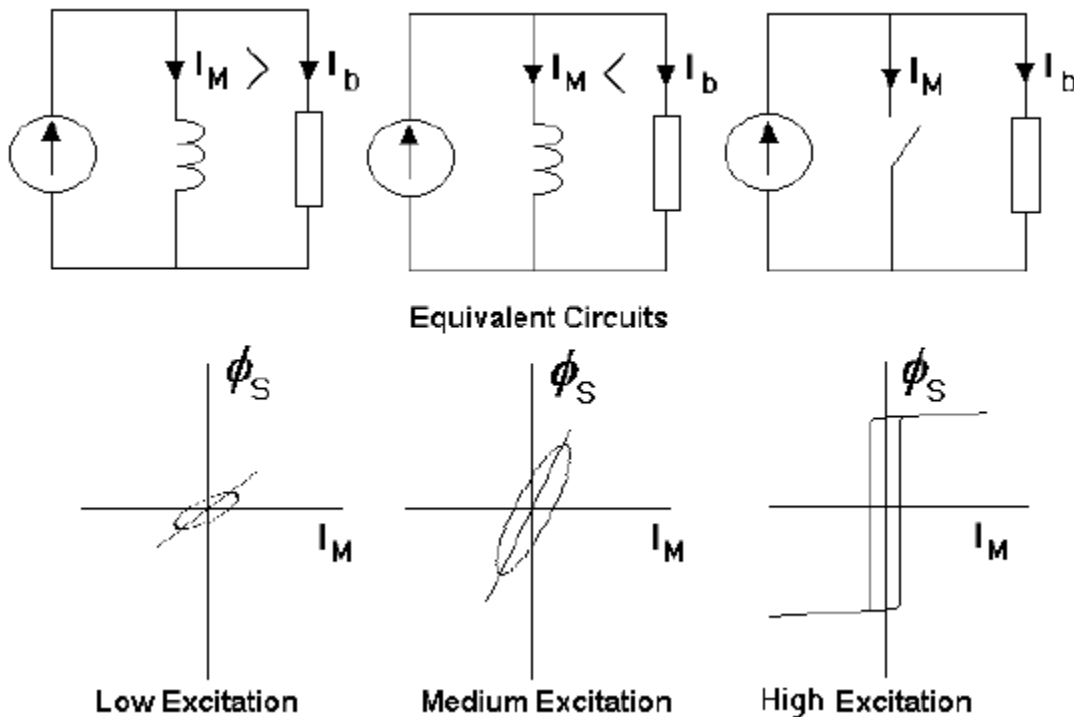


Figura 2.4. Circuito equivalente del Transformador de corriente en varios niveles de excitación.

Usando una reactancia para representar la curva de magnetización de un transformador de corriente, es un concepto visual útil. Sin embargo, la magnetización es un

fenómeno no lineal, por lo tanto, se destinan diferentes valores de reactancia para cada nivel de excitación.

A baja excitación, la $d\Phi/dI$ que representa la inductancia es baja. Esta baja pendiente indica la cantidad desproporcional de corriente de magnetización en comparación con las corrientes de carga a baja excitación. En excitación media, la $d\Phi/dI$ es relativamente alta y la corriente de magnetización es pequeña en comparación con la corriente de carga. A alta excitación, la curva B-H exhibe la pendiente máxima en la transición entre los estados saturados. El hecho que la corriente de magnetización es tan pequeña en comparación con la actual relación durante la transición sugiere que puede ser ignorada. En consecuencia, el núcleo puede ser visto simplemente como un interruptor volt-tiempo que se abre durante una tasa de cambio de flujo y se cierra durante la saturación.

Tal como se dijo en la figura 2.1 muestra el circuito equivalente de transformador saturable que se puede emplear como modelo adecuado para el transformador de corriente en el software de simulación.

Los valores de los parámetros expuestos se deben obtener (de acuerdo a los datos de fabricante o a pruebas en equipo en laboratorio) para poder simular su comportamiento. También la característica de excitación se debe de obtener porque que es requerido para la ejecución del modelo con base en máximo 10 puntos sobre la curva. Tomando el devanado de baja tensión como el secundario del Transformador de Corriente y teniendo en cuenta que la reactancia de dispersión del lado de baja y la resistencia y reactancia del lado de alta son despreciables.

2.1.2. Bobina de Rogowski.

La bobina de Rogowski es un dispositivo de medición de corriente con núcleo de aire, que mide las corrientes de impulso de corrientes alternas y de alta velocidad, basadas en la ley de Ampere y de Faraday. Debe su nombre a un médico alemán Walter Rogowski. Este

tipo de transductor se propuso en 1887 cuando se utilizaba para medir la reluctancia magnética de una varilla plástica [14].

En 1912, W. Rogowski y W. Steinhaus utilizan la técnica de Chattock para la medición de potencial magnético. De esta manera, se realizaron varias pruebas para asegurar la validez de las mediciones de la bobina [15].

La principal limitación con respecto a las aplicaciones de la bobina Rogowski era acerca de la salida diminuto en medir las corrientes de baja amplitud. En las primeras etapas, el uso de la bobina estaba limitado para la medición de las altas corrientes de amplitud, con alta tasa de variación, debido al hecho de que, la salida de la bobina es proporcional a la derivada de la corriente. Hoy en día las bobinas de Rogowski son capaces de medir corrientes de bajo nivel, gracias a los dispositivos electrónicos. Esta Bobina no tiene núcleo ferromagnético, por lo tanto, tiene una característica lineal. Característica lineal junto con dispositivos electrónicos precisos, hacen que sea posible medir corrientes en mili amperes hasta Mega amperes. Además, el bajo costo de este dispositivo, en comparación con los otros métodos de medición, hace que la bobina Rogowski sea un aparato apropiado para la medición de altas corrientes transitorias [16].

La salida de la bobina de Rogowski era insuficiente en métodos de medición convencionales, que era el límite principal en las últimas décadas. Sin embargo, hoy en día por la evolución de los dispositivos de medición basados en microprocesador, las bobinas de Rogowski son más adecuadas para diversas aplicaciones. La naturaleza del método de medición de la bobina de Rogowski, que mide la derivada de la intensidad de corriente, limita su uso en medición de corrientes de CD. La bobina de Rogowski tiene algunas características significativas, que atraen atención en los últimos años. Algunas de las principales ventajas son las siguientes [17]:

- Soporta grandes sobrecargas sin daño.

- Capacidad de medir grandes corrientes. La misma bobina Rogowski puede utilizarse para la medición de 100 A o 100 kA mientras que otros transductores de corriente aumentan de tamaño para incrementar la magnitud de la corriente.
- Mediciones de corriente en una amplia gama, sin la saturación.
- Fácil de usar, debido a la flexibilidad y peso ligero.
- Bajo costo.
- Naturaleza no intrusiva (sin gastar energía desde el circuito principal).
- Amplio ancho de banda, en un rango de 0.1 Hz a 1 GHz.
- Excelente respuesta transitoria.
- Seguridad (aislado del circuito principal, eléctricamente).
- Facilidad de uso. La bobina puede ser relativamente delgada y flexible que le permite ser cortada alrededor de un conductor o un dispositivo de transporte de corriente.

2.1.2.1. La Bobina Rogowski y Ley de Ampere

La teoría de una bobina de Rogowski ilustra muy bien cómo una bobina puede ser considerado como una forma de realización de la Ley de Ampere. Una bobina de Rogowski tiende a detectar el campo magnético en el espacio alrededor del conductor y la Ley de Ampere proporciona la relación entre la corriente que fluye y el campo magnético a su alrededor [18].

Si se traza una línea en un embobinado que rodea totalmente la corriente a continuación, de acuerdo con la ley de Ampere la integral de línea del campo magnético alrededor del circuito es igual a la corriente neta encerrada por él no importa qué camino toma la bobina. Si la bobina no encierra ninguna red la corriente que integral es cero. Matemáticamente esto se expresa como:

$$\oint H \cos \alpha \, dl = i \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde dl es un pequeño elemento de longitud a lo largo de la bobina, H es el campo magnético y α es el ángulo entre la dirección del campo y la dirección del elemento.

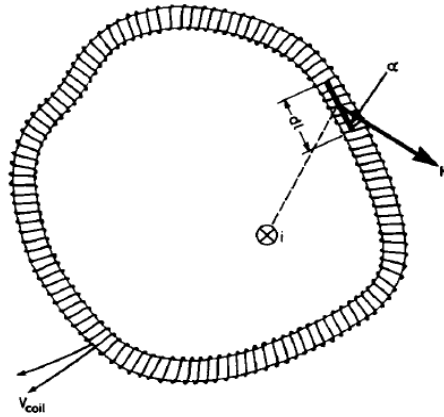


Figura 2.5. Bobina Rogowski aplicando la Ley de ampere.

La figura 2.5 muestra una bobina helicoidal largo, delgado, con n vueltas por metro y área de sección transversal A que rodea un conductor que lleva una corriente i . En una sección de longitud dl , el número de vueltas es ndl y el flujo magnético que une la sección es:

$$d\Phi = \mu_0 H A n dl \cos \alpha \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde H es el campo magnético y α es el ángulo entre la dirección de H y el eje de la sección de bobina. El flujo que enlaza toda la bobina viene dado por la integración a lo largo de la bobina:

$$\Phi = \int d\Phi = \mu_0 n A \int H \cos \alpha dl = \mu_0 n A i \quad \text{Ecuación 8}$$

Ley de Ampere se ha utilizado para evaluar la integral. Para una corriente alterna de la salida de tensión de la bobina viene dada por la tasa de cambio del flujo:

$$v_{coil} = -\frac{d\Phi}{dt} = -\mu_0 n A \frac{di}{dt} \quad \text{Ecuación 9}$$

Con esto, la bobina Rogowski puede ser utilizada para proporcionar una demostración experimental elegante de la Ley de Ampere porque, de acuerdo con esta ecuación, la salida de tensión de la bobina es independiente de la forma en que la bobina se coloca alrededor del conductor proporcionado solamente que el extremo de la bobina es presentada juntos.

Ley de Ampere realiza una Bobina Rogowski ideal para uso como un transductor para corrientes alternas ya que sólo responde a corrientes que rodean la bobina y rechaza

corrientes y campos fuentes externas. Además, la salida del transductor no depende de la ruta exacta adoptada por la bobina. Se puede demostrar que las consideraciones similares se aplican a las bobinas con una gran Sección transversal, siempre que sean circular.

Para propósitos prácticos el acoplamiento entre una bobina y los conductores de roscado se describen en términos de una inductancia mutua M , donde:

$$M = \mu_0 n A \quad \text{Ecuación 10}$$

2.1.2.3. Disposición de bobina Rogowski y el integrador.

Es esencial que el área de sección transversal y la densidad de las vueltas se mantienen constantes a lo largo de la longitud incluso cuando la bobina está doblada, si es una bobina flexible.

Los requisitos básicos para una buena bobina dan alcance para una amplia gama de diseños y tamaños. La Figura 2.6 muestra una bobina Rogowski con su integrador [19].

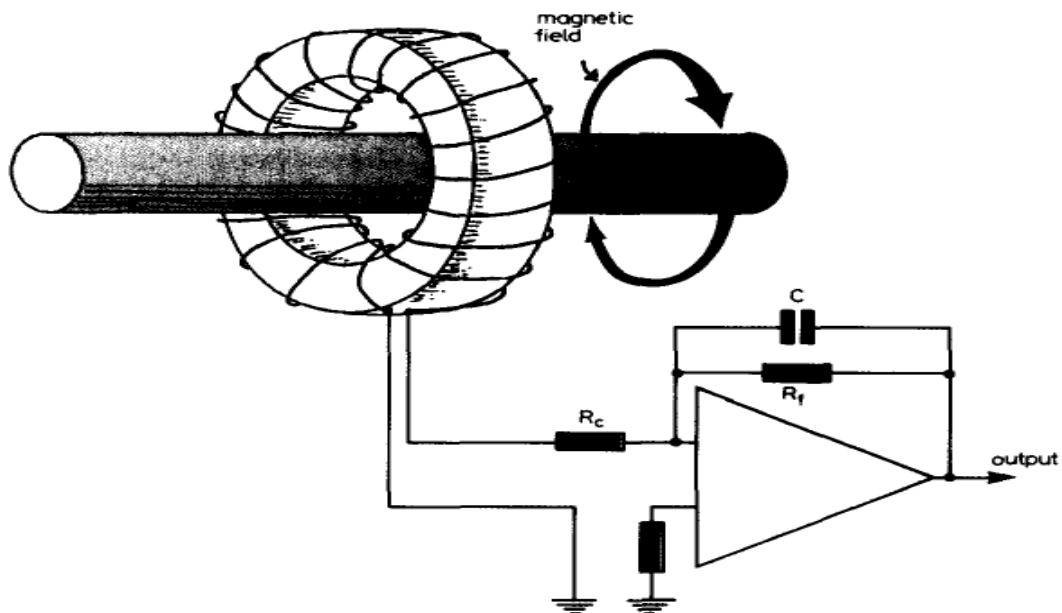


Figura 2.6. Bobina Rogowski y su sistema de integración.

La adición de un integrador a la bobina completa el transductor para proporcionar una tensión que reproduce la forma de onda actual. La Figura 2.6 muestra un sistema activo típico que utiliza un integrador inversor. Otros diseños de integración, incluyendo integradores pasivos, se pueden utilizar dependiendo de las circunstancias.

2.1.2.4. Bobina Rogowski y su linealidad [19].

A diferencia de los transformadores de corriente, y otros dispositivos con núcleo ferromagnético, las bobinas de Rogowski son lineales. No hay efectos de saturación y la inductancia mutua es independiente de la corriente medida. El único factor limitante sería una ruptura eléctrica en el devanado causados por una tensión demasiado alta que se desarrolla a través de los extremos de la bobina. Muchas de las características de las bobinas de Rogowski que los hacen adecuados para mediciones de corriente transitoria se derivan de la linealidad inherente.

El integrador también es lineal dentro de ciertas limitaciones predecibles. Para un funcionamiento fiable el diseñador debe ser consciente de las limitaciones de diseño y dentro de ellos. La selección de los componentes y el diseño de circuito también son importantes en el logro de las mediciones de alta integridad.

Las principales limitaciones con integradores son saturación, cuando la tensión de salida que se hace demasiado grande, y una velocidad de respuesta (velocidad de cambio de salida para una entrada escalón) límite. Mediante el examen de la forma de onda de salida, por lo general es obvia cuando se ha producido la saturación y es normalmente un asunto sencillo diseñar el integrador para asegurar que la salida se mantiene en el rango lineal.

2.1.2.5. Comportamiento de bobina Rogowski en las altas frecuencias [19].

El comportamiento de las altas frecuencia es obviamente muy importante con algunas medidas transitorias.

A frecuencias de hasta unas pocas decenas de kHz la bobina se comporta como un simple inductor mutuo y la medición es sencilla. A frecuencias más altas de la auto-inductancia y la auto-capacitancia de la bobina se vuelven significativas.

Si la impedancia inductiva de la bobina es comparable con la resistencia de entrada del integrador no pueden ser errores de amplitud y de fase que dependen del diseño de la bobina. Para la mayoría de los casos el efecto es pequeño en frecuencias inferiores a unas pocas decenas de kHz. Para aplicaciones críticas circuitos de compensación puede ser incluido en el integrador.

La auto-capacitancia y auto-inductancia de la bobina causan una resonancia. La frecuencia de resonancia es un parámetro importante de una bobina Rogowski y es crucial para la comprensión de su comportamiento de alta frecuencia. La resistencia de entrada del integrador tiene un efecto de amortiguación y la resonancia se puede sub amortiguar, sobre-amortiguado o críticamente amortiguado dependiendo del valor de RC. Si una bobina se va a operar cerca de su frecuencia de resonancia de las condiciones de amortiguación deben considerarse cuidadosamente en el diseño.

La frecuencia de resonancia propia de una bobina depende de su tamaño, en los detalles de la bobina y, en el caso de bobinas flexibles, de la longitud.

La frecuencia de resonancia también se ve afectada cuando la bobina está equipada con una pantalla electrostática, y por la longitud del cable de salida entre la bobina y el integrador. ya que estos dos introducen capacitancia adicional.

2.1.2.6. Modelo de la Bobina Rogowski.

Para tener una mejor comprensión de la estructura de la bobina Rogowski se presenta en la Figura 2.7 la construcción geométrica y el circuito equivalente.

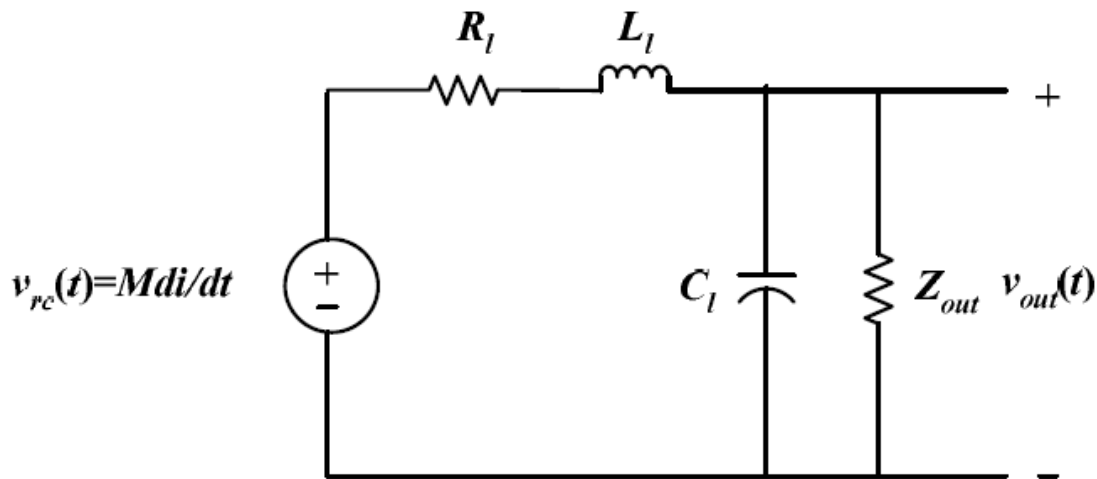
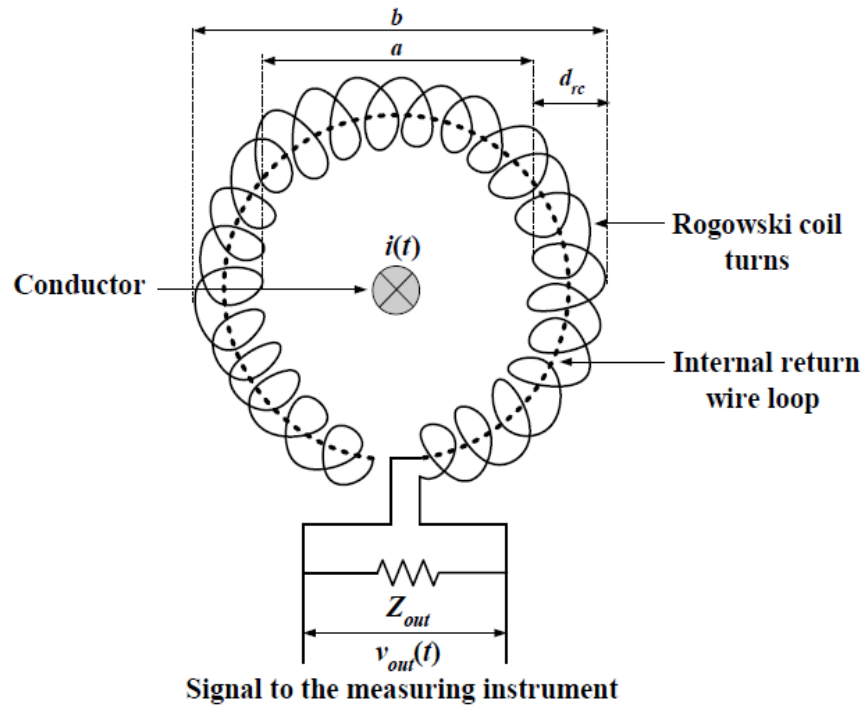


Figura 2.7. Construcción geométrica y circuito equivalente de la bobina Rogowski. [20]

En la figura 2.7 muestra la relación entre la corriente de entrada ($i(t)$) y el voltaje de salida de la bobina de Rogowski ($V_{rc}(t)$) que viene dada por:

$$V_{rc}(t) = M * \frac{d(i(t))}{dt} \qquad \text{Ecuación 11}$$

Donde M es la inductancia mutua;

$$M = \frac{u_0 * N * h}{2 * \pi} * \log\left(\frac{b}{a}\right) \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

u_0 es la permeabilidad del aire. ($4 * \pi * 10^{-7} \frac{H}{m}$)

N= es el número de espiras de la bobina.

h= es la altura de la bobina.

a= es el diámetro interior de la bobina.

b =es el diámetro exterior de la bobina.

También se puede calcular los valores de R_1 , L_1 y C_1 respectivamente con las siguiente formulas:

$$R_1 = \frac{pw * lw}{\pi * r^2} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$L_1 = \frac{u_0 * N^2 * h}{2 * \pi} * \log\left(\frac{b}{a}\right) \quad \text{o} \quad L_1 = N * M \quad \text{Ecuación 14}$$

$$C_1 = \frac{\pi^2 E_0 (b+a)}{\log\left(\frac{b+a}{b-a}\right)} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde :

pw es la resistividad de alambre en devanado ($1/58 \frac{\Omega * mm^2}{m}$)

lw es la longitud del cable devanado.

r es el radio del cable devanado.

E_0 es la contante dieléctrica del vacío ($\frac{10e^{-9} F}{36 * \pi m}$)

Por último, Z se modela como una impedancia externa en las terminales de la bobina, que incluye la resistencia de amortiguación. Esta resistencia es muy importante porque sin ella se produce un sobrepaso cerca a la frecuencia de resonancia:

$$\omega_0 = 1/\sqrt{L_1 * C_1} \quad \text{Ecuación 16}$$

2.2. DIFERENCIAS ENTRE LA BOBINA ROGOWSKI Y EL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

La bobina Rogowski opera en los mismos principios que los transformadores de corriente con núcleo de hierro convencionales. La principal diferencia entre la bobina Rogowski y los transformadores de Corriente es que los devanados de la bobina de Rogowski están enrolladas sobre un núcleo de aire (no magnético), en lugar de sobre un núcleo de hierro. Como resultado, la bobina Rogowski es lineal ya que el núcleo de aire no puede saturar. Sin embargo, el acoplamiento mutuo entre el conductor primario y el devanado secundario en la bobina Rogowski es mucho menor que en los Transformadores de Corriente. Por lo tanto, la potencia de salida de la bobina de Rogowski es pequeño, por lo que no puede conducir corriente a través de la carga de baja resistencia como los Transformadores de Corriente son capaces de conducir. Las bobinas Rogowski pueden proporcionar señales de entrada para los dispositivos basados en microprocesadores que tienen una alta resistencia de entrada, Por lo tanto, estos dispositivos miden voltaje a través de los terminales de salida secundaria de la bobina Rogowski [21].

En general, la bobina Rogowski son transductores de corriente que tienen características de rendimiento que son favorables en comparación con los Transformadores de Corriente convencionales. Estas características incluyen la alta precisión de la medición y un rango de corriente de funcionamiento amplia que permite el uso del mismo dispositivo tanto para la protección y la medición. Esto puede resultar en la reducción de los costos de inventario, ya que se necesitan menos para todas las aplicaciones. Una menor variación en los requerimientos de inventario también debería mejorar el tiempo de instalación cuándo se necesitan repuestos, reduciendo tiempo muerto del equipo; de este modo, la reducción de los costes globales de los sensores a la utilidad o de la empresa industrial. Esto se consigue mediante una mayor unificación y normalización de los productos, lo que beneficia a los fabricantes y usuarios.

Además, las bobinas Rogowski crea esquemas de protección posible que no fuera alcanzable por los transformadores de corriente convencionales debido a la saturación, el tamaño, el peso, y dificultad encontrada cuando se trata de instalar transformadores de

corriente alrededor de los conductores que no se pueden abrir. Una ventaja adicional de las bobinas Rogowski es significativamente menor consumo de energía durante el funcionamiento. Las bobinas Rogowski están conectadas a los dispositivos que tienen alta resistencia de entrada, resultando en la corriente insignificante que fluye a través del circuito secundario. Los Transformadores de Corriente convencionales contienen un núcleo ferromagnético que también consume potencia debido a las pérdidas de histéresis. Las bobinas de Rogowski no tienen pérdidas en el núcleo. De hecho, una bobina de Rogowski operativo tiene pérdida de potencia mucho más pequeños que los Transformadores de corriente que conduce a un ahorro significativo de energía y en última instancia, la reducción de los costes de ciclo de vida [21].

Las bobinas de Rogowski pueden reemplazar Transformadores de Corriente para protección y medición. Las bobinas Rogowski se han aplicado a todos los niveles de tensión (bajo, medio, y alto voltaje). Sin embargo, a diferencia de los Transformadores de Corriente que producen en el secundario una corriente proporcional a la corriente primaria, las bobinas de Rogowski producen tensión de salida que es en escala $di(t)/dt$ de la corriente primaria. Se requiere procesamiento de la señal para extraer la señal para aplicaciones en relés de protección basado en fasores y equipos basados en microprocesador deben estar diseñados para aceptar estos tipos de señales [21].

2.2.1 Teoría de operación [21].

Los transformadores de corriente con núcleo de hierro se diseñan típicamente con corrientes secundarias nominal de 1 o 5 amperes, para conducir la baja carga de impedancia de varios ohmios. La figura 2.7 muestra el principio de una conexión de Transformador de Corriente. ANSI / IEEE Standard C57.13-2008 especifica la clase de precisión del Transformador de Corriente para condiciones de estado estable y fallas simétricas. Clase de precisión del error de relación del Transformador de Corriente se especifica como $\pm 10\%$ o mejor para una falla de corriente de 20 veces la corriente nominal y hasta la carga estándar. Los Transformadores de Corriente están diseñados para cumplir con este requisito. Sin embargo, si la carga estándar está conectada al secundario del Transformador de Corriente y

el valor RMS de una corriente de falla simétrica supera 20 veces la corriente nominal o si el valor RMS de una corriente de falla es menor de 20 veces la clasificación actual, pero contiene desplazamiento CD (corriente asimétrica), el Transformador de Corriente se saturará (Figura 2.8).

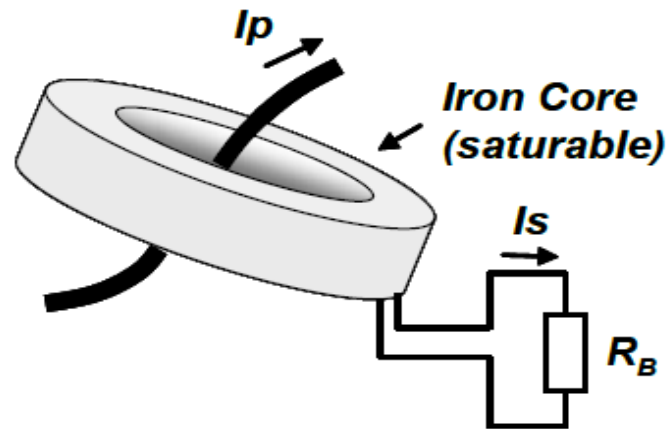


Figura 2.8. Transformador de Corriente.

La Bobina de Rogowski consisten en un alambre enrollado sobre un núcleo no magnético (permeabilidad relativa $\mu_r = 1$). La bobina se coloca entonces alrededor de los conductores cuyas corrientes van a ser medidas. Como se muestra en la figura 2.9.

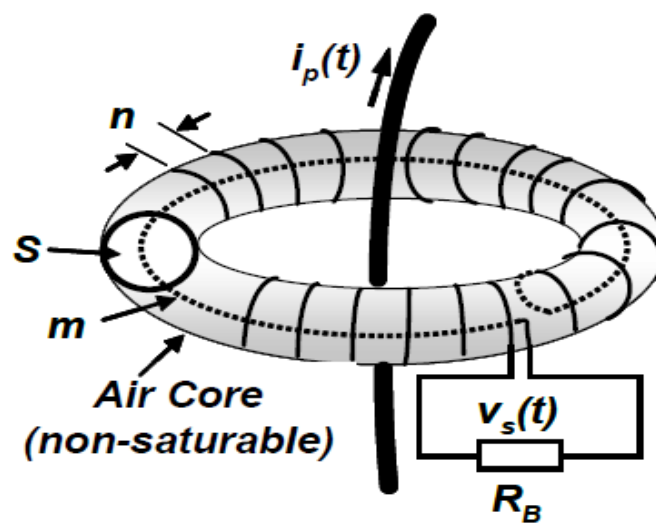


Figura 2.9. Bobina Rogowski.

Como las bobinas Rogowski utilizan un núcleo no magnético para soportar los devanados secundarios, el acoplamiento mutuo entre los devanados primario y secundario es débil. A causa de acoplamiento débil, para obtener transductores de corriente de calidad, las bobinas Rogowski deben ser diseñadas para cumplir dos criterios principales:

- La posición relativa del conductor primario dentro de la bobina no debe afectar a la señal de salida de la bobina.
- El impacto de los conductores cercanos que transportan corrientes elevadas en la señal de salida de la bobina debe ser mínimo.

Para satisfacer el primer criterio, la inductancia mutua M debe tener un valor constante para cualquier posición del conductor primario dentro de la bobina. Esto puede lograrse si los bobinados son:

1. Sobre un núcleo que tiene una sección transversal constante S ,
2. Perpendicular a la línea media m (línea discontinua en la Figura 2.9 que también representa cable de retorno a través del devanado)
3. Construido con constante a su vez la densidad n .

Debido a que los devanados primario y secundario de la bobina de Rogowski se acoplan débilmente (para evitar la influencia no deseada de conductores cercanos que transportan corrientes elevadas) las bobinas están diseñada con dos cables de alambre conectados en direcciones eléctricamente opuestas. Esto cancela campos electromagnéticos procedentes de fuera del cable de la bobina como se muestra en la Figura 2.10.

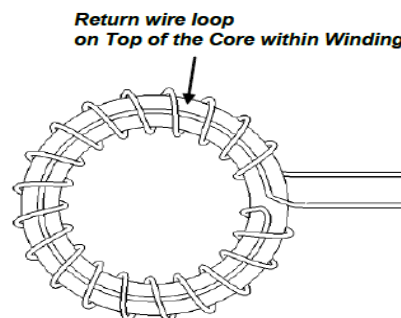


Figura 2.10. Bobina Rogowski con cable interno a través de la bobina.

La Figura 2.11 ilustra características de bobinas de Rogowski que pueden mejorar los diseños reales de los sistemas de protección y medición. Cuando se compara con los Transformadores de Corriente, las bobinas Rogowski son lineales y tienen una amplia gama actual de aplicación para un dispositivo puede reemplazar varios Transformadores de Corriente y se puede utilizar como un sensor de usos múltiples, tanto para protección y la medición.

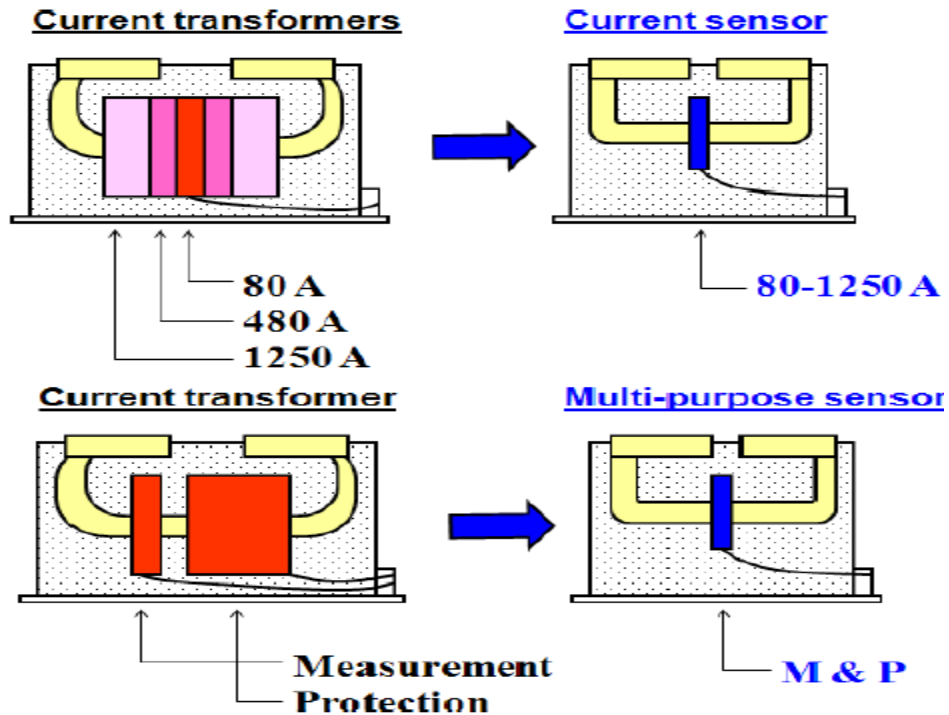


Figura 2.11. Una Bobina Rogowski puede reemplazar los transformadores de corriente múltiple.

2.2.2 Comparación de las características V-I [21].

Una comparación de las características V-I, transformadores de corriente con núcleo de hierro, y bobinas Rogowski se muestra en la figura 2.12. Los transformadores de corriente con núcleo de hierro son saturables y puede retener flujo remanente en el núcleo hasta el 80% del flujo de saturación. Las Bobinas Rogowski son lineales y pueden ser utilizadas para aplicaciones de medición. el desplazamiento de fase es casi 90.

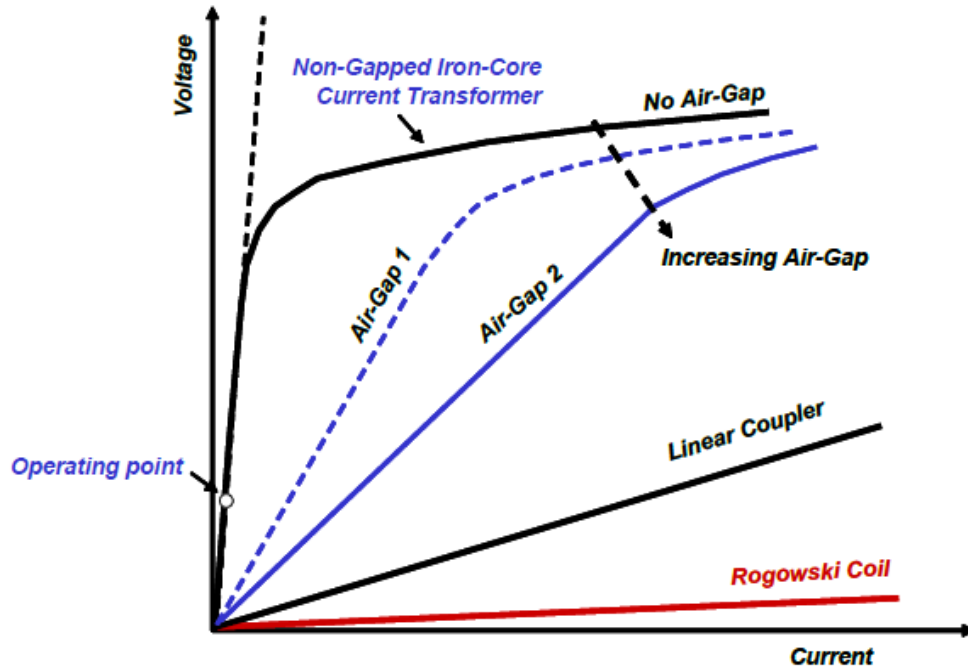


Figura 2.12. Característica V-I comparativo para los Transformadores de Corriente y Bobina Rogowski.

2.2.3. Seguridad [21].

La señal de salida de la bobina de Rogowski es lo suficiente bajo como para provocar afectaciones a los equipos secundarios y al personal, incluso cuando las más altas corrientes y tensiones se producen en el lado primario.

En los transformadores de corriente existen tensiones peligrosas cuando el secundario se abre como se muestra en la figura 2.13.

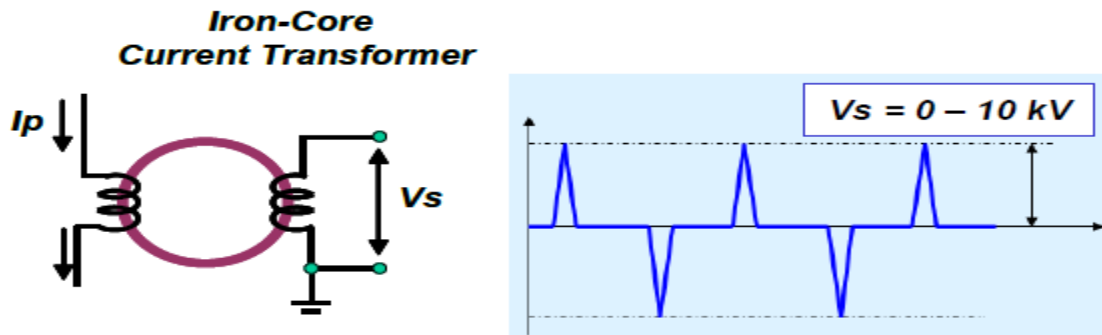


Figura 2.13. Tensiones peligrosas en un Transformador de Corriente abierto en el lado secundario.

En las bobinas de Rogowski un circuito roto o un cortocircuito en el cable de señal no será causa de peligros o daños. Incluso en condiciones de falla, en el circuito primario, la señal transmitida es de aproximadamente 10 Volts (depende del factor de escala en aplicaciones específicas) o menos. Además, las bobinas de Rogowski tienen una pequeña inductancia mutua para que no puedan producir una corriente significativa, incluso si se cortocircuitan las terminales. Estos niveles de tensión son generalmente inferiores a los valores en que el personal de operación necesita para aplicar precauciones de seguridad específicas y no pueden causar peligros para el aislamiento e instrumentos secundarios.

Por lo tanto, las bobinas de Rogowski están interconectadas a los relevadores o instrumentos de medición por cable y conectores brindados (Figura 2.14). Un bloque con terminales no se utiliza en las bobinas de Rogowski comparada con la instalación de los transformadores de corriente, ya que se puede tener un circuito abierto y no tener ningún tipo de riesgo de desarrollar sobretensiones peligrosas. Además, un cable es una parte de la bobina de Rogowski y toda la configuración es la prueba de precisión. Por lo tanto, no es necesario de cableado adicional y el cálculo de la carga de impedancia en el burden, de este modo se tiene una rápida instalación en el sitio sin necesidad de herramientas sofisticadas.

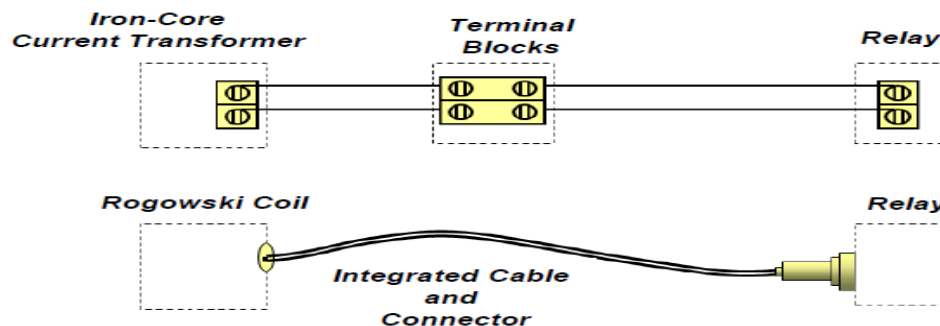


Figura 2.14. Conexión a equipos de protección con transformadores de corriente y bobinas de Rogowski.

2.2.4. Mejora en el diseño y rendimiento [21].

Las bobinas de Rogowski mejoran el diseño mediante la reducción de las dimensiones de conmutación y la mejora de la medición y rendimiento de la protección. Esto es posible porque las bobinas de Rogowski producen una precisión en las corrientes primarias en condiciones normales y de falla, incluyendo los armónicos y perturbaciones de alta frecuencia.

Las características de conmutación mejoradas para los equipos de protección y medición:

- Mejor selectividad.
- Mejora de la ubicación de la Falla.
- Mediciones de calidad de la energía.
- Monitoreo y control remoto.
- Fácil mantenimiento.
- Programa de mantenimiento optimizado.
- Instalación más rápida.
- Cableado optimizado.
- Menor peso.
- Las bobinas Rogowski tienen un tamaño pequeño que contribuye a mejorar el flujo de aire (enfriamiento).
- Menores costos.

2.2.5. Aspectos Ambientales [21].

Menos uso de materias primas: las bobinas de Rogowski tienen pequeñas dimensiones que permiten el diseño de casetas compactas y sin complicaciones.

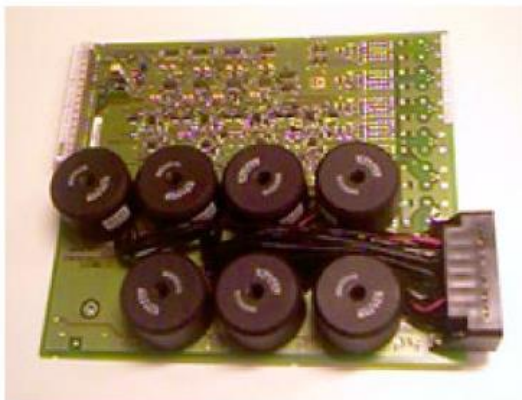
Menos cobre: La cantidad de cobre en una sola bobina de Rogowski es solo una fracción de la que utiliza un transformador de Corriente de múltiples núcleos correspondientes. La ausencia de núcleos de hierro también mejora la reducción de material.

Consumo de energía reducido: La eficiencia de la bobina de Rogowski es alta en comparación con los Transformadores de Corriente. Además, no hay pérdidas en el cableado secundario.

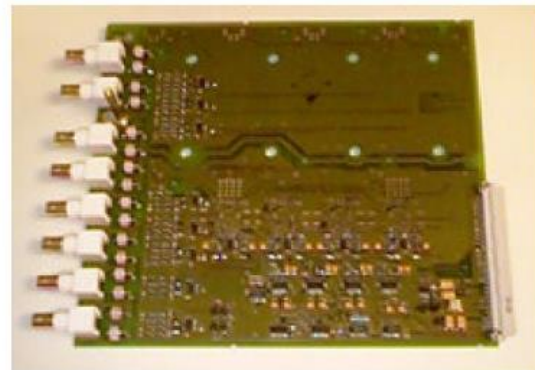
2.2.6. Diseños simplificados en los equipos de protección y medición [21].

Los transformadores de corriente se han utilizado tradicionalmente para aplicaciones de protección y medición, en parte debido a su capacidad de producir la salida de alta potencia requerida por los equipos electromecánicos. Los equipos basados en microprocesador no requieren de una salida de alta potencia y permite el uso de nuevos dispositivos de alto rendimiento, tales como la bobina de Rogowski para mediciones de corriente.

La figura 2.15-b muestra un diseño simplificado de una tarjeta de entrada a un relevador con el uso de bobinas de Rogowski en comparación con una tarjeta de entrada para Transformadores de Corriente mostrado en la figura 2.15-a. Además, este diseño requiere menos espacio en el interior del relevador, y el peso y el costo del relevador puede ser reducido.



a) Tarjeta de entrada Transformadores de Corriente.



b) Tarjeta de entrada Bobinas de Rogowski

Figura 2.15. *Diseño de tarjetas de entrada para Transformadores de Corriente y Bobinas Rogowski.*

2.3. NORMAS REQUERIDAS PARA PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.

Los estándares IEEE C37.92-2005, IEC 60044-8, IEC 61850-9-1 y IEC61850-9-2 definen la interfaz entre los sensores de baja potencia y relevadores de protección o otros dispositivos electrónicos inteligentes para subestación. IEEE Std C37.235-2007 proporciona directrices para la aplicación de bobinas Rogowski utilizadas para protección. La norma IEC 60044-7 existente y 60044-8 migrara a la nueva estructura de la norma IEC 61869.

El estándar internacional IEC 61869 es una familia de estándares que especifican los requerimientos para los transformadores de medida convencionales y no convencionales. La norma IEC 61869-10 especifica los requerimientos del estándar de sensores de corriente de baja potencia. Esta estándar se basa en la norma IEC 61869-1 e IEEC 61869-9-1. En esta sección se incluye una selección de párrafos de la norma IEC 61869-10.

2.3.1. Factor de escala [21].

Factor por el cual el valor de la tensión del secundario tiene que ser multiplicado para obtener el valor de la corriente primaria.

$$K_{sf} = \frac{I_{pr}}{U_{sr}} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

K_{sf} Es en Factor de Escala.

I_{pr} Es el valor RMS de la corriente nominal primaria.

U_{sr} Es el valor RMS de la tensión secundaria a la corriente primaria nominal.

El factor de escala se determina para cada sensor individual.

Las bobinas de Rogowski pueden ser utilizadas con diferentes frecuencias del sistema sin ningún cambio en el diseño y sin pérdidas de precisión. Sin embargo, cuando la frecuencia del sistema es diferente de la frecuencia nominal, el factor de escala nominal debe ser calculado usando la siguiente ecuación:

$$K_{sf} = \frac{I_{pr}}{U_{sr} \frac{f}{f_r}} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

f_r Es la frecuencia nominal.

f Es la frecuencia del sistema.

2.3.2. Estándar Clases de precisión [21].

Las clases de precisión para medición de sensores de corriente de baja potencia son:

$$0.1 - 0.2 - 0.5 - 1 - 3$$

Los límites de error de corriente y desplazamiento de fase para los sensores de corriente de baja potencia. Para las clases de 0.1 – 0.2 – 0.5 y 1, los errores de corriente y de fase a la frecuencia nominal y en carga nominal no deberá exceder de los valores dados en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Límites de errores de corriente y de fase para medir sensores de corriente de baja potencia (clases de 0.1 a 3).

Accuracy class	± percentage current (ratio, scale factor) error at primary current shown below				± phase error at primary current shown below							
					Minutes				Centiradians			
	0.05I _{pr}	0.2I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}	0.05I _{pr}	0.2I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}	0.05I _{pr}	0.2I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5	0.45	0.24	0.15	0.15
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9
1.0	3.0	1.5	1.0	1.0	180	90	60	60	5.4	2.7	1.8	1.8
3.0	-	4.5	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-

Para las clases de 0.2 S y 0.5 S, el error de la corriente y de fase para sensores de corriente de baja potencia para aplicaciones especiales a la frecuencia nominal no deberá superar los valores dados en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Límites de errores de corriente y de fase para medir sensores de corriente de baja potencia para aplicaciones especiales.

Accuracy class	± percentage current (ratio, scale factor) error at primary current shown below					± phase error at primary current shown below									
						Minutes					Centiradians				
	0.01 I _{pr}	0.05 I _{pr}	0.2 I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}	0.01 I _{pr}	0.05 I _{pr}	0.2 I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}	0.01 I _{pr}	0.05 I _{pr}	0.2 I _{pr}	I _{pr}	K _{pcr} I _{pr}
0.2 S	0.75	0.35	0.2	0.2	0.2	30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3
0.5 S	1.5	0.75	0.5	0.5	0.5	90	45	30	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9	0.9

2.3.3. Sensores de Corriente Autónomos de baja potencia para protección [21].

Los límites de precisión nominal de corriente primaria. Las corrientes límite de precisión estándar son:

5000 – 25000 – 31500 – 40000 – 50000 – 63000 Amperes

Dependiendo de la aplicación, otros valores pueden ser usados.

Designación de la clase de precisión. Para transformadores electrónicos de protección, la clase de precisión está diseñado por el error compuesto porcentual más alto permisible en el límite de precisión asignada prescrita en la corriente primaria para la clase de exactitud involucrada, seguida por la letra “P” (Protección) o por las letras “TPE” (Clases de protección electrónica transitoria).

Clase de precisión estándar. Las clases de precisión estándar para los sensores de corriente de baja potencia para protección son:

5P, 10P y 5TPE

Límites de Error. A la frecuencia nominal y a la carga nominal, el error de corriente (relación o factor de escala), error de fase y error de factor de escala compuesto y, durante la aplicación del ciclo de trabajo especificado si se especifica el rendimiento transitorio, el error máximo instantáneo máximo no debe exceder los valores dados en la Tabla 2.3. El error de fase indicado en las tablas de límites de errores son los valores restantes después de la compensación del tiempo de retardo nominal.

Tabla 2.3. Límites de error.

Accuracy class	Current (ratio, scale factor) error at rated primary current %	Phase error at rated primary current		Composite (composite scale factor) error at rated accuracy limit Primary current %	At accuracy limit condition Maximum peak instantaneous error %
		Minutes	Centiradians		
5TPE	± 1	± 60	± 1,8	5	10
5 P	± 1	± 60	± 1,8	5	-
10 P	± 3	-	-	10	-

NOTE 1 Information on transient conditions related to class TPE and classes (PR and PX) defined in IEC 60044-1 and other classes (TPS, TPX, TPY, TPZ) defined in IEC 60044-6 are given in annex A.

2.3.4. Valores estándar de voltaje secundario nominal.

Los valores RMS estándar de tensión nominal secundaria en corriente primaria son:

22.5 mV y 200 mV

Para protección y medición se puede tener una variación en el valor nominal de la tensión nominal estándar secundario. La selección de valores nominales primarios u secundarios adecuados se debe hacer de acuerdo con los límites de entrada del equipo de medición.

Validación del Modelo Transformador de Corriente y la Bobina de Rogowski.

En este capítulo se presenta el desarrollo experimental y modelado en MATLAB® Simulink y como segundo software ATPDraw® para el transformador de Corriente y la Bobina de Rogowski.

La bobina de Rogowski se tuvo que construir ya que no se tenía en el laboratorio.

3.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

3.1.1. Prueba experimental.

Para poder validar el modelo del Transformador de Corriente se seleccionó un transformador de medición que tiene las siguientes características (Figura 3.1):

Relación	400/5
Clase de precisión	0.2 – FS \leq 20
Burden	10 Ohms
Resistencia en el secundario	0.09317 Ohms



Figura 3.1. Transformador de Corriente de Prueba.

Cabe mencionar que se le puso un burden de 10 Ohms por que se requería saturar el transformador de corriente y obtener los resultados al igual en simulación.

La característica de excitación que determina la clase de precisión de los transformadores de Corriente, es obtenida de la V-I RMS en una prueba de saturación en laboratorio con el equipo de prueba CT Analyzer de OMICRON.

Las mediciones para la obtención de las curvas de saturación V-I RMS se realizaron de acuerdo con el estándar IEC 60044-1 utilizando la máxima relación de transformación del Transformador de Corriente y arrojando los resultados que se muestran en la Tabla 3.1

Tabla 3.1. *Valores de prueba curva de excitación.*

UCTrms [V]	ICTef [A]
20.74543762	4.578423023
20.50546646	3.162461519
20.2521286	2.175743103
19.98556137	1.483347774
19.71975517	1.00875628
19.44958687	0.699671328
19.15155792	0.487914532
18.83208466	0.349356562
18.43390656	0.254020065
17.56314468	0.159836411
16.50330925	0.116994537
15.35679245	0.09620703
14.15062046	0.0831668
12.89875126	0.073633842
11.76602077	0.066648178
10.7150135	0.060977839
7.931606293	0.047344781
5.788582802	0.037180141
3.802801609	0.026965469
2.79096961	0.02232627
1.551919341	0.01408617
1.000364542	0.00994139
0.47944051	0.0056528
0.267260432	0.00361116
0.148620754	0.0023105
0.082627423	0.00149069
0.045916881	0.00097809
0.025476789	0.00067339
0.01410573	0.00050459
0.00777837	0.00042314
0.00428391	0.00034656

La curva de saturación del Transformador de Corriente bajo prueba con los datos en la medición de la Tabla 3.1 queda como muestra en la figura 3.2, donde se puede apreciar la característica no lineal en la curva de magnetización.

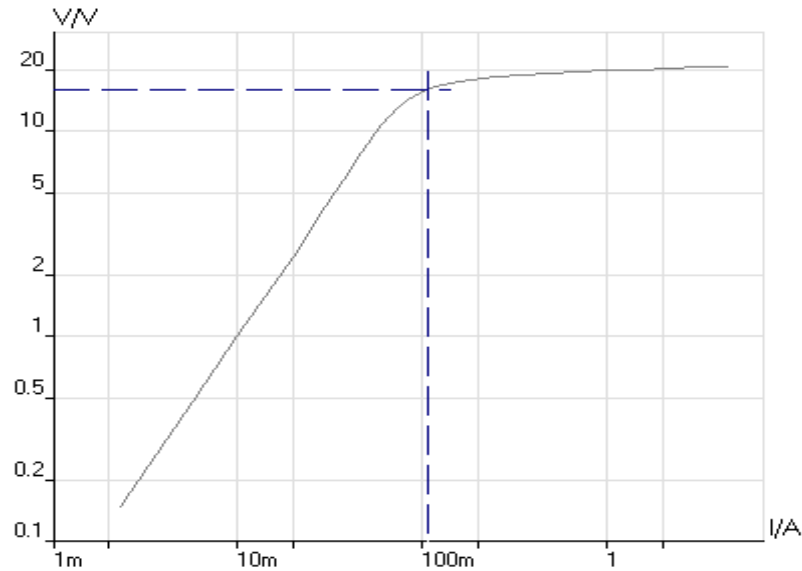


Figura 3.2. Curva característica de saturación del Transformador de Corriente.

Otra gráfica más detallada muestra la curva de saturación donde muestra el punto de inflexión que de acuerdo al estándar IEC 60044-1 es de $V=15.97$ V y $I=107.1$ mA.

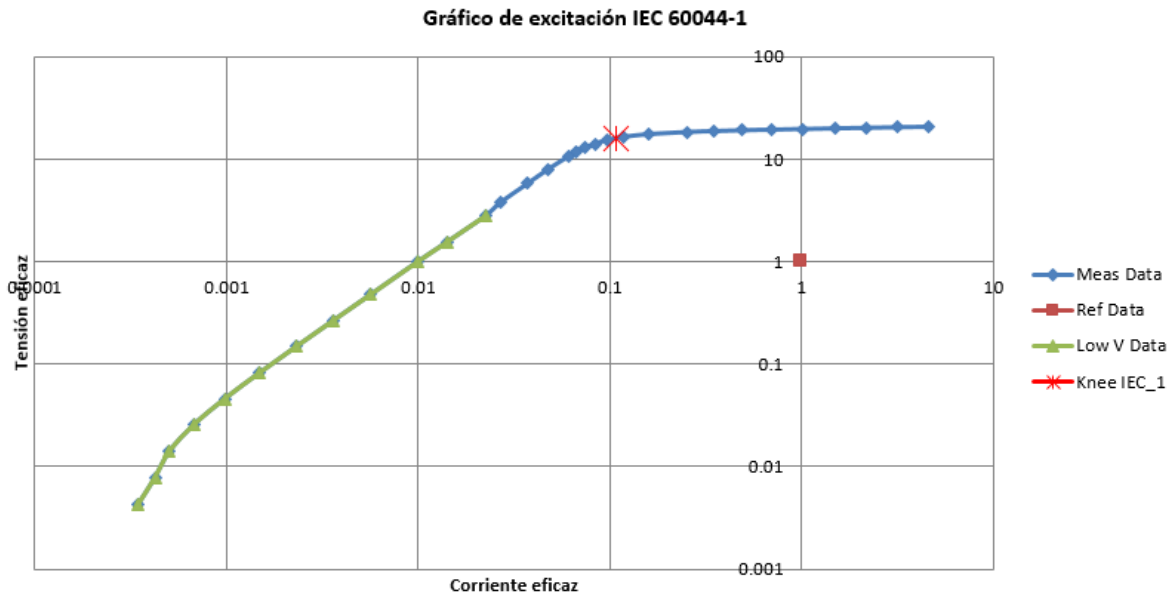


Figura 3.3. Curva característica de saturación del Transformador de Corriente con el punto de inflexión.

Se realizaron pruebas de error de relación de corriente y desplazamiento de la fase como se muestra en la Tabla 3.2 y 3.3.

Tabla 3.2. Error de relación de corriente en Transformador de Corriente de Prueba (CT Analyzer).

VA/cosPhi	Error de relación de corriente en % a % de corriente nominal							
	1	5	10	20	50	100	120	200
5 VA/ 0,8	-0.409	-0.116	-0.068	-0.030	0.014	0.041	0.047	0.066
2,5 VA/ 1	0.080	0.138	0.147	0.151	0.158	0.164	0.165	0.167
1,25 VA/ 1	0.142	0.171	0.180	0.185	0.189	0.192	0.194	0.196
1 VA/ 1	0.154	0.178	0.187	0.192	0.195	0.198	0.199	0.202
VA/								

Tabla 3.3. Desplazamiento de fase en Transformador de corriente de prueba (CT Analyzer).

VA/cosPhi	Desplazamiento de fase en [min] al % de la corriente nominal							
	1	5	10	20	50	100	120	200
5 VA/ 0,8	24.204	10.557	8.131	6.230	4.298	3.098	2.796	2.129
2,5 VA/ 1	28.594	11.516	9.158	7.465	5.734	4.668	4.401	3.755
1,25 VA/ 1	25.499	9.161	7.084	5.734	4.389	3.584	3.400	2.901
1 VA/ 1	24.739	8.667	6.630	5.358	4.103	3.345	3.177	2.711
VA/								

En la Figura 3.4 se logra graficar el error de relación del transformador de corriente de prueba obtenidas en el reporte del TC Analyzer.

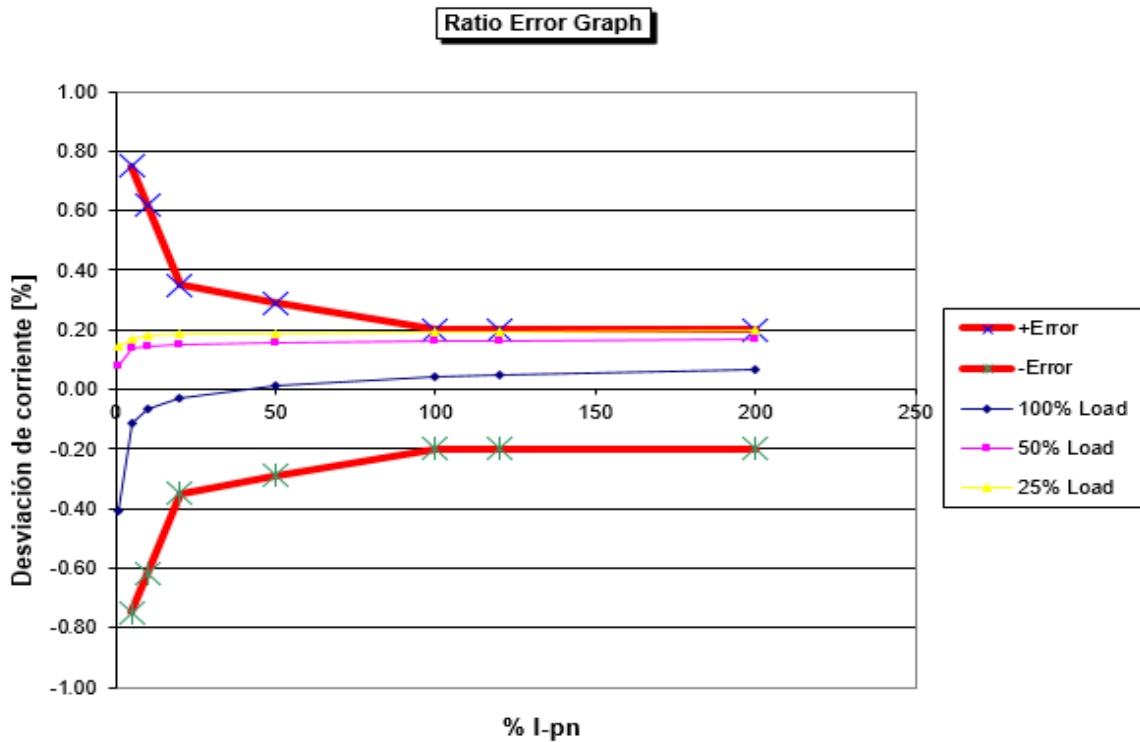


Figura 3.4. Grafica del error de relación del Transformador de Corriente de Prueba por CT Analyzer.

Para tener en cuenta todos los valores internos del Transformador de Corriente y poderlo modelar, el equipo de Pruebas CT Analyzer logra obtener un reporte con todos los parámetros para así llegar a modelar en software un Transformador de Corriente.

En la figura 3.5 se muestra el modelo que utiliza el CT analyzer y obtener los valores para el modelo.

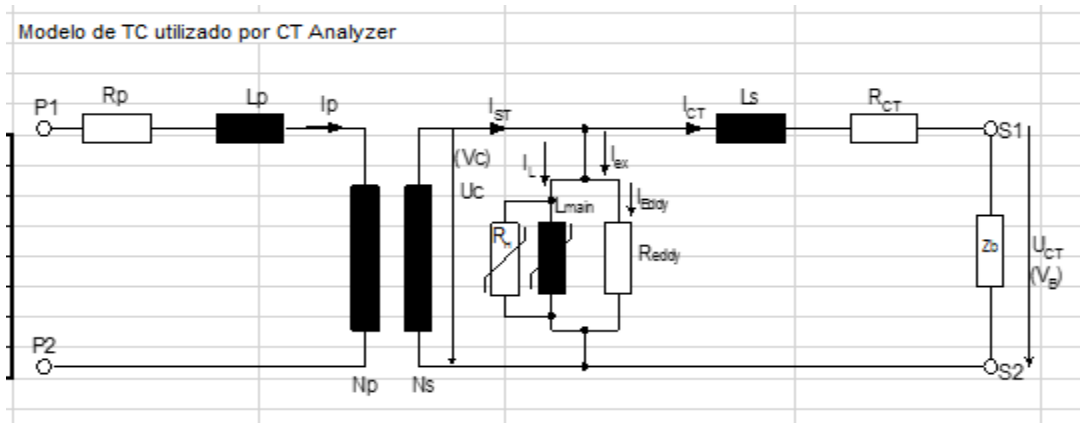


Figura 3.5. Modelo del Transformador de Corriente por CT Analyzer.

3.1.2. Modelo de Simulación en ATPDraw®.

Los Transformadores de Corriente, como se ha comentado, están sujetos a fenómenos de saturación ante fallas de corto circuito transitorias, por lo que se utilizó el programa ATPDraw® para simular y reproducir los datos de oscilografías de pruebas que se realizaron con el Transformador de Corriente en laboratorio.

El transformador de corriente es representado utilizando el elemento de Transformador saturable de acuerdo con la Figura 3.6.

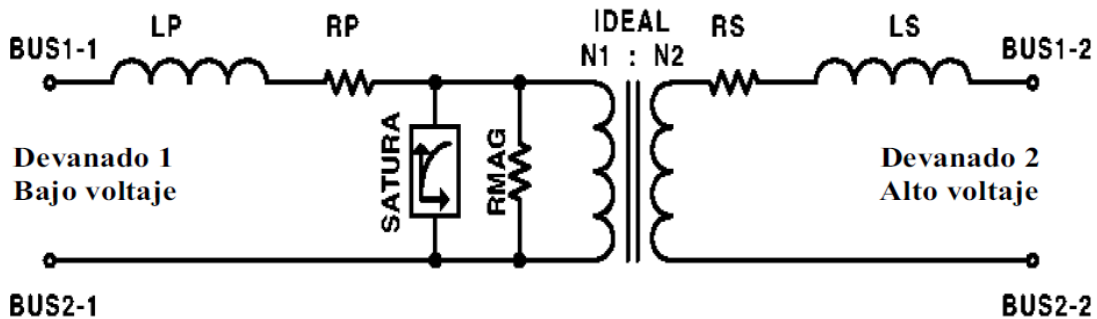


Figura 3.6. *Modelo del Transformador Saturable en ATPDraw®.*

Donde:

- I0= Corriente [A] en la rama de magnetización.
- F0= Flujo [Wb] en la rama de magnetización.
- RMAG= Resistencia [Ω] en la rama de magnetización.
- RP= Resistencia [Ω] en devanado primario.
- LP= Inductancia [Ω] en devanado primario.
- VRP= Nivel de voltaje [V] devanado primario.
- RS= Resistencia [Ω] en devanado secundario.
- LS = Inductancia [Ω] en devanado secundario.
- VRS= Nivel de voltaje [V] devanado secundario.
- RMS= Característica de saturación en valores RMS.

Para la prueba de simulación con el ATPDraw® se utiliza la característica de saturación de la Figura 3.2, los datos característicos del Transformador de Corriente y los datos de la tabla 3.1, quedando la información de entrada para la simulación para saturación de acuerdo a la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. *Parámetros de prueba del Transformador de Corriente.*

Datos	Valores
I0	0.01414214
F0	0.00511492
RMAG	24000
RP	0.09317
LP	0
VRP	400
RS	0
LS	1E-7
VRS	5
RMS	1

Así, de acuerdo con la Figura 3.7, el circuito resultante en el ambiente gráfico ATPDraw® es:

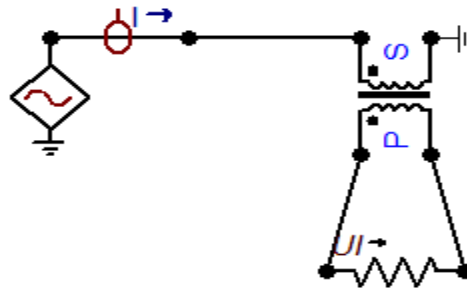


Figura 3.7. Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente ATPDraw® (400 Amperes).

Los valores del Transformador de Corriente en el software ATPDraw® se muestran en la Figura 3.8.

Attributes Characteristic

DATA	UNIT	VALUE
Io	Volts	0.01414214
Fo	Vs	0.00511492
Rmag	Ohms	24000
Rp	Ohms	0.09317
Lp	mH	0
Vrp	kV	400
Rs	Ohms	0
Ls	mH	1E-7
..	...	-

NODE	PHASE	NAME
P1	1	××0002
P2	1	××0003
S1	1	××0004
S2	1	

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output
 Hide

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 3.8. Parámetros de prueba del Transformador de Corriente en ATPDraw®.

La Característica de Saturación V-I RMS que se ingresó se muestra en la Figura 3.9:

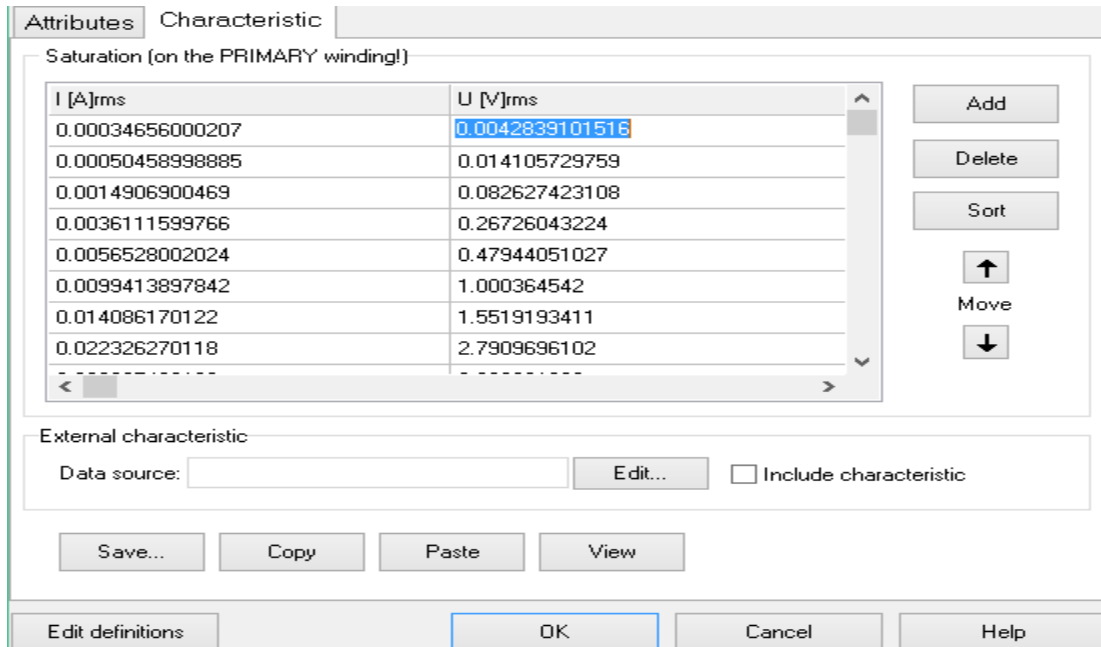


Figura 3.9. Característica de Saturación del Transformador de Corriente en ATPDraw®.

La Grafica de Característica de Saturación V-I RMS que se ingresó se muestra en la Figura 3.10:

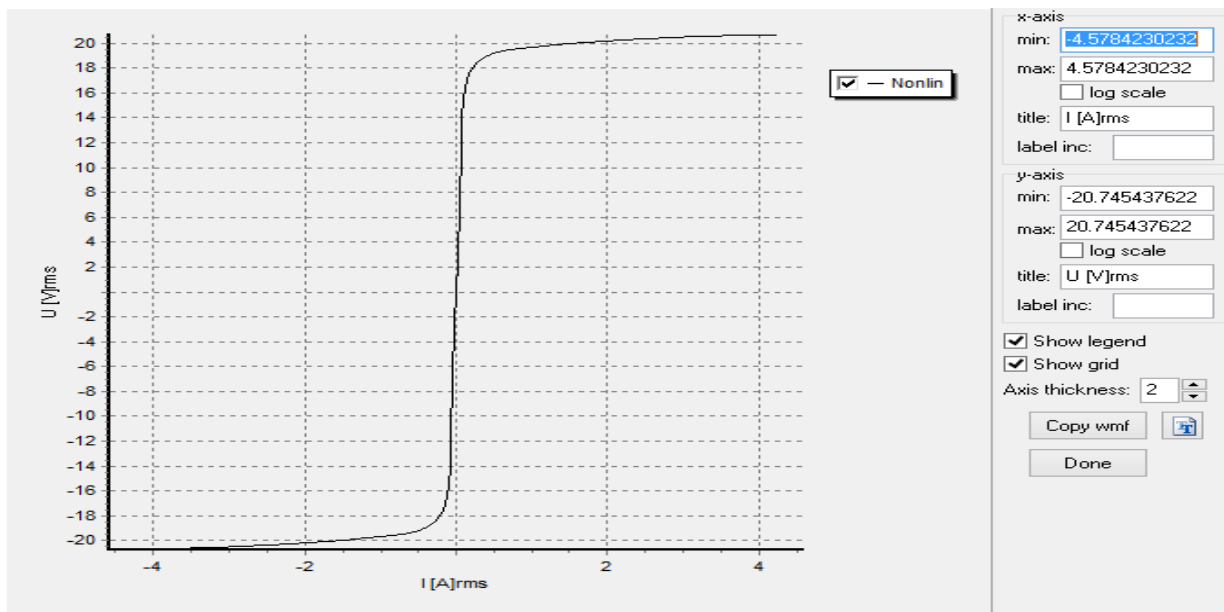


Figura 3.10. Grafica de la característica de Saturación del Transformador de Corriente en ATPDraw®.

3.1.3. Modelo de Simulación en MATLAB® Simulink.

MATLAB® Simulink también ofrece el modelo de un transformador saturable con la siguiente descripción:

El modelo de bloque del Transformador Saturable que se muestra consta de tres devanados acoplados arrollados en el mismo núcleo (Figura 3.11).

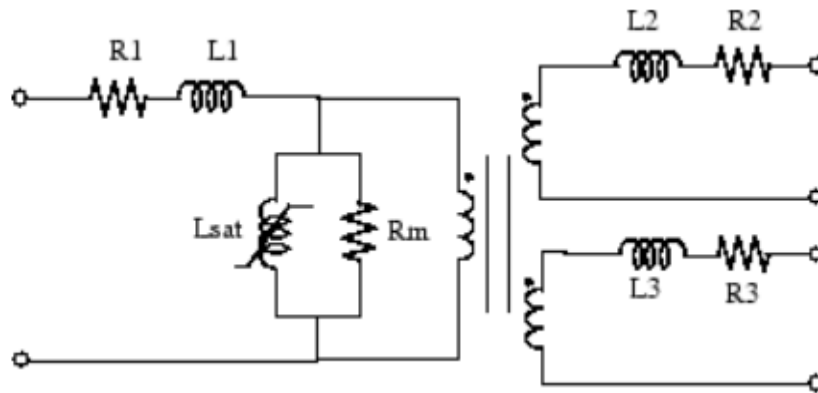


Figura 3.11. Modelo del Bloque del Transformador Saturable en MATLAB® Simulink.

El modelo tiene en cuenta las resistencias de devanado ($R1$ $R2$ $R3$) y las inductancias de fuga ($L1$ $L2$ $L3$), así como las características de magnetización del núcleo, que se modela por una resistencia Rm que simula las pérdidas activas del núcleo y una inductancia saturable $Lsat$.

Puede elegir una de las dos opciones siguientes para el modelado de la característica de corriente de flujo no lineal

1. Saturación del modelo sin histéresis Las pérdidas totales de hierro (corriente de Foucault + histéresis) están modeladas por una resistencia lineal, Rm .
2. Histéresis y saturación del modelo. La especificación de la histéresis se realiza por medio de la herramienta de diseño de histéresis del bloque Powergui. Las pérdidas de corrientes parásitas en el núcleo están modeladas por una resistencia lineal, Rm .

En el caso de la simulación solo se tomará en cuenta que se tienen dos devanados, y la característica de saturación será sin histéresis porque cuando la histéresis no está modelada, la característica de saturación del bloque Transformador saturable se define por una relación lineal por partes entre el flujo y la corriente de magnetización

Así, de acuerdo con la Figura 3.12, el circuito resultante en el ambiente grafico MATLAB® Simulink es:

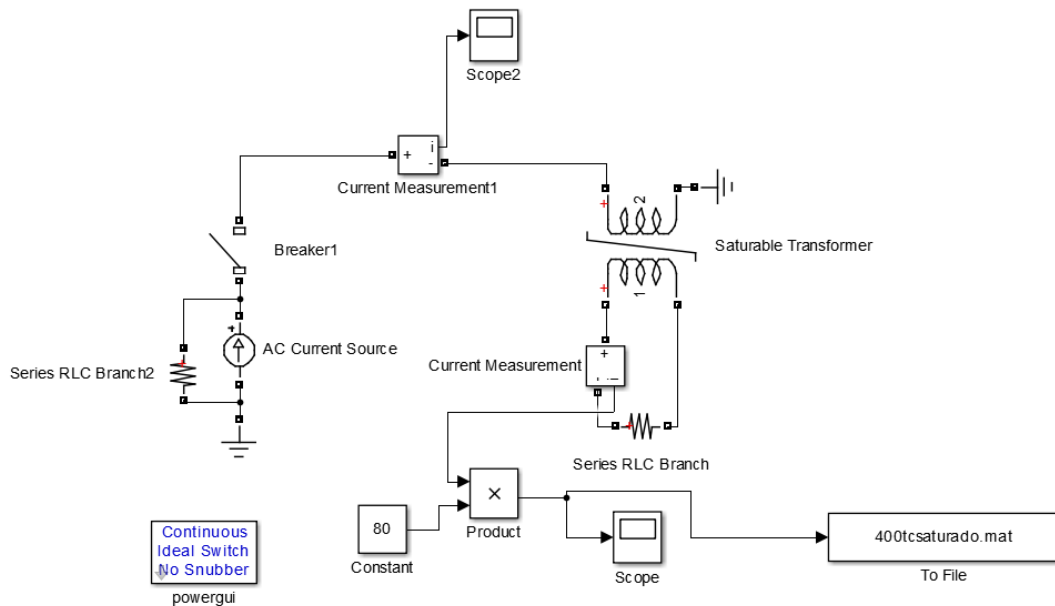


Figura 3.12. Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink (400 amperes).

Para la prueba de simulación con el MATLAB® Simulink se utiliza la característica de saturación corriente y flujo de magnetización (No la característica V-I RMS), para obtener estos valores se utiliza el software ATPDraw®, se abre el modelo del Transformador de Corriente con los parámetros de la tabla 3.4 y se realiza lo siguiente:

- Se corre el programa en la pestaña ATP/Run ATP.
- Después de correr el programa se abre el archivo .LIS (View LIS file).
- En el archivo LIS se busca una sección que tenga la leyenda TRANSFORMER, la cual muestra dos columnas, la primera de corriente y la segunda de flujo (Figura 3.13).

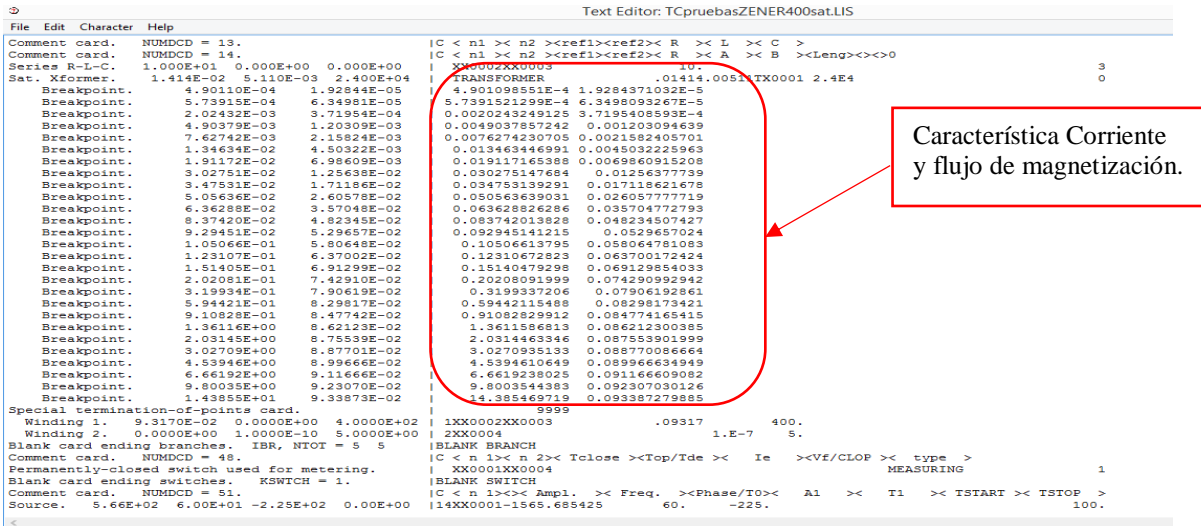


Figura 3.13. Característica de Corriente y Flujo de magnetización en ATPDraw®.

Con estos pasos se obtiene la Tabla 3.5 donde se obtendrá la corriente y el flujo de magnetización para el modelado en MATLAB® Simulink.

Tabla 3.5. Valores para curva de excitación corriente y flujo de magnetización.

Corriente [A]	Flujo [Φ]
4.901098551E-4	1.9284371032E-5
5.7391521299E-4	6.3498093267E-5
0.0020243249125	3.7195408593E-4
0.0049037857242	0.001203094639
0.0076274230705	0.0021582405701
0.013463446991	0.0045032225963
0.019117165388	0.0069860915208
0.030275147684	0.01256377739
0.034753139291	0.017118621678
0.050563639031	0.026057777719
0.063628826286	0.035704772793
0.083742013828	0.048234507427
0.092945141215	0.0529657024
0.10506613795	0.058064781083
0.12310672823	0.063700172424
0.15140479298	0.069129854033
0.20208091999	0.074290992942
0.3199337206	0.07906192861
0.59442115488	0.08298173421
0.91082829912	0.084774165415

1.3611586813	0.086212300385
2.0314463346	0.087553901999
3.0270935133	0.088770086664
4.5394610649	0.089966634949
6.6619238025	0.091166609082
9.8003544383	0.092307030126
14.385469719	0.093387279885

Los valores del Transformador de Corriente en el software MATLAB® Simulink se muestran en la Figura 3.14.

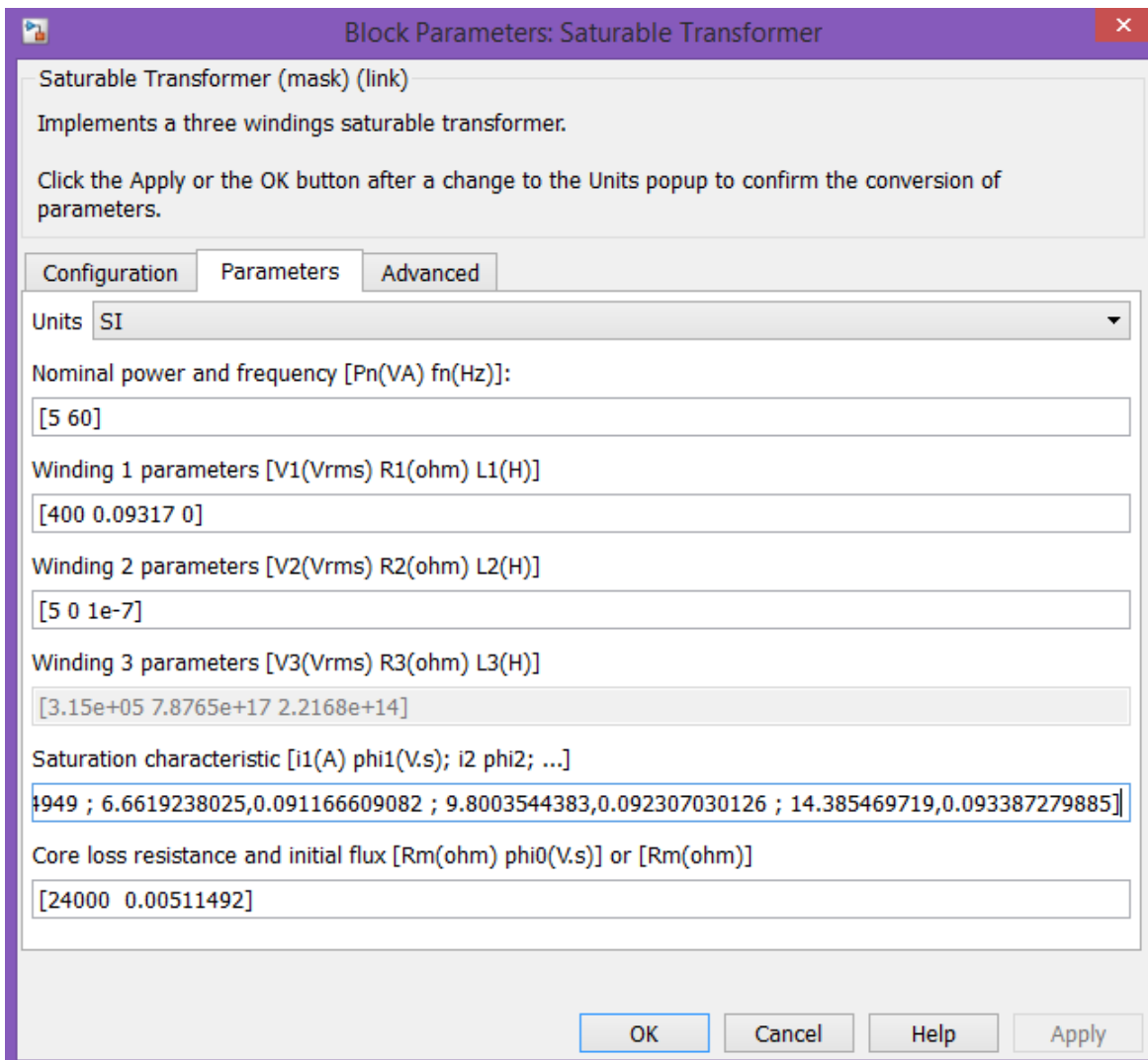


Figura 3.14. Parámetros en prueba para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink.

Los parámetros tienen las siguientes características:

Unidades. Especifique las unidades utilizadas para ingresar los parámetros del bloque Transformador saturable. Seleccione pu para usar el sistema por unidad. Seleccione SI para usar unidades del Sistema Internacional. Al cambiar el parámetro Unidades de pu a SI, o de SI a pu, se convertirán automáticamente los parámetros que se muestran en la máscara del bloque. La conversión por unidad se basa en la potencia nominal del transformador P_n en VA, la frecuencia nominal f_n en Hz y la tensión nominal V_n , en V_{rms} , de los bobinados. Por defecto es pu.

Potencia nominal y frecuencia. La potencia nominal, P_n , en voltios-amperios (VA), y la frecuencia, en hertz (Hz), del transformador. Tenga en cuenta que los parámetros nominales no tienen ningún impacto en el modelo de transformador cuando el parámetro Unidades está configurado en SI. Por defecto es [250e6 60].

Parámetros de devanado 1. La tensión nominal en volts RMS, la resistencia en pu u Ohms, y la inductancia de fuga en pu o Henrios para el devanado 1. Ajuste las resistencias de la bobina y las inductancias a 0 para implementar una bobina ideal. El valor predeterminado es [735e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es pu y [7.35e+05 4.3218 0.45856] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Parámetros de devanado 2. La tensión nominal en volts RMS, la resistencia en pu u Ohms, y la inductancia de fuga en pu o Henrios para el bobinado 2. Ajuste las resistencias de la bobina y las inductancias a 0 para implementar una bobina ideal. El valor predeterminado es [315e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es pu y [3.15e+05 0.7938 0.084225] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Parámetros de devanado 3. Los parámetros del devanado 3 no están disponibles si el parámetro del transformador de tres devanados no está seleccionado. La tensión nominal en volts RMS, la resistencia en pu u Ohms, y la inductancia de fuga en pu o Henrios para la

bobina 3. Ajuste las resistencias de la bobina y las inductancias a 0 para implementar una bobina ideal. El valor predeterminado es [315e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es en pu y [3.15e+05 0.7938 0.084225] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Característica de saturación. Especifique una serie de pares de corriente de magnetización-flujo comenzando con (0,0). El valor predeterminado es [0,0; 0.0024,1.2; 1.0,1.52] cuando el parámetro de Unidades es pu y [0 0; 1.1545 3308.7; 481.03 4191] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Resistencia a la pérdida de núcleo y flujo inicial. Especifique la potencia activa disipada en el núcleo al ingresar la resistencia equivalente R_m en pu. Por ejemplo, para especificar un 0.2% de pérdida de núcleo de potencia activa a voltaje nominal, use $R_m = 500$ pu. También puede especificar el flujo inicial ϕ_0 (pu). Este flujo inicial se vuelve particularmente importante cuando el transformador está energizado. Si no se especifica ϕ_0 , el flujo inicial se ajusta automáticamente para que la simulación comience en estado estable. Al simular la histéresis, R_m modela las pérdidas por corrientes parásitas solamente. El valor predeterminado es [500] cuando el parámetro de Unidades es pu y [1.0805e+06] cuando el parámetro de Unidades es SI.

3.1.4. Resultados de la prueba experimental y el modelado en ATPDraw® y MATLAB® Simulink.

Se realizaron dos pruebas para obtener oscilografías tanto en experimental y en software. En la primera prueba se genera corriente primaria al transformador de corriente de prueba de 400 amperes RMS y en la segunda prueba se le inyecta 50 y 400 amperes RMS.

3.1.4.1. Prueba de 400 amperes a Transformador de Corriente propuesto y a los modelos.

En la prueba se utilizó el equipo Omicron CPC-100 que genero una corriente de 400 amperes (Figura 3.15).



Figuras 3.15. Equipo Omicron CPC-100

Para poder obtener resultados de las señales se utilizó un medidor de energía de la marca SEL-735 que da como resultado las señales en tiempo real de lo experimental (Figura 3.16).



Figuras 3.16. Medidor de energía SEL-735.

Ya teniendo los parámetros del Transformador de Corriente se procede a hacer la simulación tanto en ATPDraw® (Figura 3.7) y en MATLAB® Simulink (Figura 3.12). Y se modela una fuente de corriente de 400 amperes respectivamente para obtener las señales correspondientes.

Ya realizada la prueba experimental y las simulaciones en los dos software se generan Archivos .MAT para poder graficarse y compara los resultados. En la Figura 3.17 se presenta un código en MATLAB® para graficar los resultados.

```

PruebaTC400primarios.m x +
1 -   clc
2 -   clear all
3 -   close all
4
5 -   load HR_10041.MAT
6
7 -   IA=cIa*sqrt(2);
8 -   T=t/1000000;
9 -   figure(1)
10 -  plot(T,IA)
11 -  title('Prueba TC 400 primarios')
12 -  xlabel('Tiempo')
13 -  ylabel('Corriente')
14 -  grid
15 -  hold on
16
17 -  load 400tcsaturado
18 -  plot(Itc400saturado(1,:),Itc400saturado(2,:))
19 -  hold on
20
21 -  load 400tcsaturadoatpdraw
22 -  Iatp=iXx0002Xx0003*80;
23 -  plot(t,Iatp)
24 -  legend('Esperimental','simulink','atpdraw')

```

Figura 3.17. Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 400 amperes).

En la figura 3.18 Se muestran las oscilografías obtenidas en la prueba experimental y el modelado.

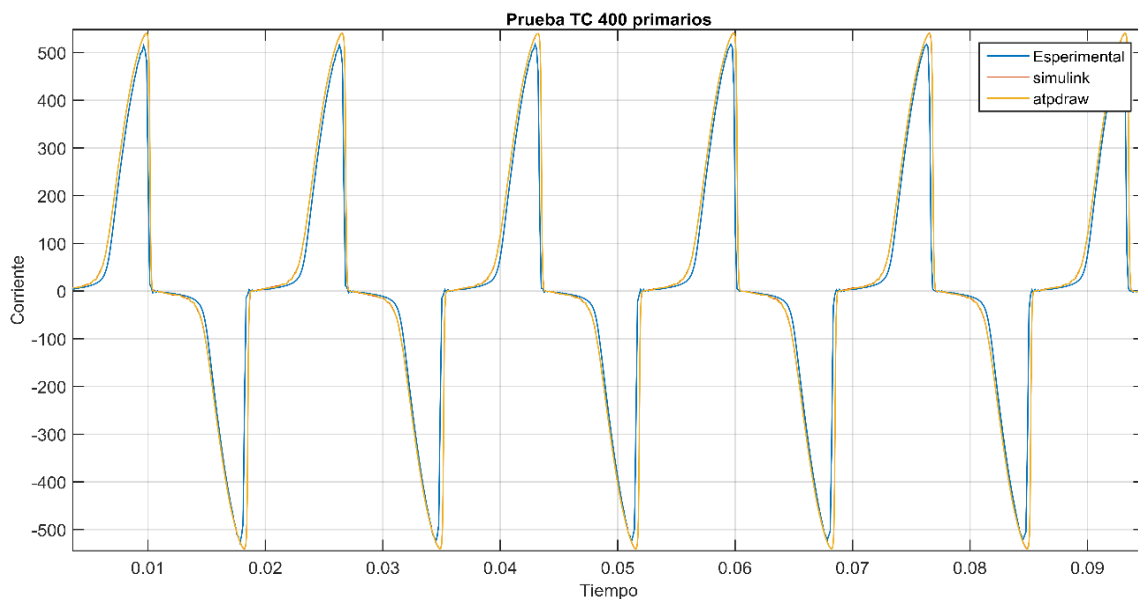


Figura 3.18. Oscilografías del Transformador de Corriente de prueba y modelado con problema de saturación con fuente de 400 amperes.

3.1.4.2. Prueba de 50- 400 amperes a Transformador de Corriente propuesto y a los modelos.

Teniendo los parámetros del Transformador de Corriente se procede a hacer la simulación tanto en ATPDraw® (Figura 3.19) y en MATLAB® Simulink (Figura 3.20). Se modelan 2 fuentes de corrientes de 50 y 400 amperes respectivamente para obtener las señales correspondientes. En la prueba se inyectan 50 amperes (Transformador sin Saturación) y después 400 amperes (Transformador con Saturación).

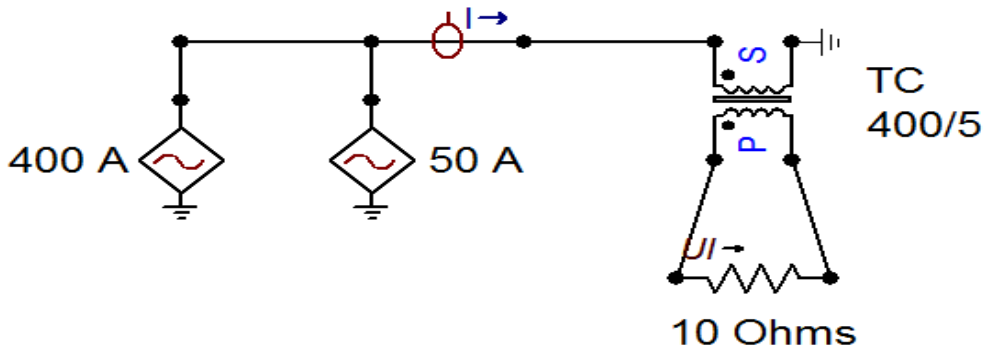


Figura 3.19. Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente ATPDraw® (50 y 400 Amperes).

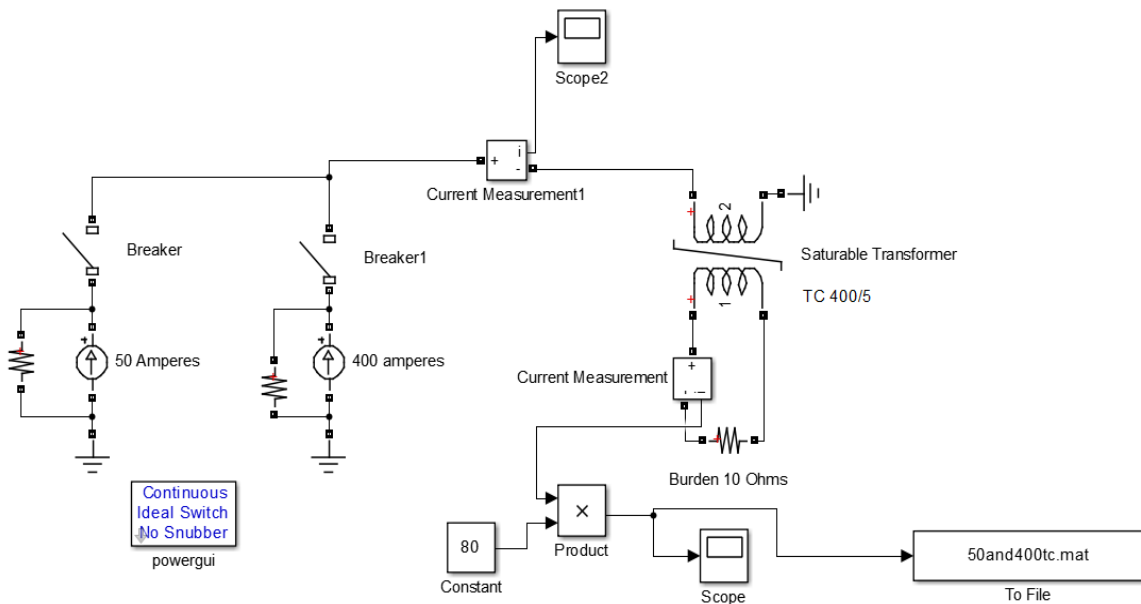


Figura 3.20. Modelo de simulación para saturación del Transformador de Corriente en MATLAB® Simulink (50 y 400 amperes).

Ya realizada la prueba experimental y las simulaciones en los dos software se generan Archivos .MAT para poder graficarse y compara los resultados. En la Figura 3.21 se presenta un código en MATLAB® para graficar los resultados.

```

PruebaTC50_400primarios.m x +
1 -  clc
2 -  clear all
3 -  close all
4
5 -  load HR_10042.MAT
6
7 -  IA=cIa*sqrt(2);
8 -  T=t/1000000;
9 -  figure(1)
10 - plot(T, IA)
11 - title('Prueba TC 50 y 400 primarios')
12 - xlabel('Tiempo')
13 - ylabel('Corriente')
14 - grid
15 - hold on
16
17 - load 50and400tc
18 - plot(Itc50400(1,:), Itc50400(2,:))
19 - hold on
20
21 - load TC50_400atpdraw.MAT
22 - Iatp=iXx0002Xx0003*80
23 - plot(t, Iatp)
24 - legend('Esperimental', 'simulink', 'atpdraw')
25

```

Figura 3.21. Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 50 y 400 amperes).

En la figura 3.22 Se muestran las oscilografías obtenidas en la prueba experimental y el modelado.

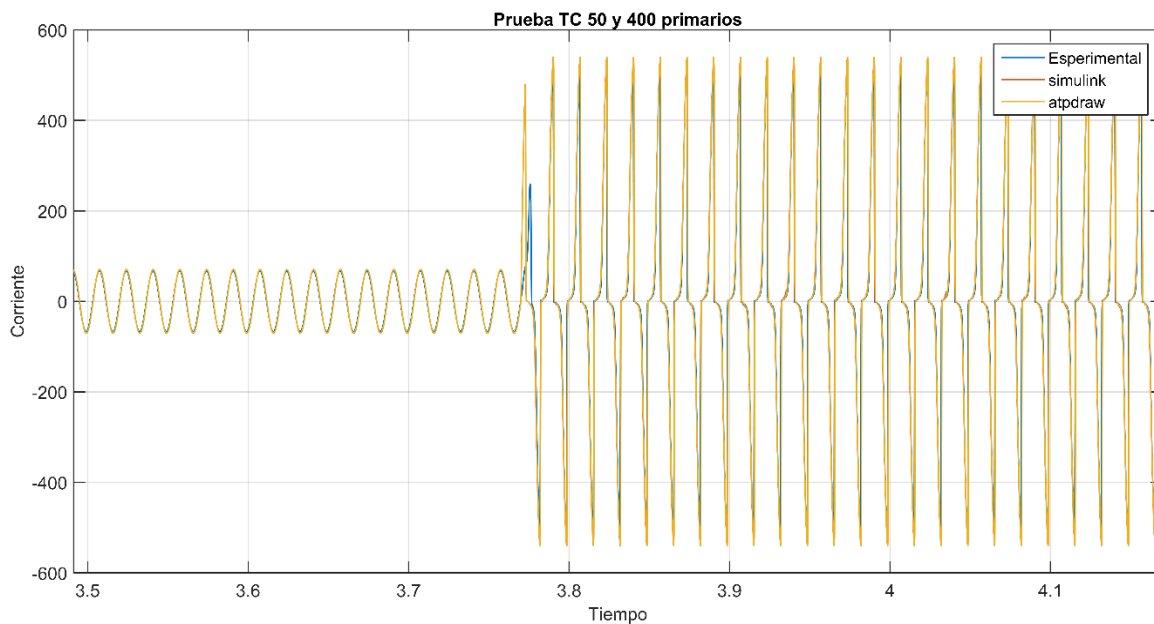


Figura 3.22. Oscilografías del Transformador de Corriente de prueba y modelado con problema de saturación con fuente de 50 y 400 amperes.

3.2. BOBINA ROGOWSKI.

3.2.1. Prueba experimental.

3.2.1.1. Diseño y Construcción.

Para poder validar el modelo de la Bobina Rogowski se diseñó y construyó una bobina que tiene las siguientes características: Se tomó un tubo de plástico flexible de diámetro 1.12 cm y de largo 51 cm y se enrolla un conductor de alambre de cobre esmaltado calibre 24. La prolongación de este conductor se enrolla en 1030 vueltas sobre el cilindro plástico. Ya construida la bobina se construye el circuito de acondicionamiento de la señal para poder hacer las mediciones de corriente (Figura 3.23).

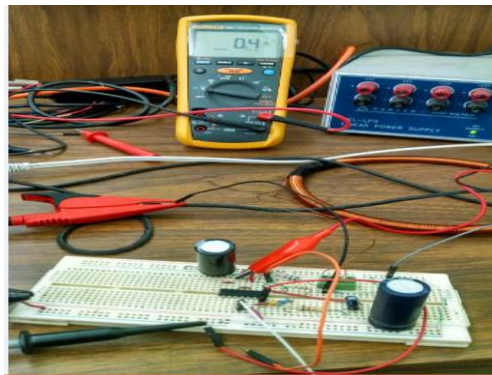


Figura 3.23. Bobina Rogowski con circuito de acondicionamiento de la señal.

El objetivo fundamental es obtener un dispositivo flexible para medir corrientes sin intervenir en el circuito, tomando como punto de partida el esquema una bobina Rogowski, se procede a construir un dispositivo de dichas características.

La bobina de Rogowski consiste en círculo uniforme de alambre enrollado sobre un núcleo solido de determinado material flexible, aislante y no magnético. Teniendo físicamente la bobina se procedieron a hacer pruebas de funcionamiento de la misma y se obtuvieron resultados satisfactorios (Figura 3.24).

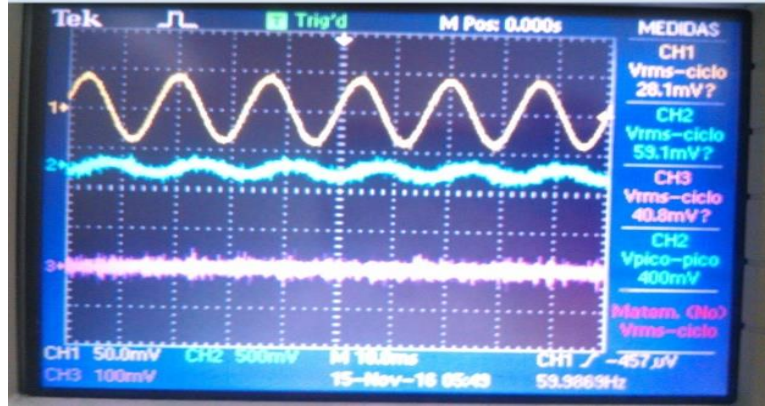


Figura 3.24. Bobina de Rogowski conectada a una carga resistiva de 900 Watts 6.8 Amperes.

Con estos resultados se obtiene que la bobina Rogowski y el sistema de acondicionamiento de la señal se obtiene un voltaje de salida de 2.6191 mV/A.

3.2.1.2. Circuito de acondicionamiento de la señal.

Como se ha dicho, la tensión inducida de la bobina es proporcional a la derivada de la corriente que se desea medir. Por lo tanto, para obtener una señal proporcional a la corriente hay que integrar la tensión medida. Existen tres formas para calcular esta integral, ellas son: integración con dispositivos pasivos, integración con dispositivos activos como los amplificadores operacionales y por último la auto integración. Se decide tomar la opción a integrar con amplificadores operacionales.

Por otra parte, los valores de voltaje inducido a la salida de la bobina Rogowski son considerados bajos por eso resulta indispensable amplificar e integrar esta señal. El amplificador y el integrador se muestran en la figura 3.25.

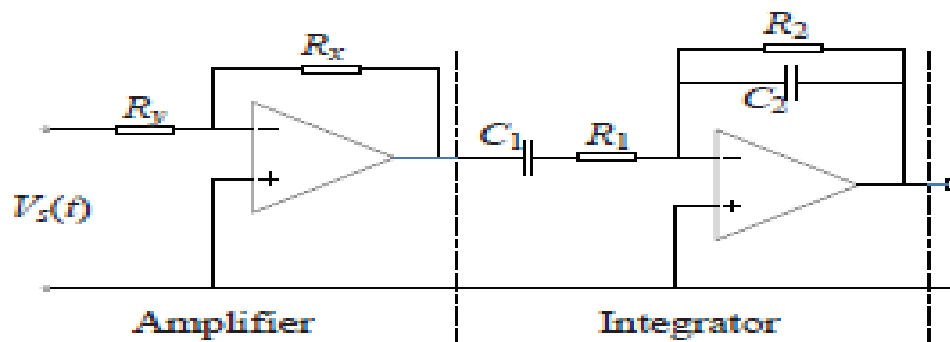


Figura 3.25. Circuito de amplificación y de integración.

En este caso se utilizaron amplificadores operaciones para tener la señal final de la bobina y los valores de resistencia y capacitores son:

Tabla 3.6. Valores de resistencias y capacitores para los amplificadores operacionales.

referencia	valor
Ry	1K Ω
Rx	100K Ω
R1	10K Ω
R2	1M Ω
C1	10 μ F
C2	0.5 μ F

La Figura 3.26 muestra la prueba de amplificación y de integración en la bobina Rogowski.

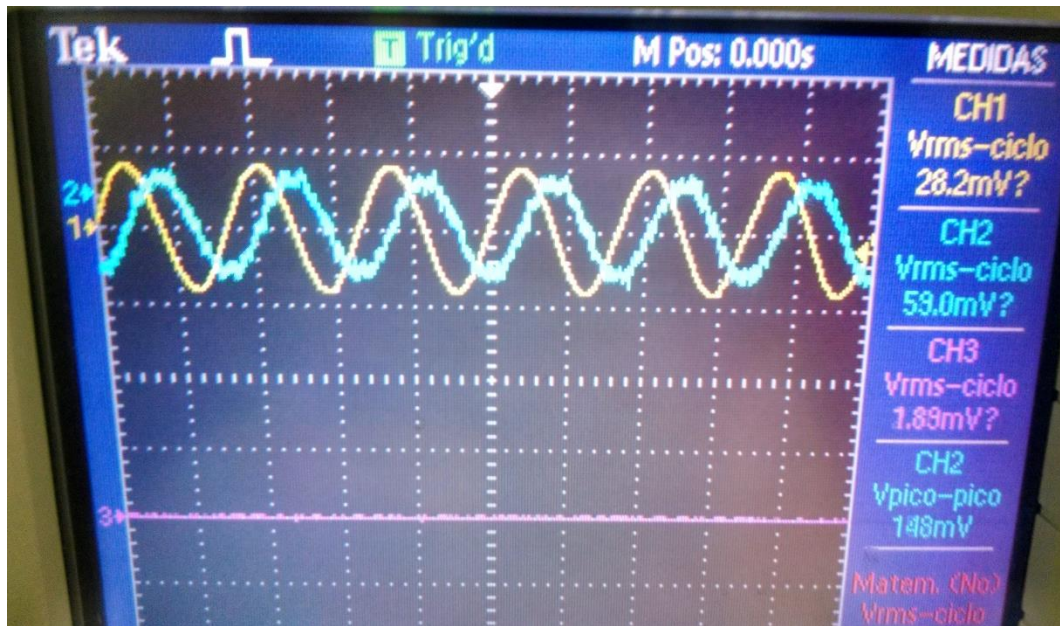


Figura 3.26. Prueba de amplificación y de integración en la Bobina Rogowski.

3.2.1.3. Prueba experimental en laboratorio de la bobina de Rogowski.

Para poder hacer el modelado, primeramente, se realizaron pruebas en laboratorio para obtener la respuesta de la bobina de Rogowski. En dicha prueba se utilizó el Omicron CPC-100 que genero corrientes de 100, 400 y 600 amperes para poder realizar lo experimental (Figura 3.27).



Figura 3.27. Pruebas de Bobina Rogowski con equipo CPC-100.

Para poder obtener resultados de las señales se utilizó un medidor de energía de la marca SEL-735 que da como resultado las señales en tiempo real de lo experimental (Figura 3.28).



Figuras 3.28. Medidor de energía SEL-735.

3.2.2. Modelo de Simulación en ATPDraw®.

Las Bobinas Rogowski, como se ha comentado, están sujetas a fenómenos transitorios por lo que se utilizó el programa ATPDraw® para simular y reproducir los datos de oscilografías de pruebas que se realizaron con la bobina Rogowski en laboratorio.

La bobina de Rogowski es representada utilizando el elemento de Transformador saturable de acuerdo con la Figura 3.29. Solo que los elementos de saturación son desactivados para tener un modelo lineal.

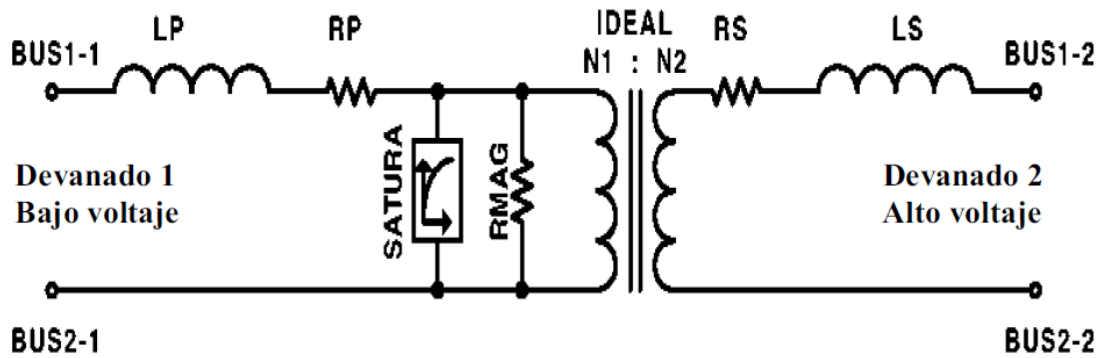


Figura 3.29. Modelo del Transformador Saturable en ATPDraw®.

Donde:

I_0 = Corriente [A] en la rama de magnetización.

F_0 = Flujo [Wb] en la rama de magnetización.

R_{MAG} = Resistencia [Ω] en la rama de magnetización.

R_P = Resistencia [Ω] en devanado primario.

L_P = Inductancia [Ω] en devanado primario.

V_{RP} = Nivel de voltaje [V] devanado primario.

R_S = Resistencia [Ω] en devanado secundario.

L_S = Inductancia [Ω] en devanado secundario.

V_{RS} = Nivel de voltaje [V] devanado secundario.

RMS = Característica de saturación en valores RMS.

En las Bobinas de Rogowski se pretende obtener un comportamiento lineal quedando la información de entrada para la simulación de acuerdo a la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. *Parámetros de prueba de la Bobina Rogowski.*

Datos	Valores
IO	0
F0	0
RMAG	0
RP	0
LP	1E-7
VRP	1
RS	0.001
LS	0.001
VRS	44500000
RMS	0

Así, de acuerdo con la Figura 3.30, el circuito resultante en el ambiente grafico ATPDraw® es:

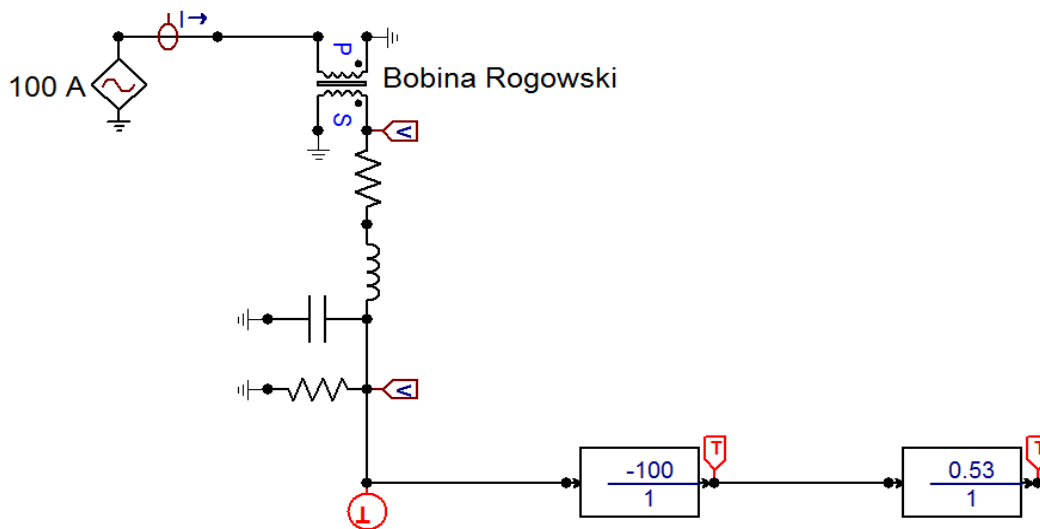


Figura 3.30. *Modelo de simulación para Bobina Rogowski ATPDraw® (100 Amperes).*

Para poder obtener los valores internos R, L y C de la bobina Rogowski se desarrolla un código en MATLAB® (Figura 3.31)

```

Rogowskicoilmodel15112016.m x +
1 -   clc
2 -   clear all
3 -   close all
4
5 -   %Bobina Rigowski modelado
6
7 -   %Declaracion de parametros:
8 -   a=15.2338;%cm %Diametro interior de la bobina
9 -   b=16.2338;%cm %diametro exterior de la bobina
10 -  h=0.01;%m %altura de la bobina
11 -  N=1030;
12 -  r=0.2755; %mm %radio del cable devanado
13 -  lw=(2*(((b-a)/2)+(h*100))*N)/100; %m %longitud del cable devanado
14 -  drc=0.01; %m %diametro de cada espira en la bobina
15 -  rc=0.076169; %m %distancia del cable primario y el punto central de la espira de la bobina
16 -  u0=4*pi*1e-7; %H/m %permeabilidad del aire
17 -  pw=1/58; % (Ohm*mm^2)/m %Resistividad de alambre en devanado
18 -  E0=(10e-9)/(36*pi); % F/m %Constante dielectrica del vacio.
19 -  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
20 -  M=((u0*N*h)/(2*pi))*(log(b/a))
21 -  R0=pw*lw/(pi*(r^2))
22 -  L0=N*M
23 -  %L1=((u0*(N*N)*h)/(2*pi))*(log(b/a))
24 -  C0=((pi^2)*E0*((b+a)/100)/(log((b-a)/(4*r/1000)))
25 -  im=6.8*sqrt(2); %corriente de entrada a la bobina
26 -  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
27 -  rb=0.5/100; %m %radio de la bobina
28 -  A=pi*(rb^2); %m^2 % seccion trasversal de la bobina
29 -  Sm=0.51; %m %longitud media de a bobina
30 -  %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

Figura 3.31. *Calculo de los valores de la bobina Rogowski construida.*

Donde los resultados obtenidos en el código son:

$R = 2.2343 \text{ Ohms}$

$L = 1.3490\text{e-}04 \text{ Henrys}$

$C = 4.0320\text{e-}11 \text{ Faradios}$

Por último, Zburden se modela como una impedancia externa en las terminales de la bobina, que incluye la resistencia de amortiguación. Esta resistencia es muy importante porque sin ella se produce un sobrepaso cerca a la frecuencia de resonancia. El valor que se propuso es de $2 \text{ k}\Omega$.

3.2.3. Modelo de Simulación en MATLAB® Simulink.

MATLAB® Simulink ofrece el modelo de un transformador Lineal con la siguiente descripción:

El modelo de bloque del Transformador Lineal que se muestra consta de tres devanados acoplados arrollados en el mismo núcleo (Figura 3.32).

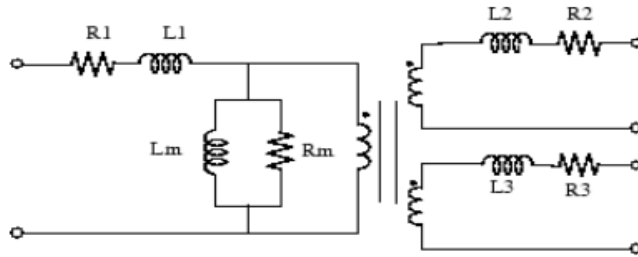


Figura 3.32. Modelo del Bloque del Transformador Lineal en MATLAB® Simulink).

El modelo tiene en cuenta las resistencias de devanado (R_1 R_2 R_3) y las inductancias de fuga (L_1 L_2 L_3), así como las características de magnetización del núcleo, que se modela mediante una derivación lineal (R_m L_m).

Para implementar un modelo de transformador ideal, configure las resistencias y las inductancias del devanado en 0, y la resistencia e inductancia de magnetización (R_m L_m) en inf.

Así, de acuerdo con la Figura 3.33, el circuito resultante en el ambiente gráfico MATLAB® Simulink es:

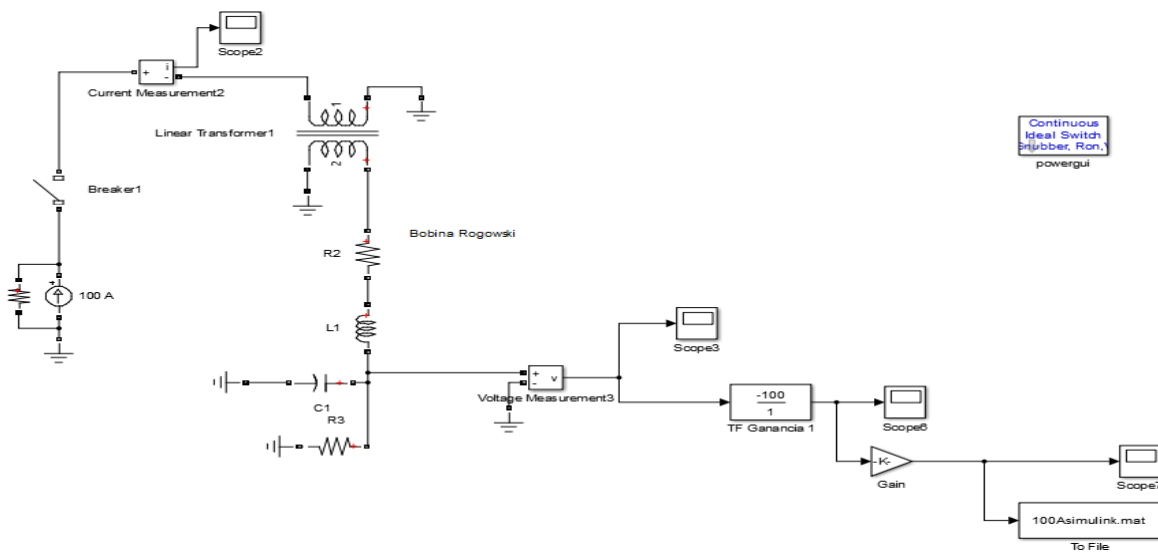


Figura 3.33. Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (100 amperes).

Los valores de la Bobina Rogowski en el software MATLAB® Simulink se muestran en la Figura 3.34.

Linear Transformer (mask) (link)

Implements a three windings linear transformer.

Click the Apply or the OK button after a change to the Units popup to confirm the conversion of parameters.

Parameters

Units **SI**

Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:
[100 60]

Winding 1 parameters [V1(Vrms) R1(ohm) L1(H)]:
[1 0 1e-7]

Winding 2 parameters [V2(Vrms) R2(ohm) L2(H)]:
[4.45e+07 0 1e-7]

Three windings transformer

Winding 3 parameters [V3(Vrms) R3(ohm) L3(H)]:
[3.15e+05 0.7938 0.084225]

Magnetization resistance and inductance [Rm(ohm) Lm(H)]:
[0.0007 0.0000004]

Measurements **None**

Use SI units

OK Cancel Help Apply

Figura 3.34. Parámetros en prueba de la Bobina de Rogowski en MATLAB® Simulink.

Los parámetros tienen las siguientes características:

Unidades. Especifique las unidades utilizadas para ingresar los parámetros del bloque Transformador lineal. Seleccione pu para usar por unidad. Seleccione SI para usar unidades del Sistema Internacional. Al cambiar el parámetro Unidades de pu a SI, o de SI a pu, se convertirán automáticamente los parámetros que se muestran en la máscara del bloque. La conversión por unidad se basa en la potencia nominal del transformador Pn en VA, la

frecuencia nominal f_n en Hz y la tensión nominal V_n , en Vrms, de las bobinas. Por defecto es pu.

Potencia nominal y frecuencia. La potencia nominal P_n en volts-amper (VA) y la frecuencia f_n , en hertz (Hz), del transformador. Tenga en cuenta que los parámetros nominales no tienen ningún impacto en el modelo de transformador cuando el parámetro Unidades está configurado en SI. Por defecto es [250e6 60].

Parámetros de devanado 1. El voltaje nominal V_1 , en volts RMS, resistencia, en pu u Ohms, y la inductancia de fuga, en pu o henrios. Los valores de pu se basan en la potencia nominal P_n y en V_1 . Establezca las resistencias de bobinado y las inductancias en 0 para implementar un bobinado ideal. El valor predeterminado es [735e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es pu y [7.35e+05 4.3218 0.45856] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Parámetros de devanado 2. El voltaje nominal V_2 en voltios RMS, resistencia, en pu u Ohms, y la inductancia de fuga, en pu o henrios. Los valores de pu se basan en la potencia nominal P_n y en V_2 . Establezca las resistencias de bobinado y las inductancias en 0 para implementar un bobinado ideal. El valor predeterminado es [315e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es pu y [3.15e+05 0.7938 0.084225] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Transformador de tres devanados. Si se selecciona, implementa un transformador lineal con tres devanados; de lo contrario, implementa un transformador de dos devanados. Predeterminado está seleccionado.

Parámetros de devanado 3. El parámetro devanado 3 no está disponible si el parámetro del transformador tres devanados no está seleccionado.

El voltaje nominal en volts RMS (V_{rms}), la resistencia, en pu u Ohms, y la inductancia de fuga en pu o henrios. Los valores pu se basan en la potencia nominal P_n y en V_3 . Establezca las resistencias de bobinado y las inductancias en 0 para implementar un devanado ideal. El valor predeterminado es [315e3 0.002 0.08] cuando el parámetro de Unidades es pu y [3.15e+05 0.7938 0.084225] cuando el parámetro de Unidades es SI.

Resistencia e inductancia de magnetización. La resistencia y la inductancia que simulan las pérdidas activas y reactivas del núcleo. Cuando se seleccionan, los valores pu se basan en la potencia nominal P_n y en V_1 . Por ejemplo, para especificar el 0.2% de las pérdidas del núcleo activo y reactivo, a la tensión nominal, use $R_m = 500$ pu y $L_m = 500$ pu. El valor predeterminado es [500 500] cuando el parámetro de Unidades es pu [1.0805e+06 2866] y cuando el parámetro de Unidades es SI.

R_m debe tener un valor finito cuando la inductancia del bobinado 1 es mayor que cero.

3.2.4. Resultados de la prueba experimental y el modelado en ATPDraw® y MATLAB® Simulink.

3.2.4.1. Prueba de 100 amperes a Bobina de Rogowski propuesto y a los modelos.

Ya teniendo los parámetros de la Bobina Rogowski se procede a hacer la simulación tanto en ATPDraw® (Figura 3.30) y en MATLAB® Simulink (Figura 3.33). Y modelo de fuente de corriente de 100 amperes respectivamente para obtener las señales correspondientes.

Ya realizada la prueba experimental y las simulaciones en los dos software se generan Archivos .MAT para poder graficarse y compara los resultados. En la Figura 3.35 se presenta un código en MATLAB® para graficar los resultados.

```

BobinaRogowskiaplicando100A.m x +
1 -  |clc
2 -  clear all
3 -  close all
4
5 -  load HR_10058.MAT
6 -  VA=vVa*sqrt(2);
7 -  T=t/1000000;
8 -  figure(1)
9 -  plot(T,VA)
10 - title('Bobina Rogowski aplicando 100 Amperes')
11 - xlabel('Tiempo')
12 - ylabel('Voltaje')
13 - grid
14 - hold on
15 - load 100Asimulink.mat
16 - plot(Vo(1,:),Vo(2,:))
17 - hold on
18
19 - load 100Aatpdraw.MAT
20 - plot(t,tXx0006)
21 - legend('Esperimental','simulink','atpdraw')
22
--

```

Figura 3.35. Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 100 amperes).

En la figura 3.36 Se muestran las oscilografías obtenidas en la prueba experimental y el modelado.

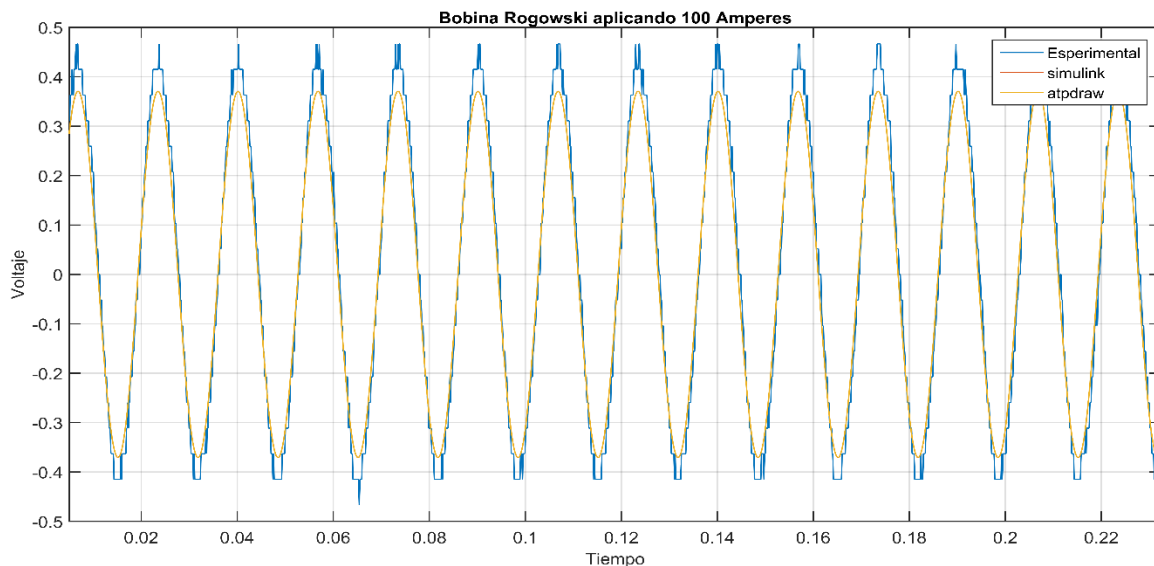


Figura 3.36. Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 100 amperes.

3.2.4.2. Prueba de 400 amperes a Bobina Rogowski propuesto y a los modelos.

Teniendo los parámetros de la Bobina Rogowski se procede a hacer la simulación tanto en ATPDraw® (Figura 3.37) y en MATLAB® Simulink (Figura 3.38). Se modela una fuente de corriente de 400 amperes respectivamente para obtener las señales correspondientes.

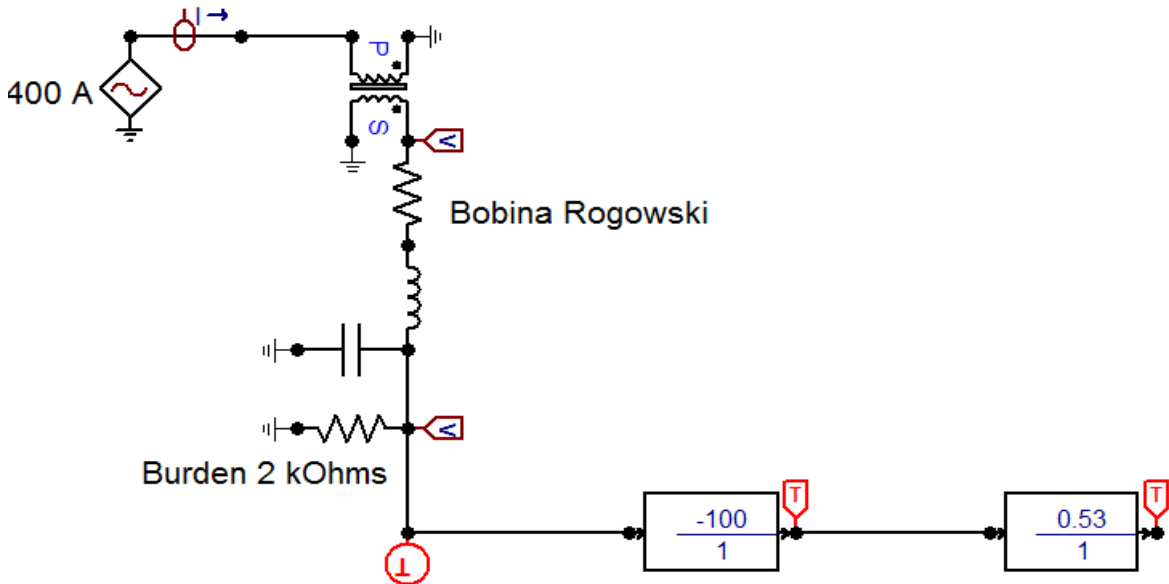


Figura 3.37. Modelo de simulación para Bobina Rogowski en ATPDraw® (400 Amperes).

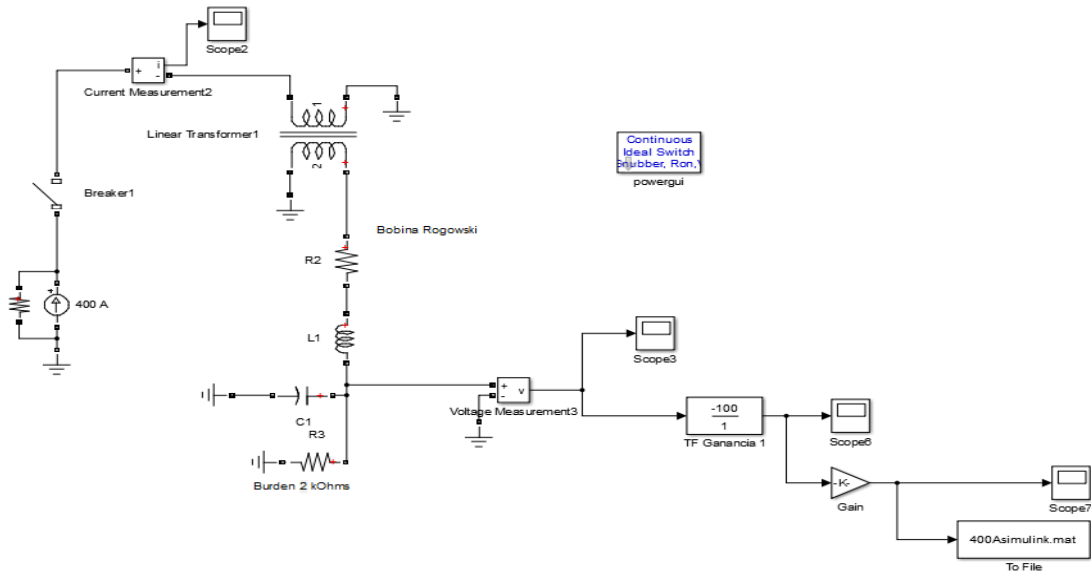


Figura 3.38. Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (400 amperes).

Ya realizada la prueba experimental y las simulaciones en los dos software se generan Archivos .MAT para poder graficarse y compara los resultados. En la Figura 3.39 se presenta un código en MATLAB® para graficar los resultados.

```

BobinaRogowskiaolicando400A.m  x +
1 -  clc
2 -  clear all
3 -  close all
4
5 -  load HR_10067.MAT
6 -  VA=vVa*sqrt(2);
7 -  T=t/1000000;
8 -  figure(1)
9 -  plot(T,VA)
10 - title('Bobina Rogowski aplicando 400 Amperes')
11 - xlabel('Tiempo')
12 - ylabel('Voltaje')
13 - grid
14 - hold on
15 - load 400Asimulink.mat
16 - plot(Vo(1,:),Vo(2,:))
17 - hold on
18
19 - load 400Aatpdraw.MAT
20 - plot(t,tXx0006)
21 - legend('Esperimental','simulink','atpdraw')

```

Figura 3.39. Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 400 amperes).

En la figura 3.40 Se muestran las oscilografías obtenidas en la prueba experimental y el modelado.

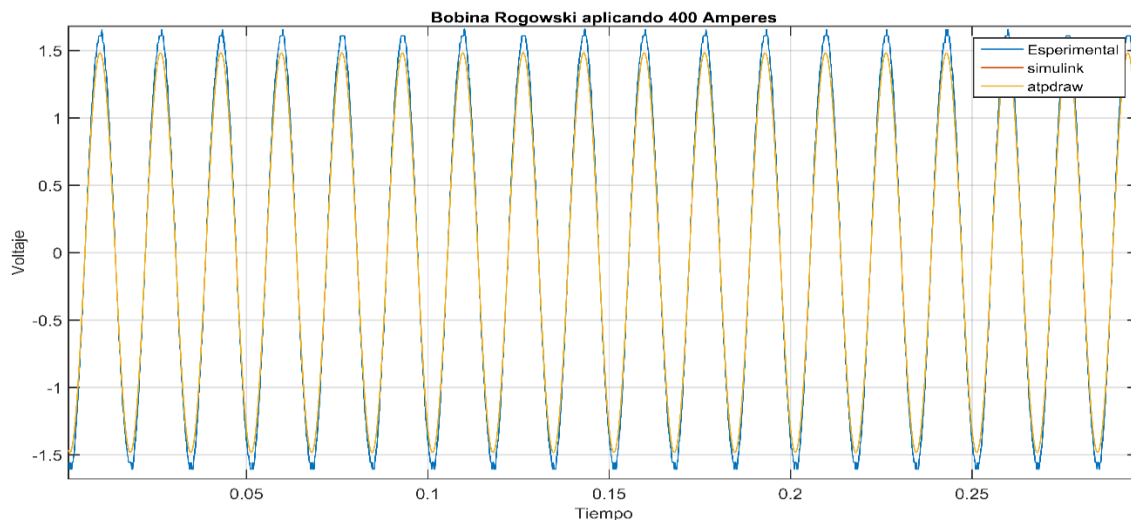


Figura 3.40. Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 400 amperes.

3.2.4.3. Prueba de 600 amperes a Bobina Rogowski propuesto y a los modelos.

Teniendo los parámetros de la Bobina Rogowski se procede a hacer la simulación tanto en ATPDraw® (Figura 3.41) y en MATLAB® Simulink (Figura 3.42). Se modela una fuente de corriente de 600 amperes respectivamente para obtener las señales correspondientes.

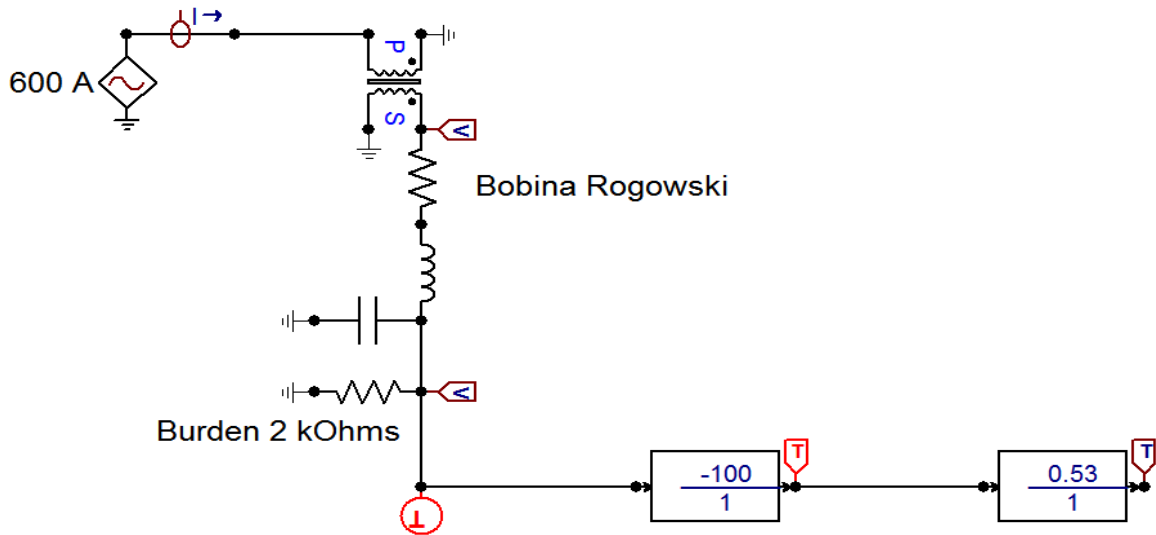


Figura 3.41. Modelo de simulación para Bobina Rogowski en ATPDraw® (600 Amperes).

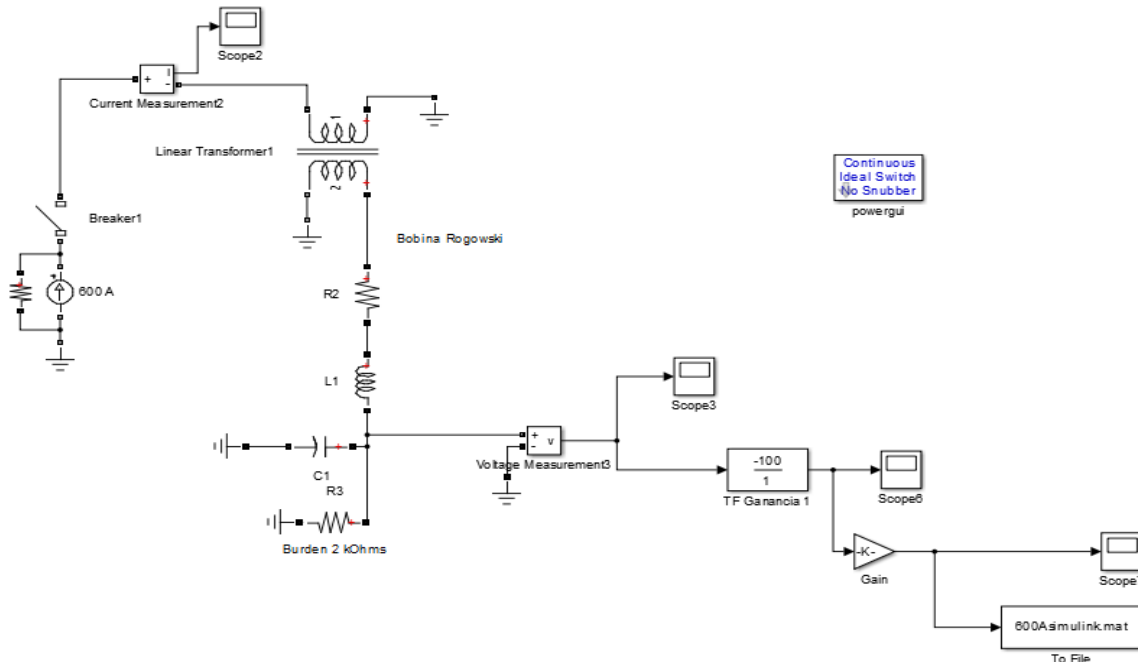


Figura 3.42. Modelo de simulación para la Bobina Rogowski en MATLAB® Simulink (600 amperes).

Ya realizada la prueba experimental y las simulaciones en los dos software se generan Archivos .MAT para poder graficarse y compara los resultados. En la Figura 3.43 se presenta un código en MATLAB® para graficar los resultados.

```

BobinaRogowskiaplicando600A.m  x +
1 -  |clc
2 -  clear all
3 -  close all
4
5 -  load HR_10070.MAT
6 -  VA=vVa*sqrt(2);
7 -  T=t/1000000;
8 -  figure(1)
9 -  plot(T,VA)
10 - title('Bobina Rogowski aplicando 600 Amperes')
11 - xlabel('Tiempo')
12 - ylabel('Voltaje')
13 - grid
14 - hold on
15
16 - load 600Asimulink
17 - plot(Vo(1,:),Vo(2,:))
18 - hold on
19
20 - load 600Aatpdraw.MAT
21 - plot(t,tXx0006)
22 - legend('Esperimental','simulink','atpdraw')

```

Figura 3.43. Código en MATLAB para obtener las gráficas. (Con una fuente de 600 amperes).

En la figura 3.44 Se muestran las oscilografías obtenidas en la prueba experimental y el modelado.

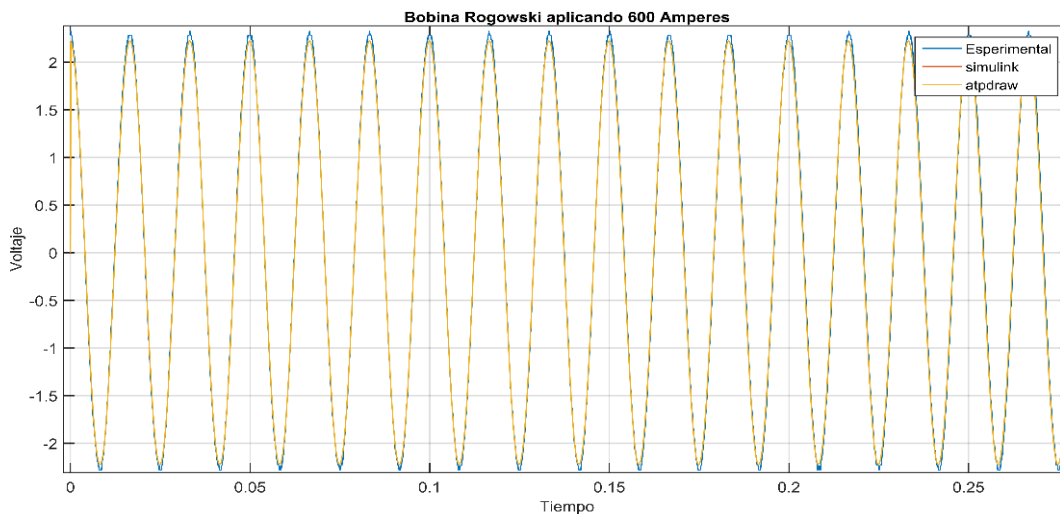


Figura 3.44. Oscilografías de la Bobina Rogowski de prueba y modelado con fuente de 600 amperes.

Aplicación del Modelo Transformador de Corriente en Sistemas de Protección (87B y 87Z)

En este capítulo se presenta la aplicación del modelo del Transformador de Corriente en sistemas de protección. Se implementa en dos tipos de Relevadores: un Relevador Estático Diferencial de Barras (87B) y en un Relevador Digital Diferencial de barras de Alta Impedancia (87Z).

Así como generar diferentes fallas para ver el comportamiento de los Transformadores de Corriente en los sistemas de Protección modelados. El Software donde se implementaran los modelos es MATLAB® Simulink.

4.1. RELEVADOR ESTÁTICO DIFERENCIAL DE BARRA (87B).

Las barras de un Sistema Eléctrico Potencia tienen la misión de facilitar la interconexión de diferentes circuitos del mismo nivel de voltaje. Al producirse una falla en la barra de el sistema, se presentan altas corrientes de cortocircuito que producen esfuerzos térmicos y mecánicos importantes en todos los equipos conectados a la barra.

Por esta causa, las barras deben protegerse convenientemente si no se quieren tener graves averías, pues una falla no despejada puede originar la destrucción de las mismas y una interrupción prolongada del suministro de energía eléctrica.

Es indispensable tener un sistema de protección con una alta velocidad de operación, para reducir el tiempo de apertura de los interruptores y así evitar daños a los equipos conectados a la barra. El esquema estático diferencial cubre estos requerimientos.

La protección diferencial, es el sistema de protección más utilizado en las instalaciones nuevas, ya que detecta tanto las fallas de fase como las de tierra. Hay muchas variedades de protección diferencial, cada una de ellas tiene sus propias características.

El concepto es una extensión de la ley de Kirchhoff que establece que la suma de corrientes que ingresan a un nodo determinado es igual a la suma de las corrientes que salen del mencionado nodo.

Se instalan transformadores de corriente (TC) en cada extremo o terminal de la zona protegida conectados en forma conjunta como se indica en la Figura 4.1.

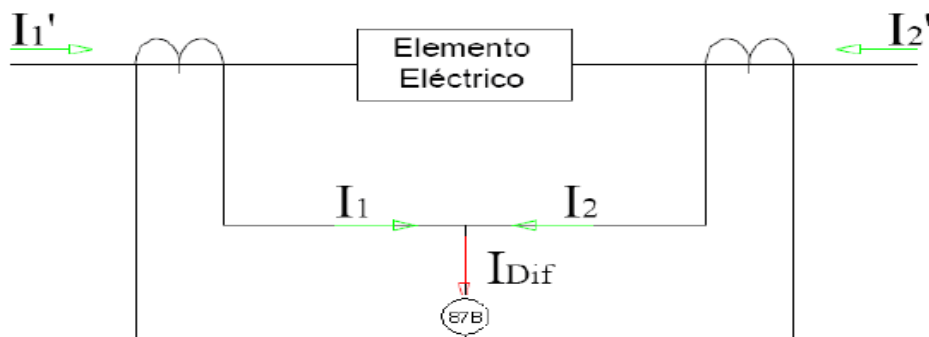


Figura 4.1. Principio del Relevador Diferencial.

El relevador estático diferencial tiene las siguientes características:

- Tiene una operación rápida, de 8 a 16 ms, dependiendo de la presencia de saturación de Transformadores de Corriente y asimetría (medio ciclo o un ciclo).
- No le afectan la saturación de los Transformadores de Corriente ni las corrientes asimétricas.
- Permite la conmutación de circuitos de corriente.
- Pueden utilizar diferentes relaciones de Transformación en los Transformadores de Corriente.
- No requiere un juego secundario de Transformadores de Corriente exclusivos.

La bobina de operación del relevador recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro de la zona de operación y está limitada al territorio comprendido entre la localización de los Transformadores de Corriente que mandan señal al relevador

Si las corrientes de falla son tan grandes que provocan saturación desigual en los transformados de corriente, este método no será aplicable, puesto que la suma de las corrientes secundarias no será cero para fallas externas, lo que provocaría la operación en falso del relevador diferencial.

El relevador de protección para fallas en la barra debe de trabajar correctamente aún bajo las siguientes condiciones:

- Cuando la componente de corriente directa de una onda asimétrica de falla sea de cualquier valor.
- Aun cuando los transformadores de corriente se saturen por efectos de corriente de falla interna o externa.
- El esquema de protección diferencial de barra debe tener la característica de poder operar correctamente aun cuando los transformadores de corriente sean de diferente tipo y relación de transformación.

Un sistema de protección ideal se muestra en la Figura 4.2 y Figura 4.3, donde los Transformadores tienen la misma relación y están conectados con el mismo sentido de polaridad, de ahí que las corrientes que circulan en el circuito ubicado entre los Transformadores de Corriente sean cero para condiciones normales de flujo de potencia y fallas externas, mientras que para fallas internas circulara la corriente de falla total.

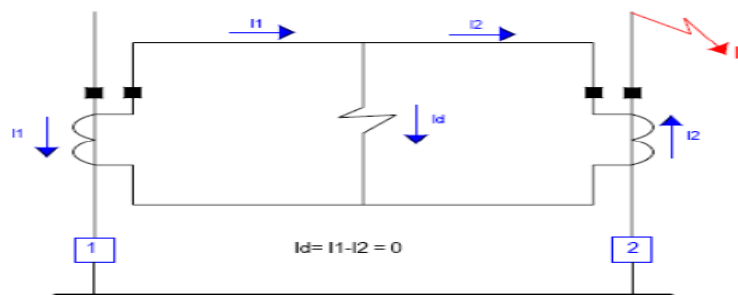


Figura 4.2. Protección diferencial ideal (Falla externa).

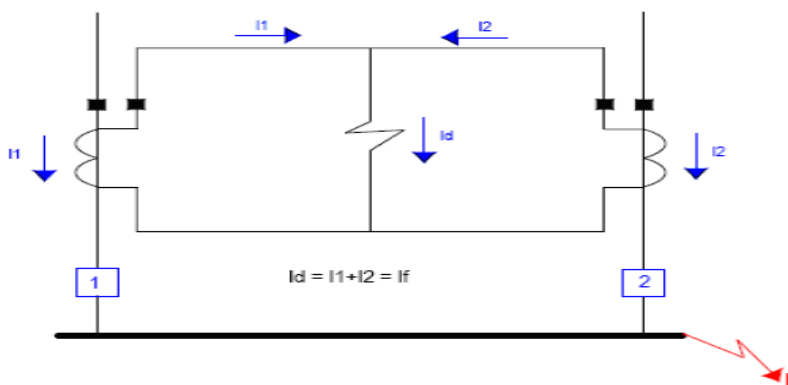


Figura 4.3. Protección diferencial ideal (Falla interna).

4.1.1. Modelado del Relevador Estático Diferencial (87B) para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.

El modelo del Sistema Eléctrico de Potencia fue desarrollado con la siguiente información (Figura 4.4):

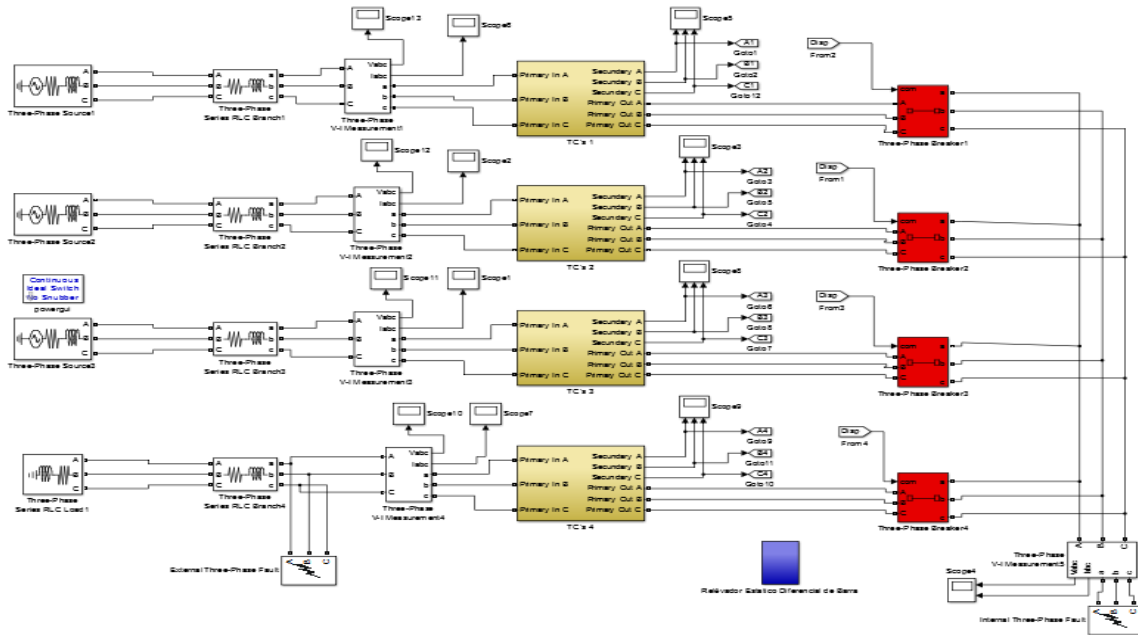


Figura 4.4. Esquema General del Modelo.

- Voltaje en cada generador del sistema: 230 kV
- Impedancia de Línea 1: $1 + j10 \Omega$.
- Impedancia de Línea 2: $0.75 + j7.5 \Omega$.
- Impedancia de Línea 3: $0.5 + j5 \Omega$.
- Impedancia de Línea 4: $0.25 + j2.5 \Omega$.
- Carga 1: 230 kV, 200 MW, 50 MVar
- Falla interna: 0Ω , tiempo de inicio 0.05 seg sin falla externa.
- Falla externa: 0Ω , tiempo de inicio 0.05 seg sin falla interna.
- Transformadores de Corriente: 800/5 A
- Relevador Estático Diferencial de barra.

La descripción de todos los elementos que componen el modelo se detalla a continuación:

- Sistema de generación: Se representa mediante un equivalente del sistema con los parámetros indicados. Para ello se utiliza el bloque Three-Phase Source de la librería Electrical Sources.

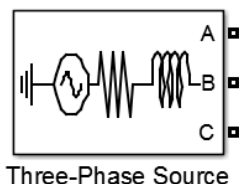


Figura 4.5. Bloque Sistema de Generación.

- Línea: Mediante el bloque Three-Phase Series RLC Branch modelamos cada una de las 4 líneas del sistema de red enmallado y se encuentra en la librería Elements.

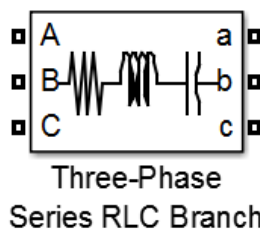


Figura 4.6. Bloque Líneas.

- Falla externa e interna: Con el bloque Three Phase Fault se modela una falla en el sistema usando sus tres fases y se encuentra en la librería Elements.

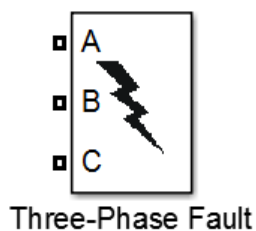


Figura 4.7. Bloque Falla externa e interna.

- Carga: Se usa el bloque Three-Phase Series RLC Load para ser modelado como una carga en el sistema con los parámetros indicados. Se encuentra en la librería Elements.

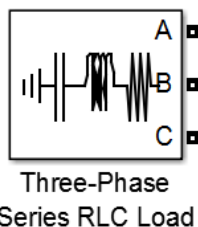


Figura 4.8. *Bloque Carga.*

- Interruptor automático: El bloque Three-Phase Breaker nos modela un interruptor para poder des energizar parte del sistema. Lo podemos encontrar en la librería Elements.

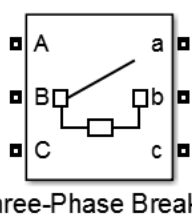


Figura 4.9. *Bloque Interruptor automático.*

- Transformador de Corriente: El Transformador de Corriente fue creado a partir del bloque Saturable Transformer el cual es usado para poder medir la corriente de saturación que va hacia el relevador. Se usan sólo dos devanados, el devanado 2 es primario y el devanado 1 es secundario. Se encuentra en la librería Elements.

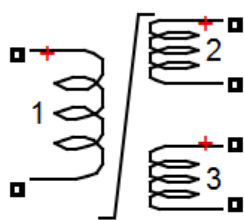


Figura 4.10. *Bloque Transformador de Corriente.*

- Osciloscopio: El elemento Scope se utiliza para la visualización de formas de onda de la señal. Un doble clic se abrirá una ventana. La barra de herramientas en la ventana de visualización contiene botones que permiten al usuario ampliar y alejar en diferentes secciones de la forma de onda. Se encuentra en la librería Sinks.

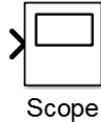


Figura 4.11. Bloque Osciloscopio.

- Mediciones de línea: En el bloque Three-Phase VI Measurement medimos la tensión trifásica y de corriente de las líneas. A la salida del bloque se pueden observar las tensiones y corrientes en valores por unidad o en voltios y amperios con un osciloscopio. Se localiza en la librería Measurements.

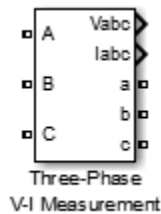


Figura 4.12. Bloque Mediciones de Linea.

En la figura 4.3 se observan los sistemas en amarillo que son los Transformadores de Corriente, tres por cada módulo con un total de doce Transformadores de Corriente en el sistema eléctrico de potencia (Figura 4.13).

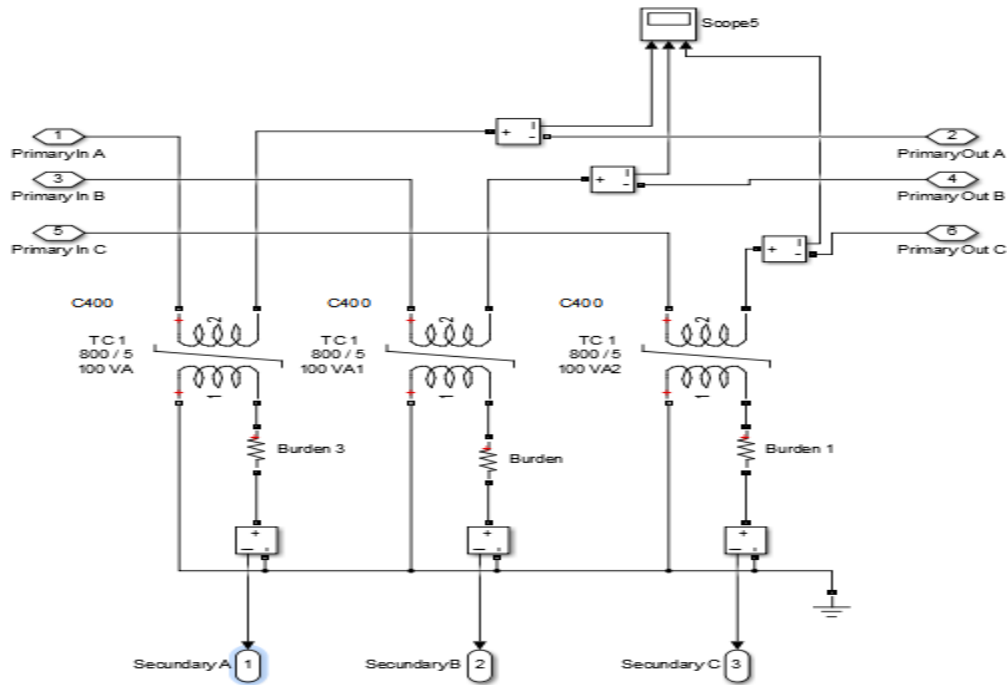


Figura 4.13. Transformadores de Corriente por cada subsistema, una por cada Fase.

Uno de los puntos importantes es el relevador, que para este tipo de estudios es importante que su lógica este bien diseñada para operar para fallas dentro de la barra a proteger. En la figura 4.14 muestra el cálculo de las corrientes de operación y en la Figura 4.15 se muestra la lógica del relevador.

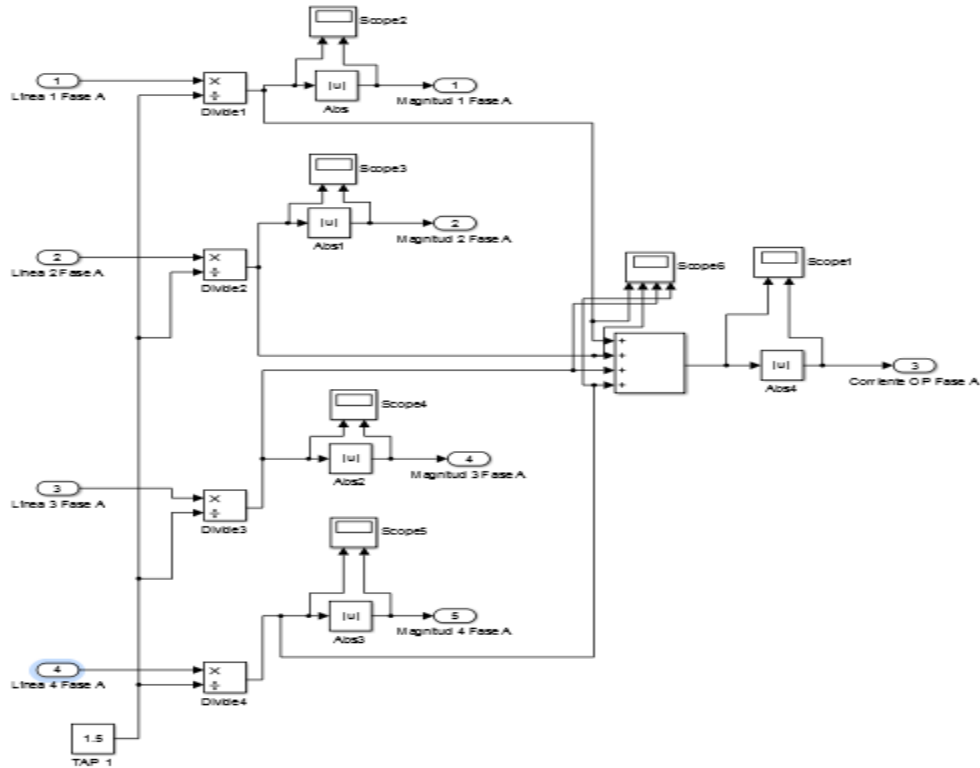


Figura 4.14. Cálculos de las Corrientes de Operación.

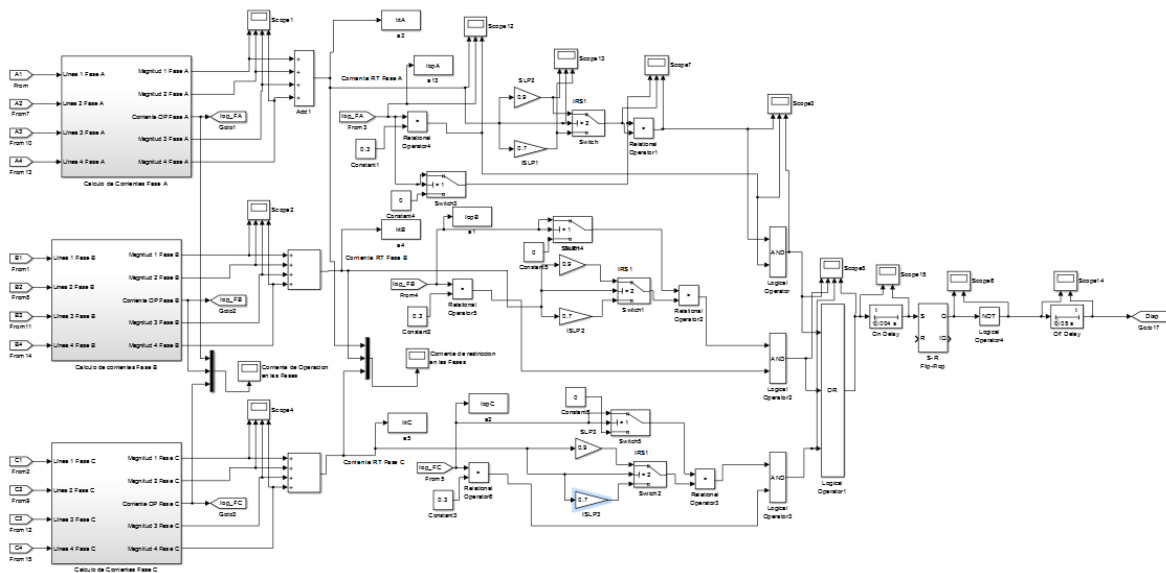


Figura 4.15. Lógica del relevador estático diferencial de barra.

4.1.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.

4.1.2.1. Operación Normal del sistema con carga nominal.

Corrientes Primarias:

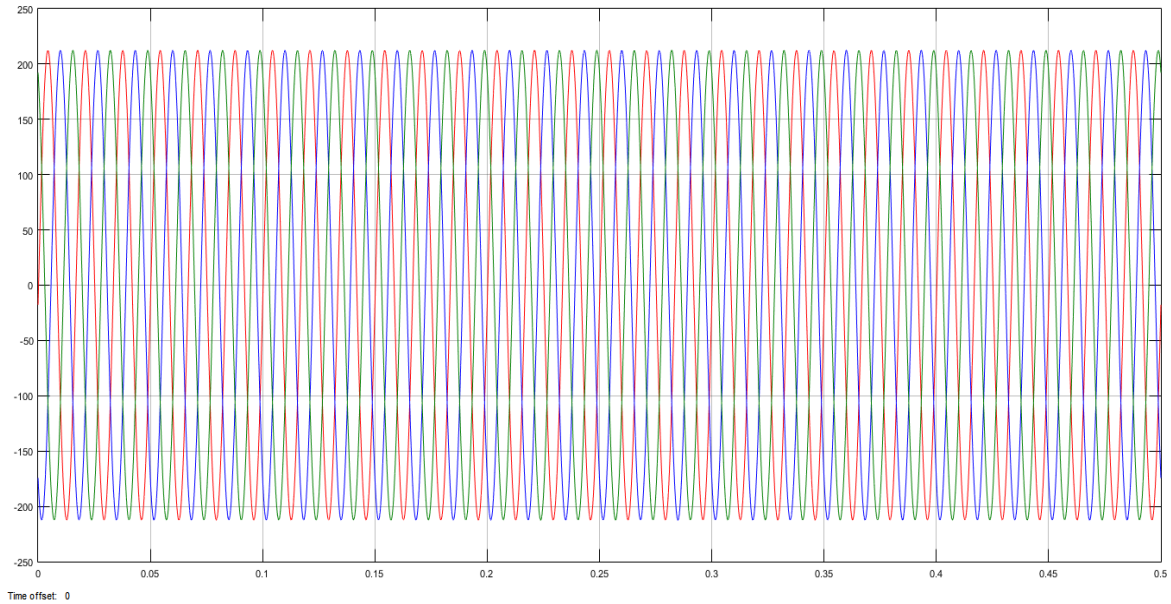


Figura 4.16. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 1 con carga nominal.

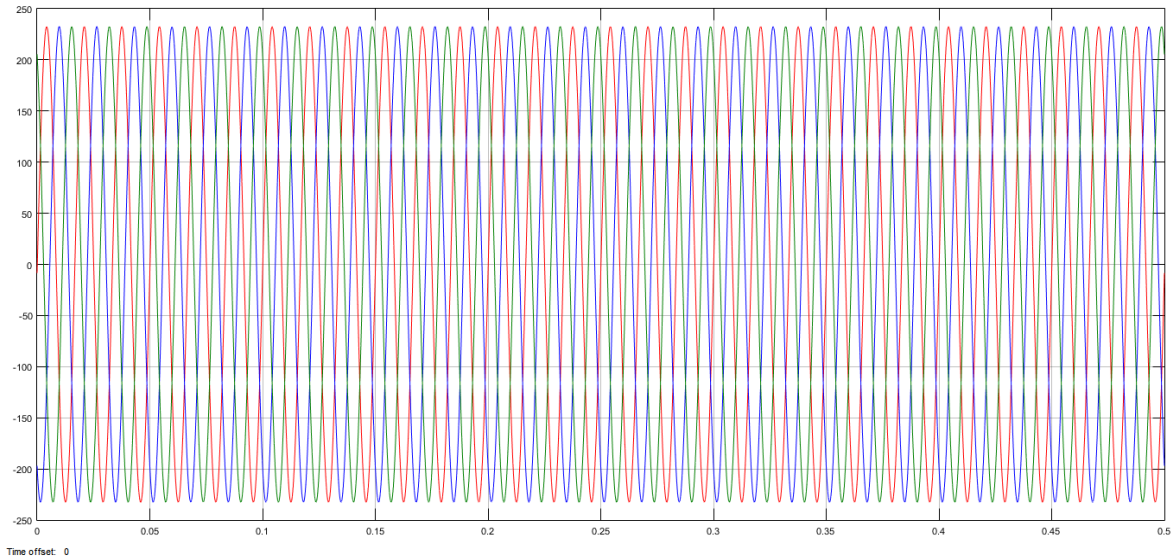


Figura 4.17. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 2 con carga nominal.

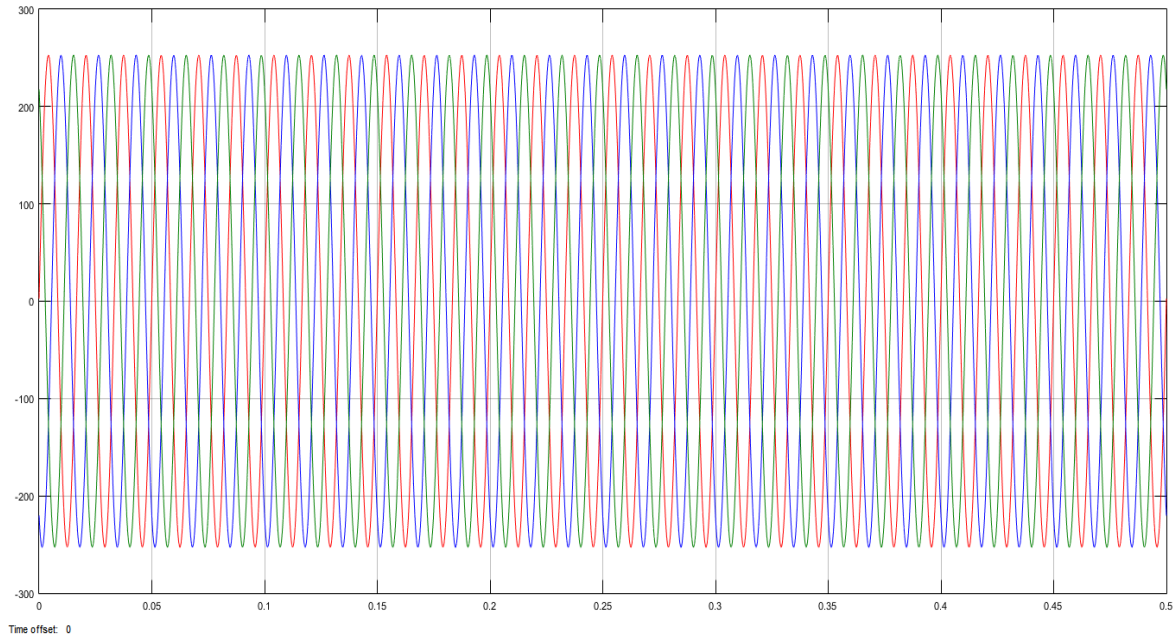


Figura 4.18. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 3 con carga nominal.

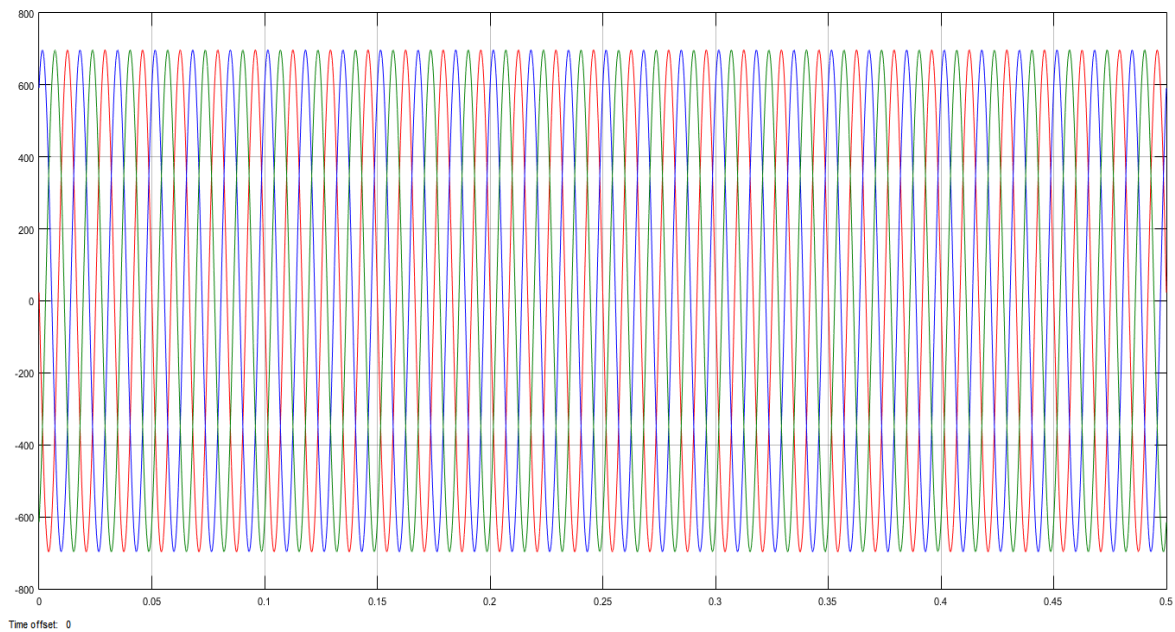


Figura 4.19. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con Carga nominal.

Corrientes Secundarias:

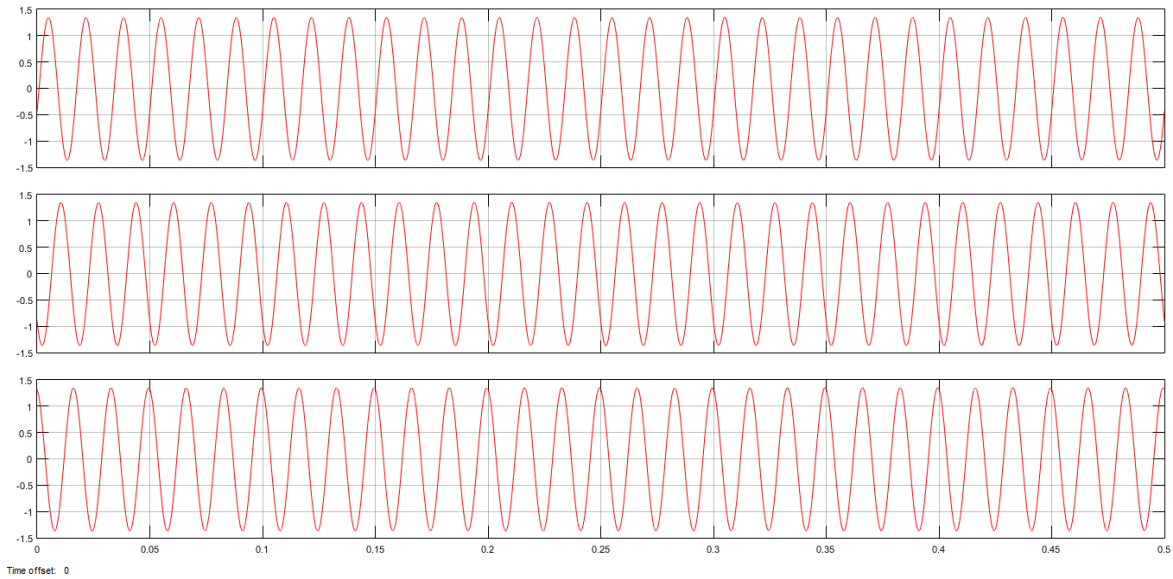


Figura 4.20. *Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con carga nominal.*

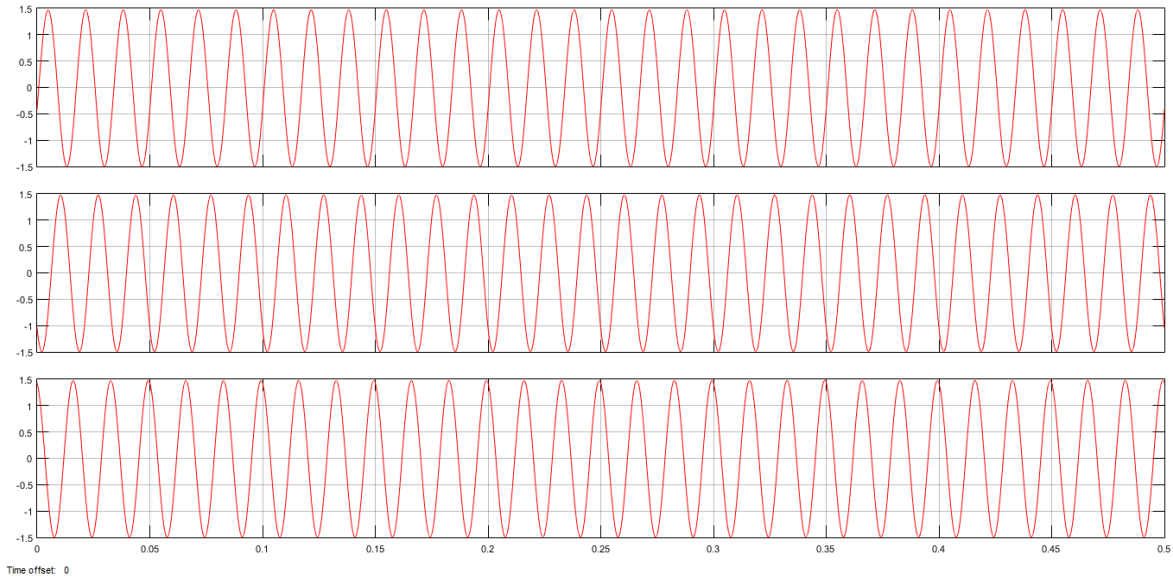


Figura 4.21. *Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con carga nominal.*

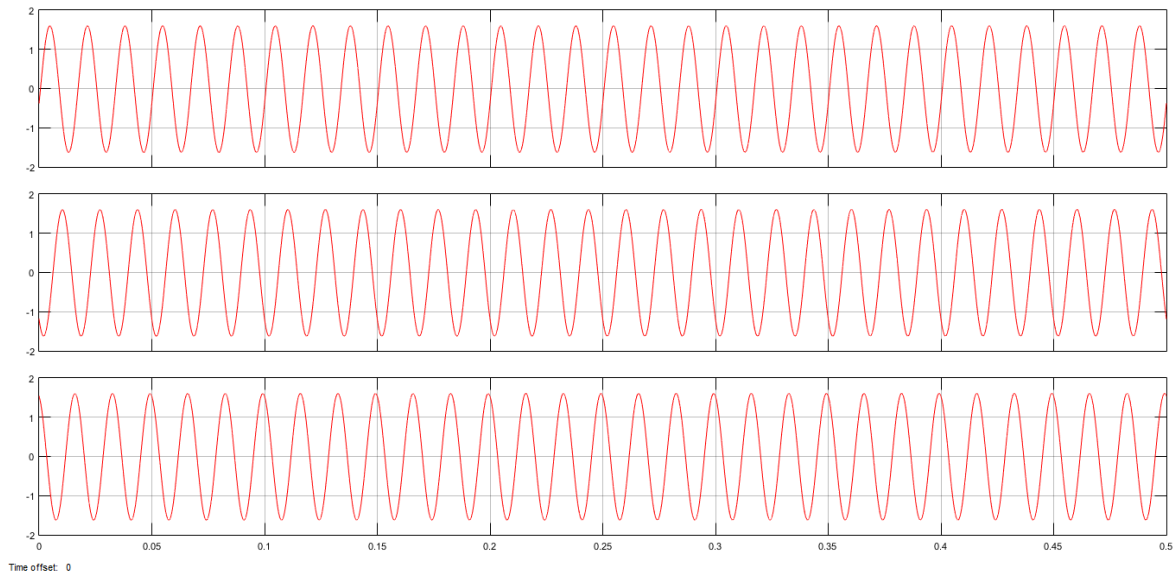


Figura 4.22. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con carga nominal.

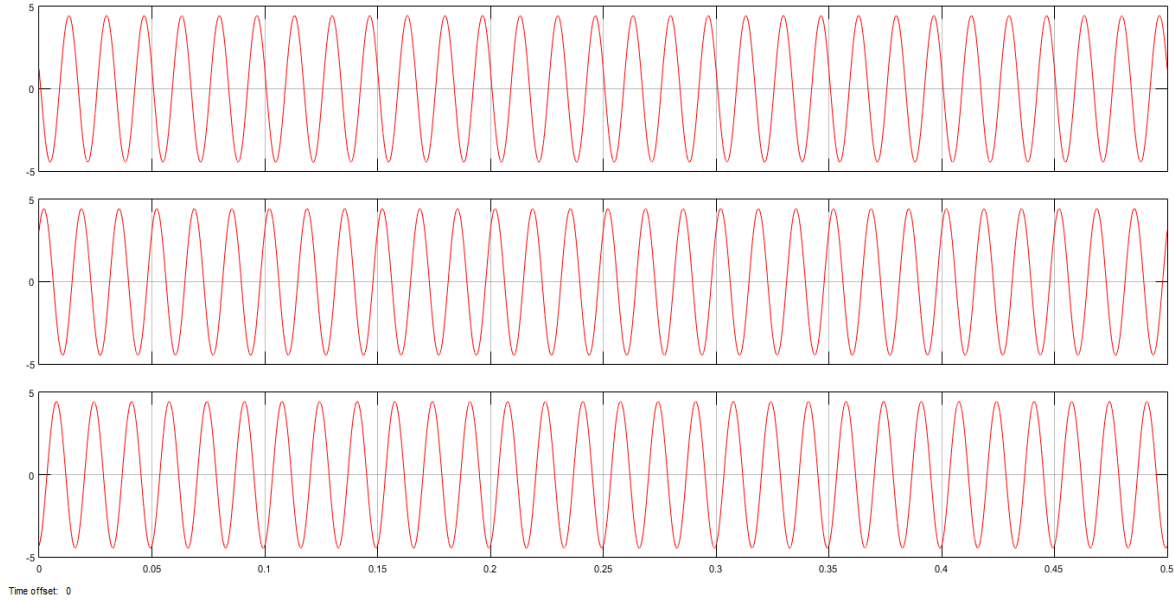


Figura 4.23. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con Carga nominal.

Corrientes de Operación y Restricción:

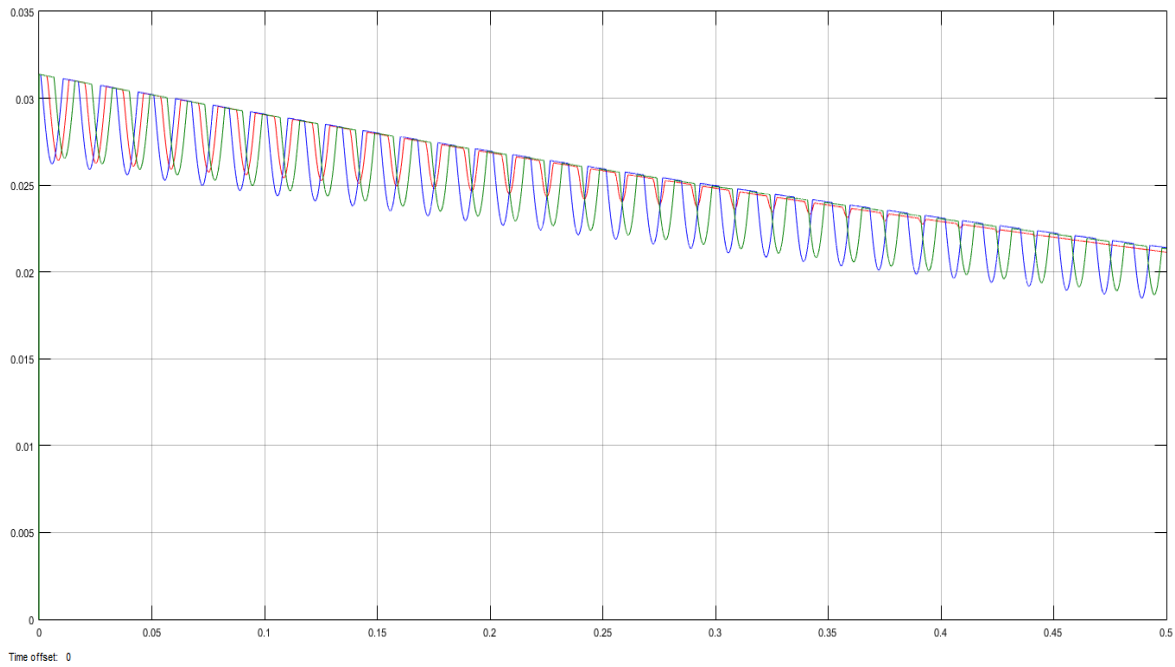


Figura 4.24. Oscilograma de la corriente de Operación sin falla en el sistema con Carga Nominal.

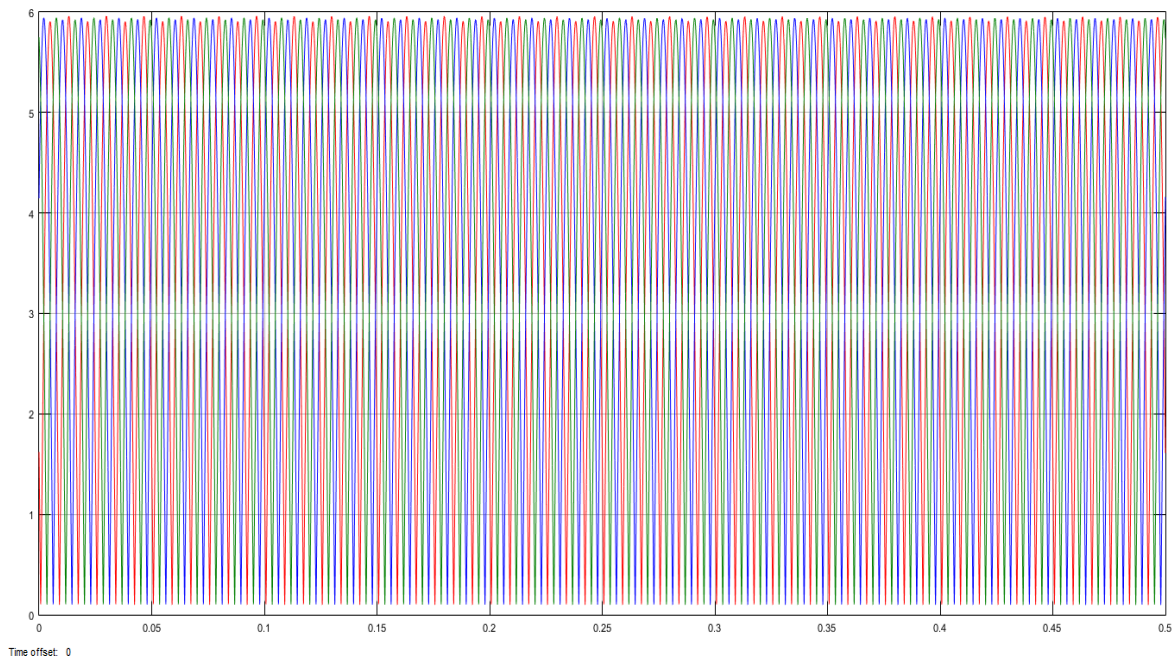


Figura 4.25. Oscilograma de la corriente de Restricción sin falla en el sistema con Carga Nominal.
Región de Operación del Relevador:

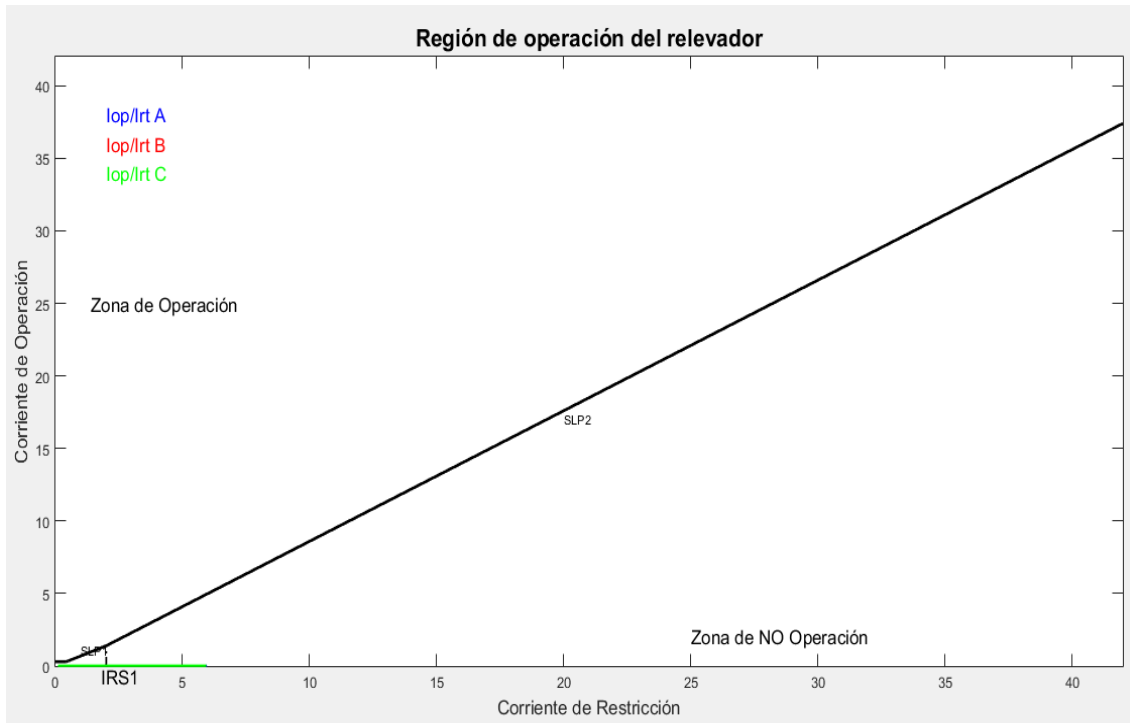


Figura 4.26. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción sin falla en el sistema con carga nominal.

Señal de Disparo:

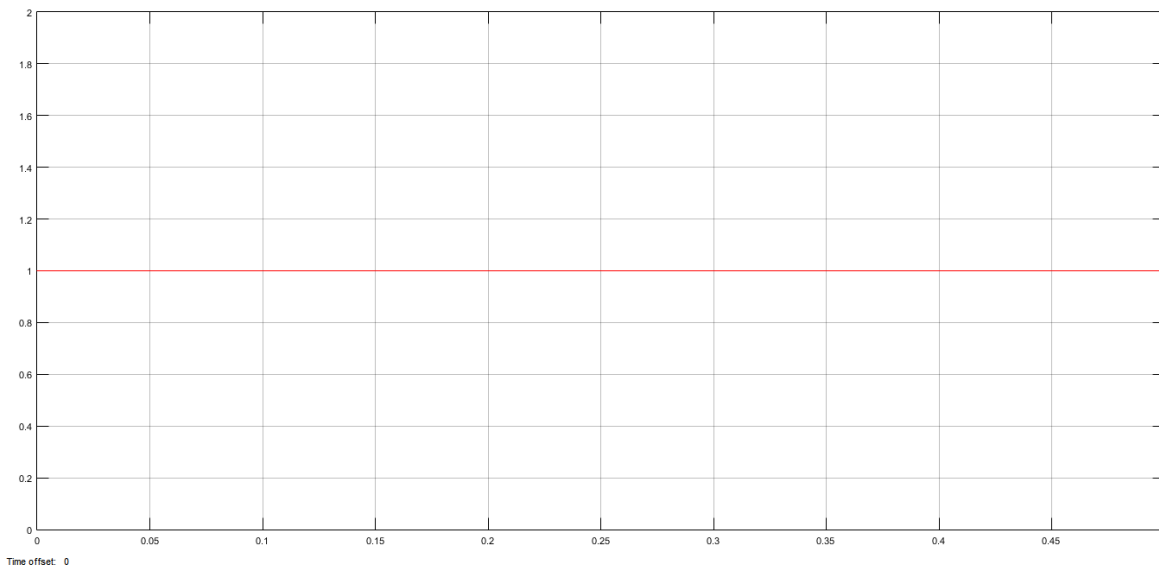


Figura 4.27. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.
 4.1.2.2. Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga.

Corrientes Primarias:

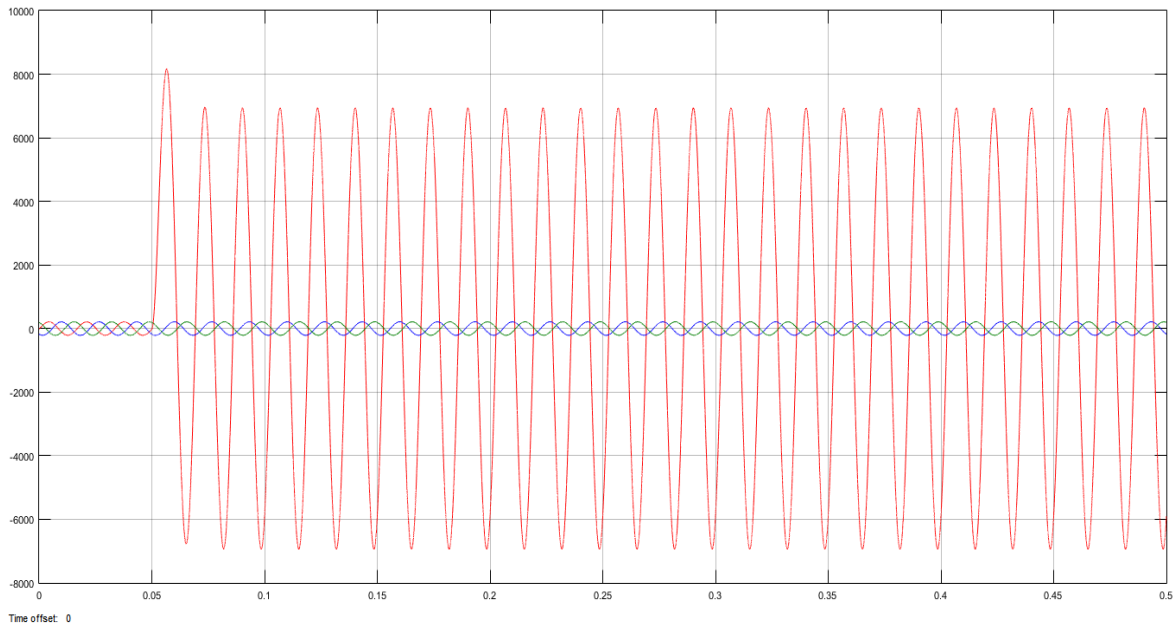


Figura 4.28. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.

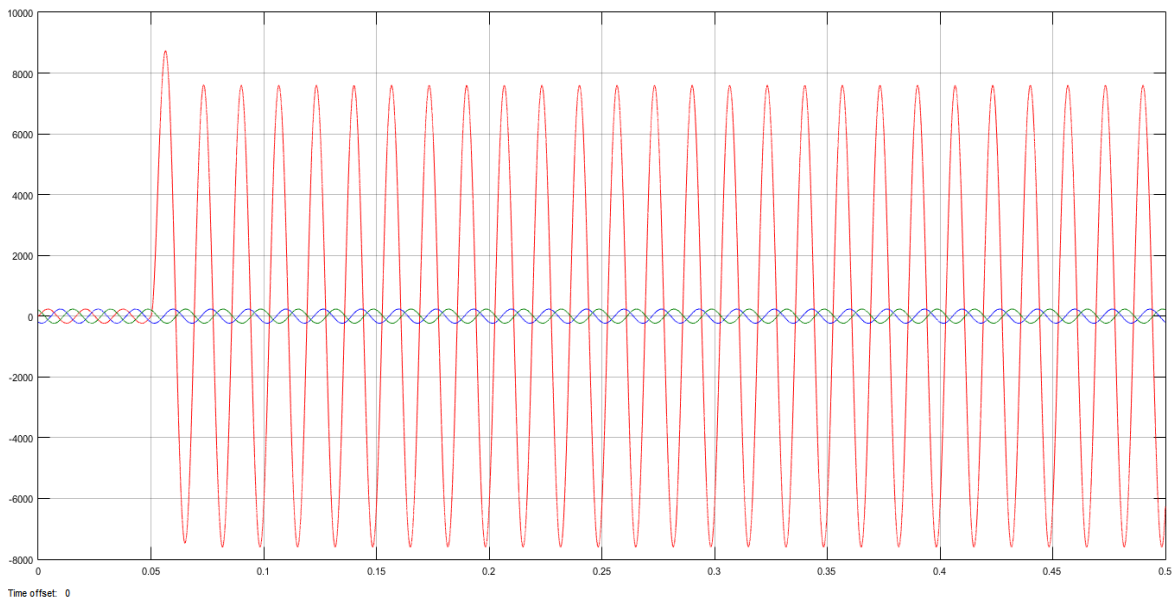


Figura 4.29. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.

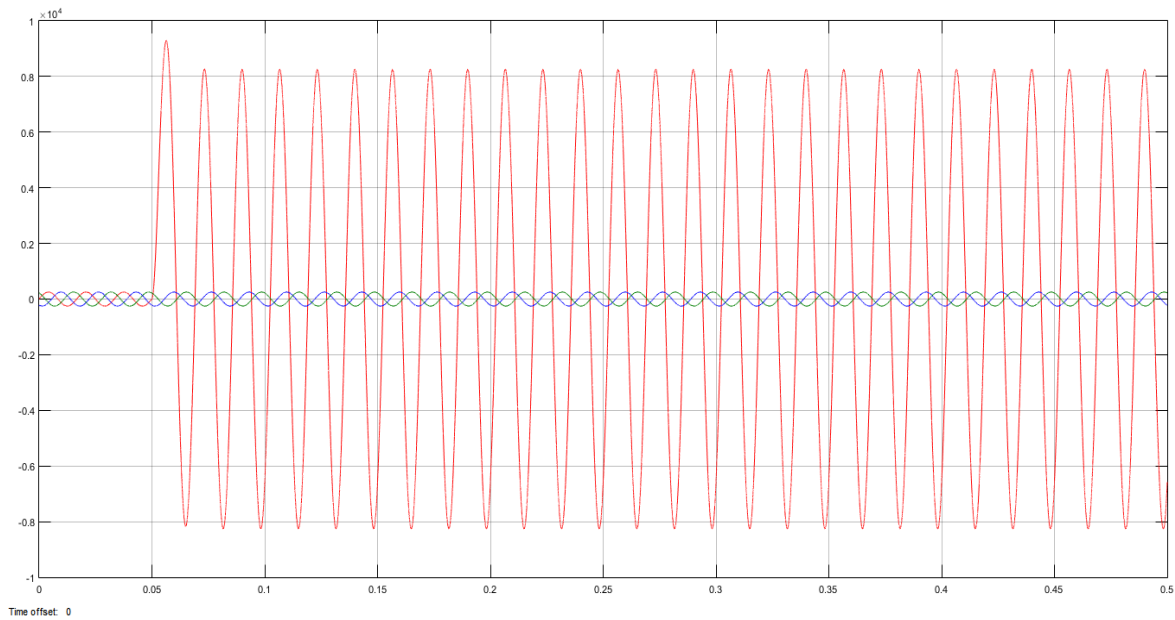


Figura 4.30. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.

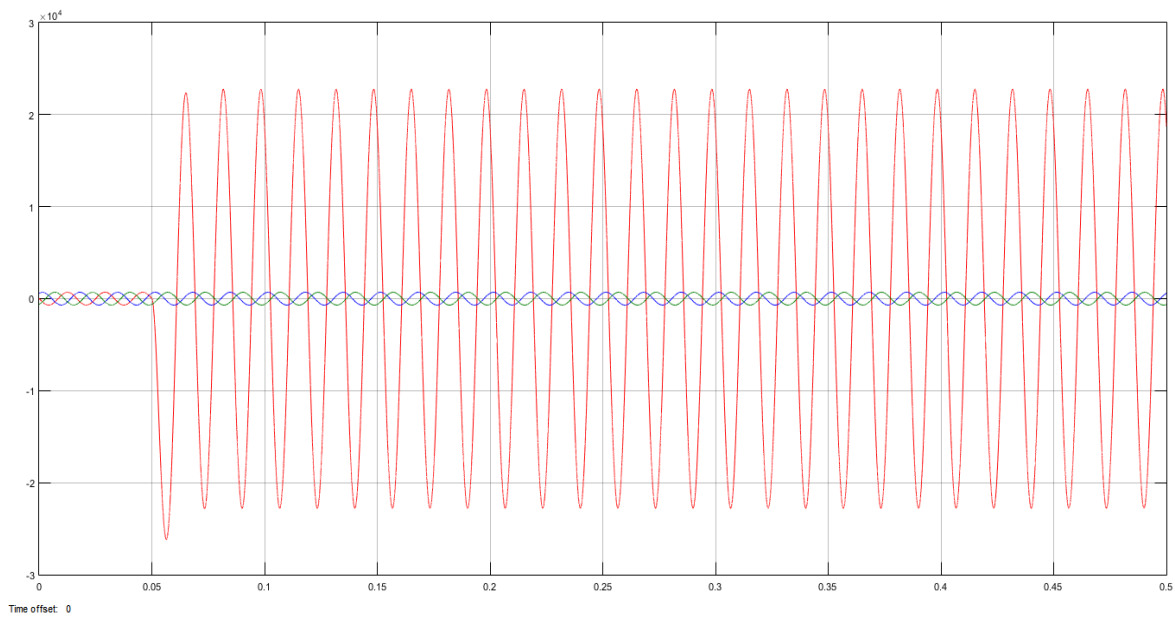


Figura 4.31. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.

Corrientes Secundarias:

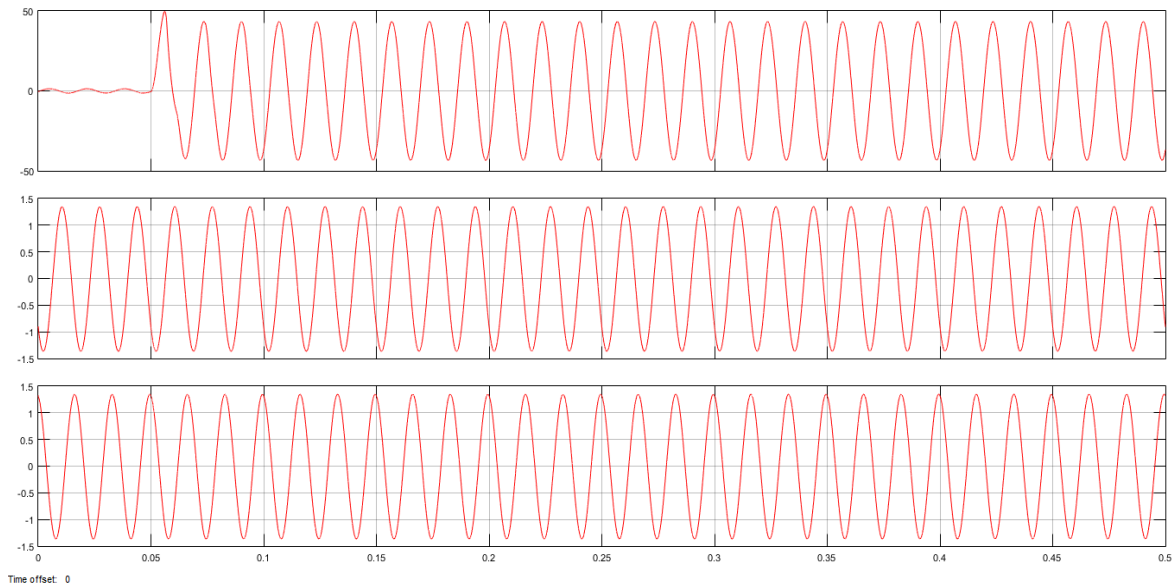


Figura 4.32. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.

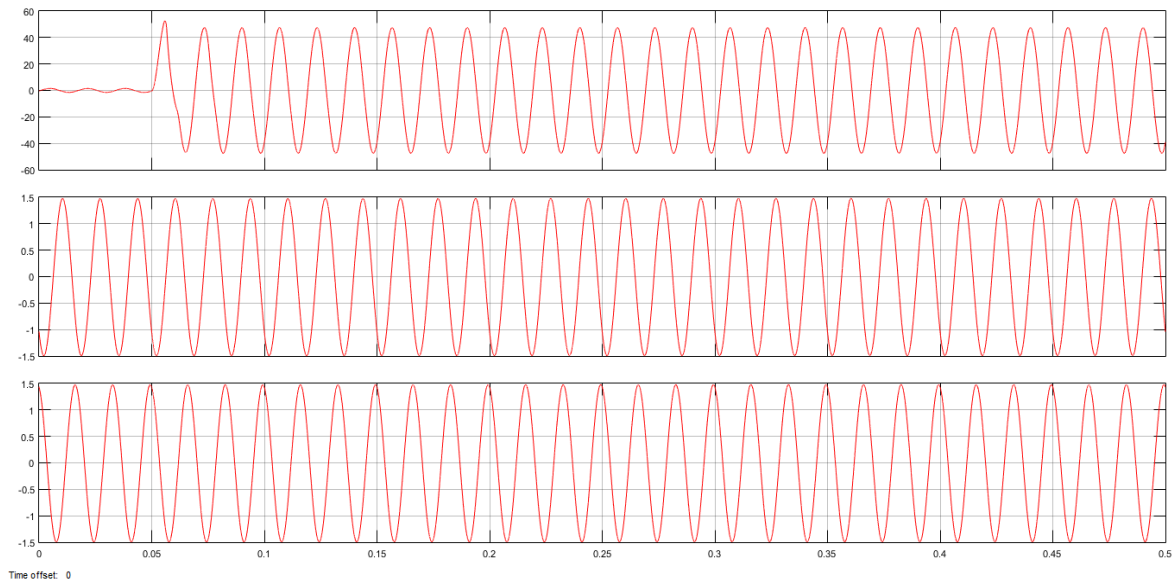


Figura 4.33. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.

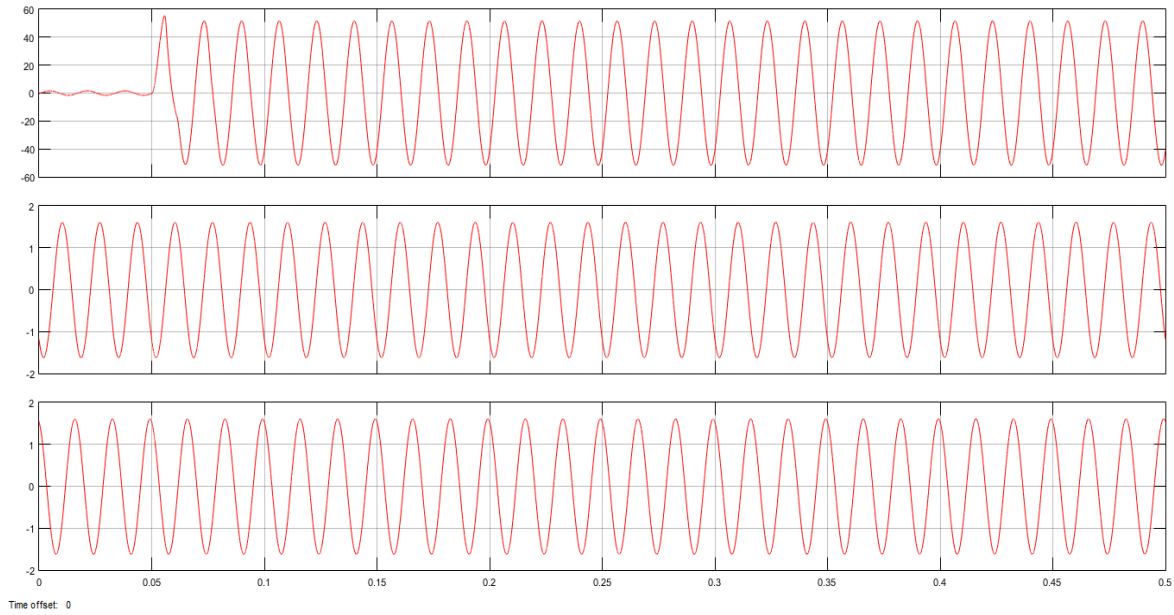


Figura 4.34. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.

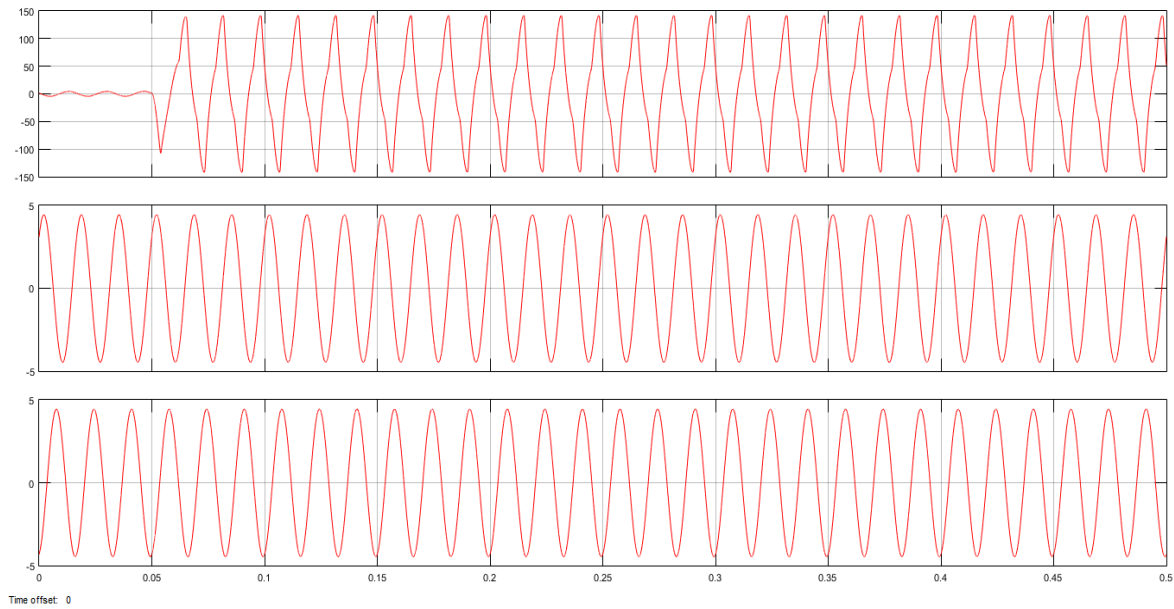


Figura 4.35. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

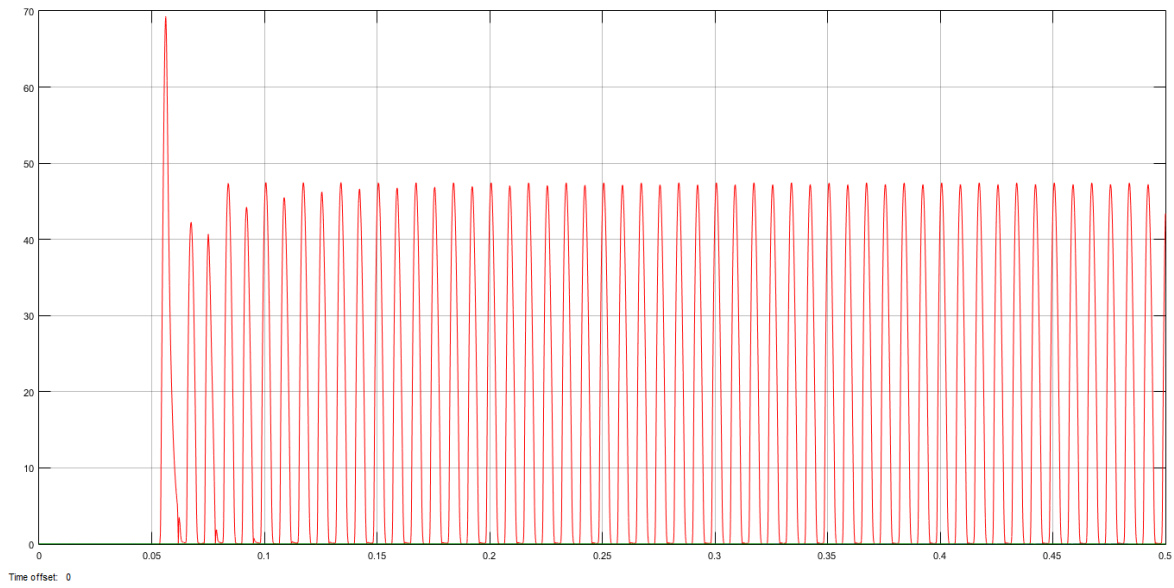


Figura 4.36. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Externa.

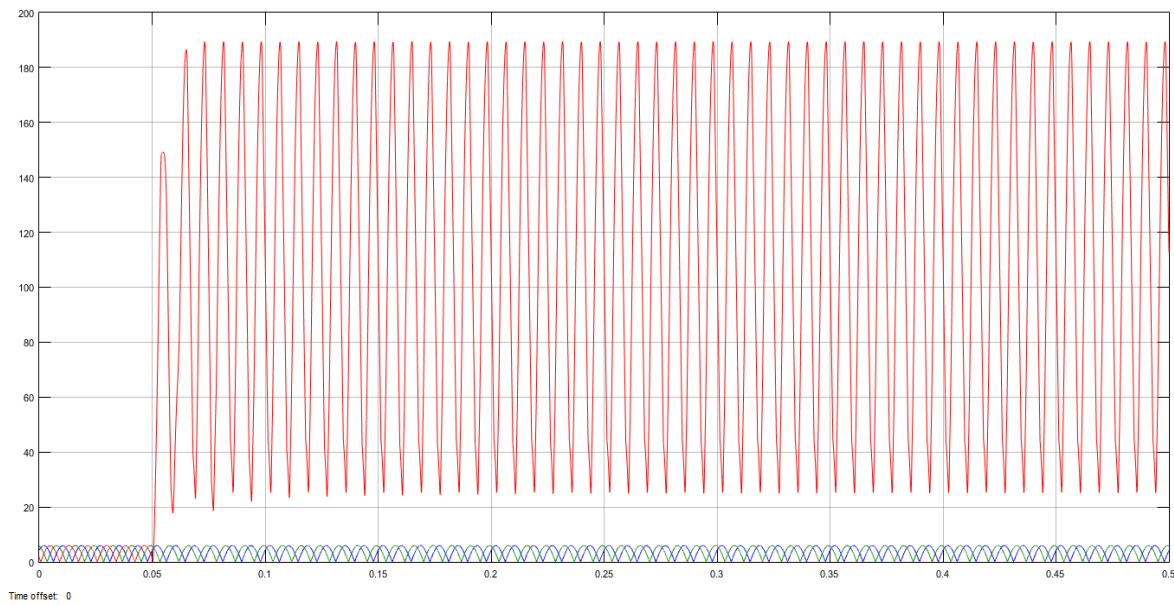


Figura 4.37. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Externa.

Región de Operación del Relevador:

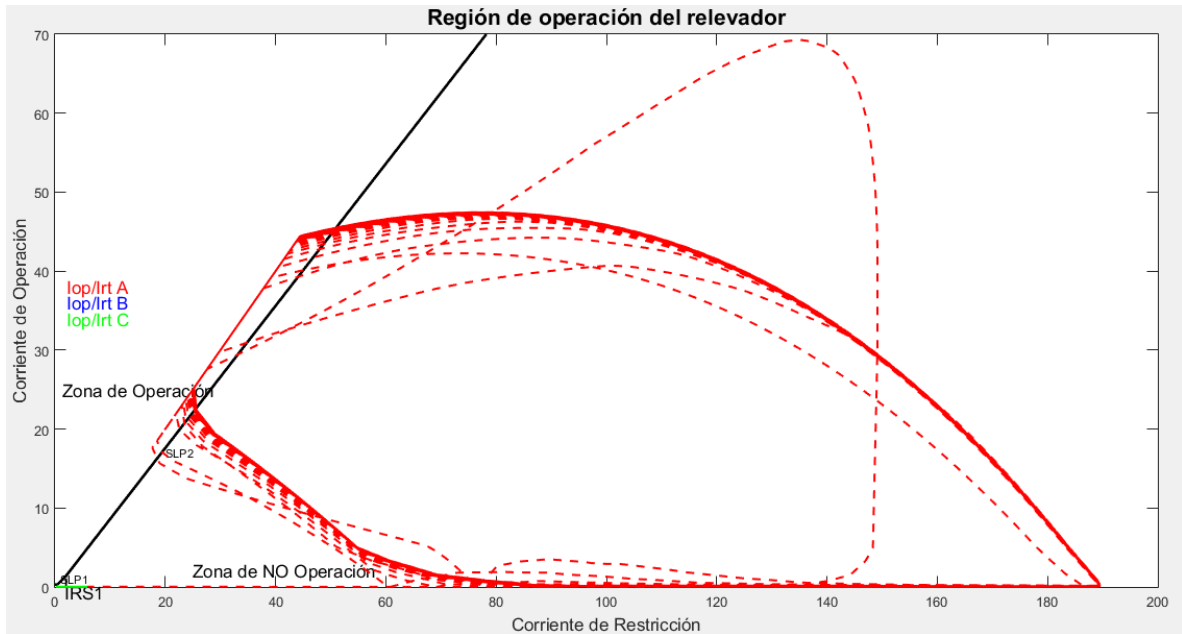


Figura 4.38. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Externa.

Señal de Disparo:

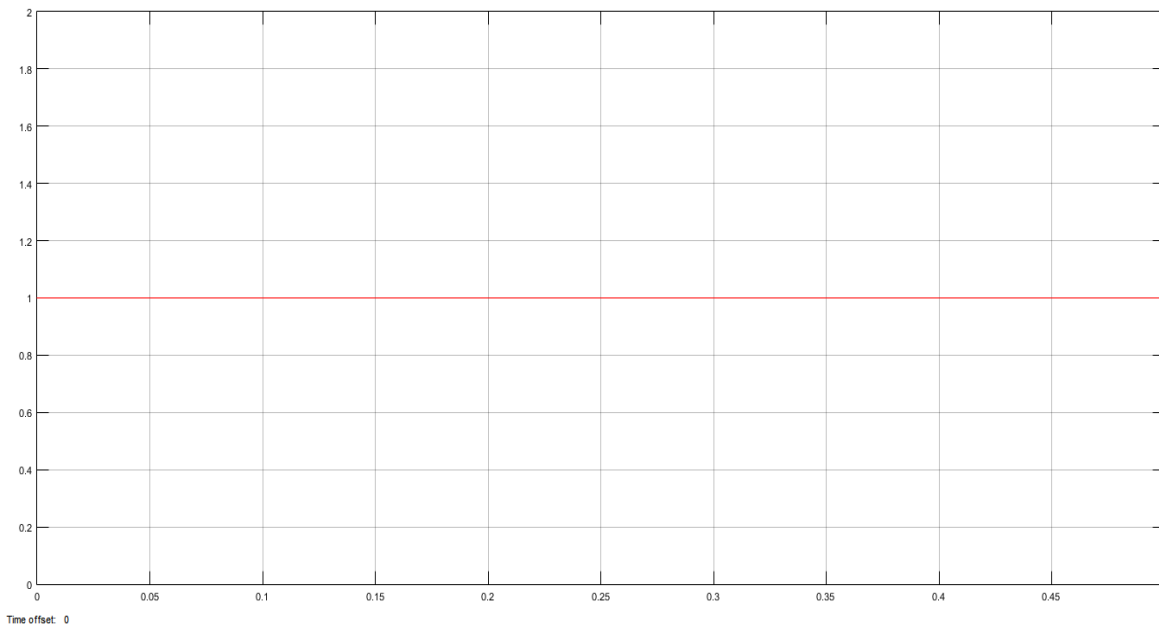


Figura 4.39. Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el Sistema.

4.1.2.3. Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga.

Corrientes Primarias:

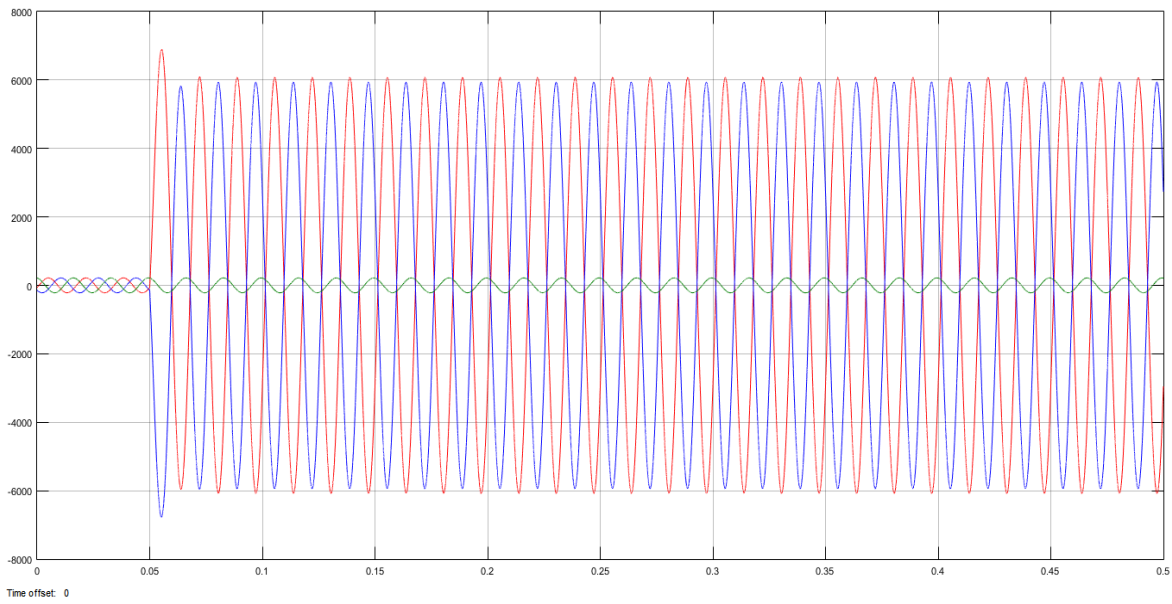


Figura 4.40. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.

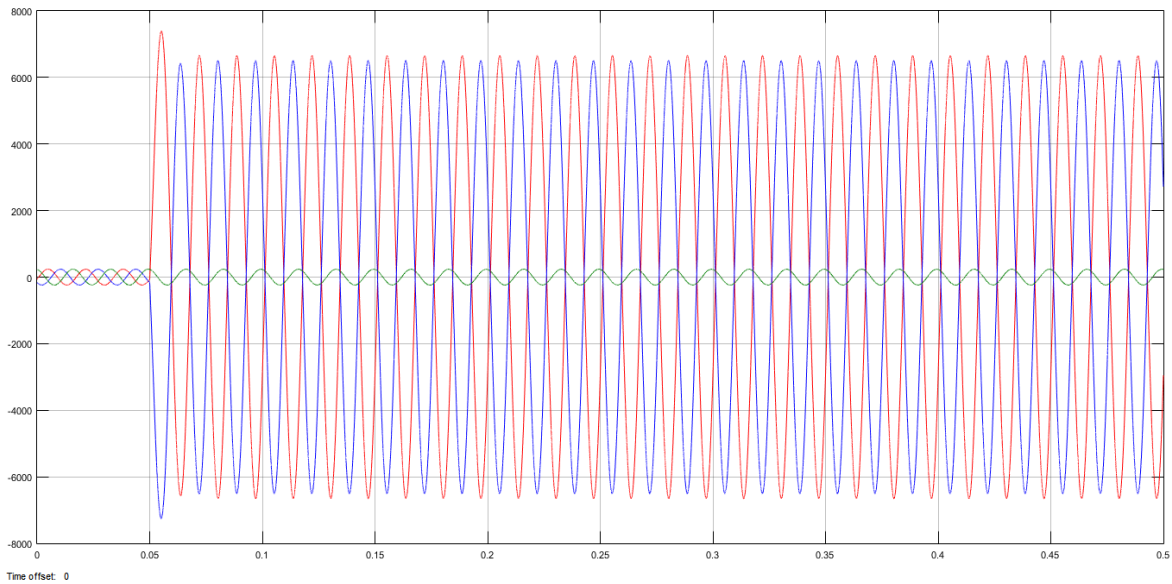


Figura 4.41. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.

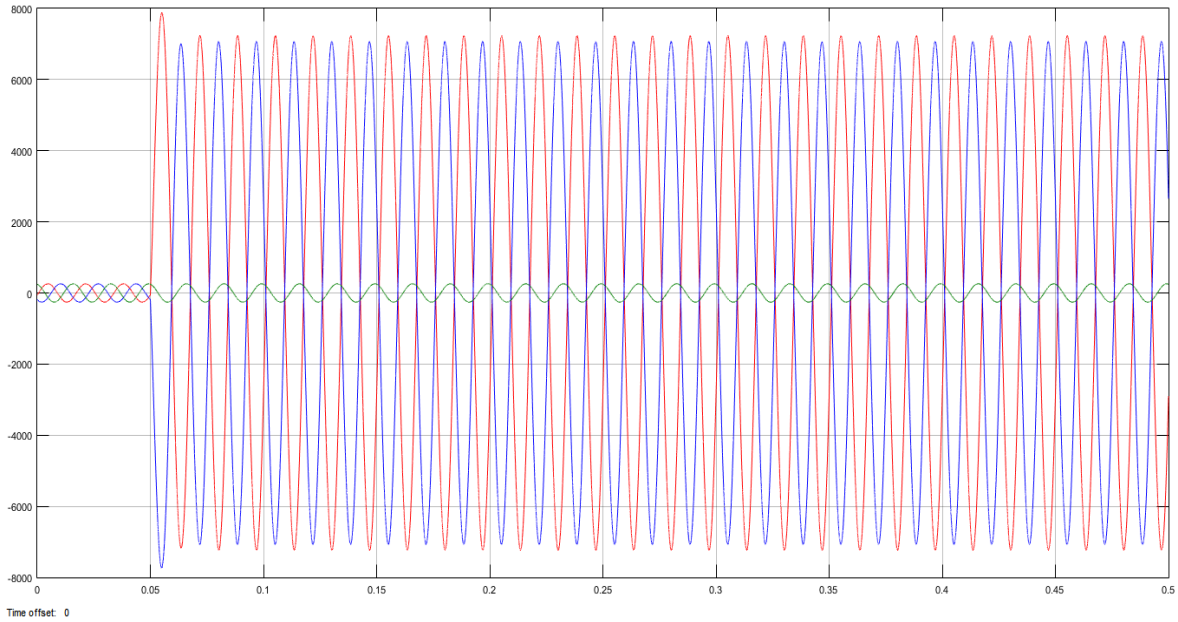


Figura 4.42. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.

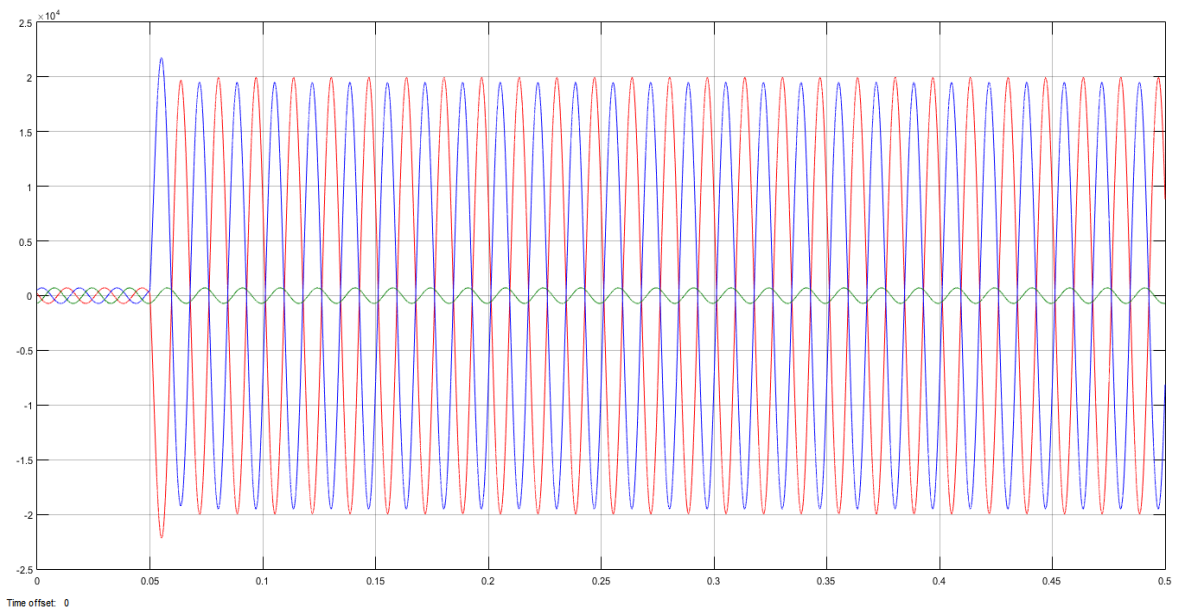


Figura 4.43. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.

Corrientes Secundarias:

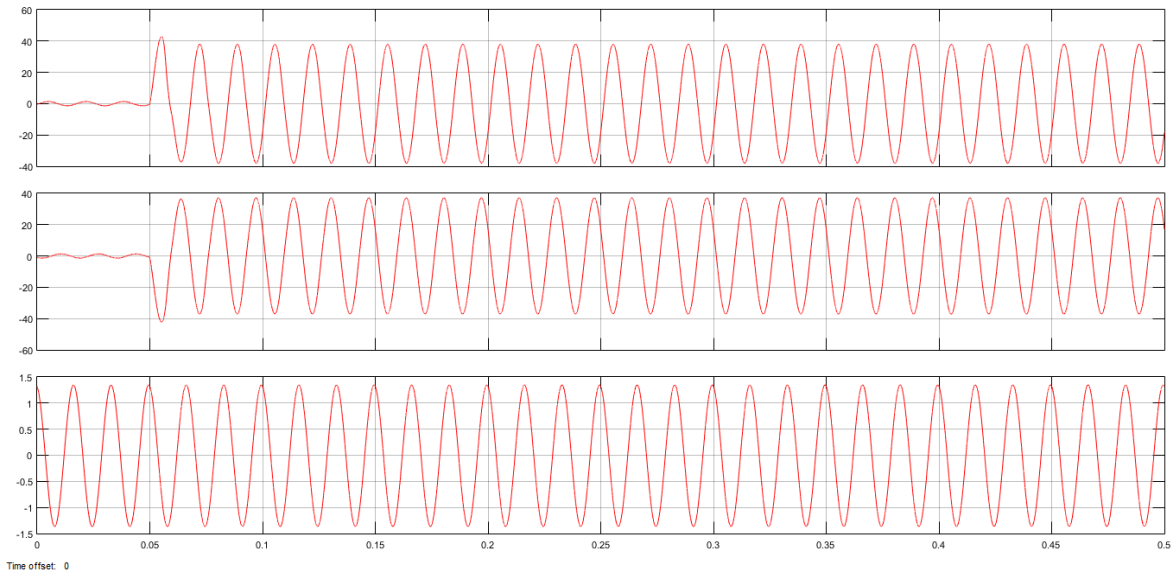


Figura 4.44. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.

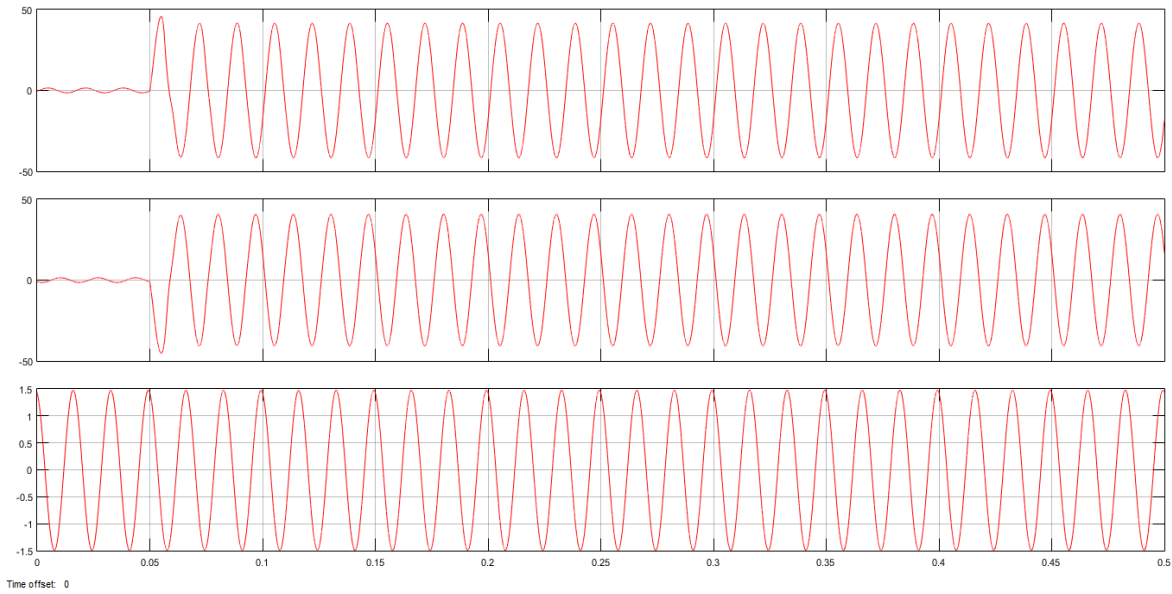


Figura 4.45. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.

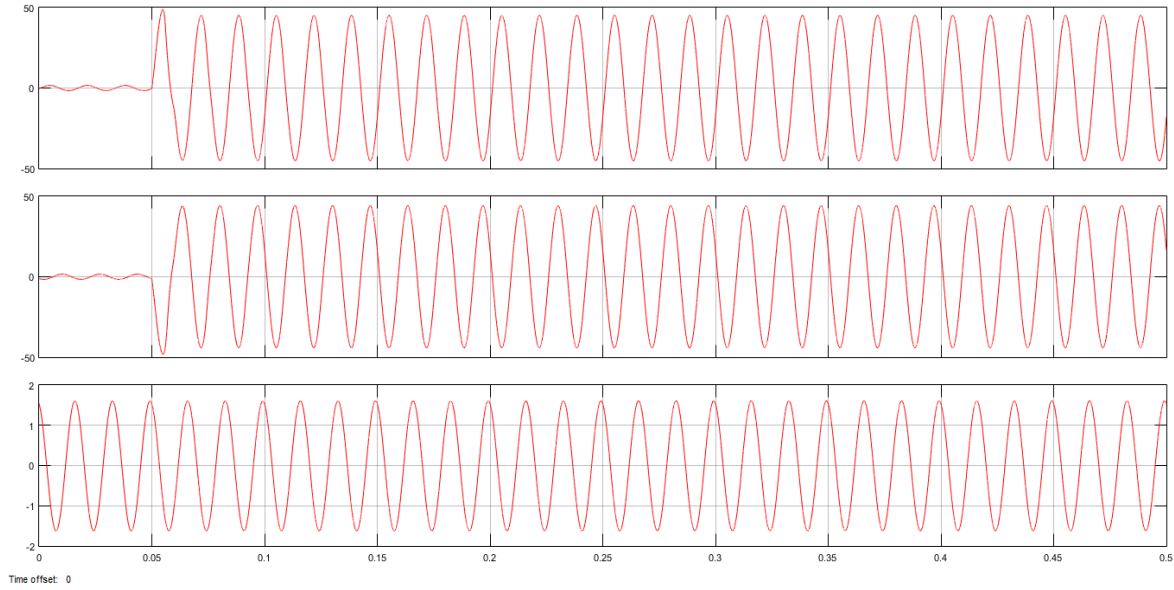


Figura 4.46. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.

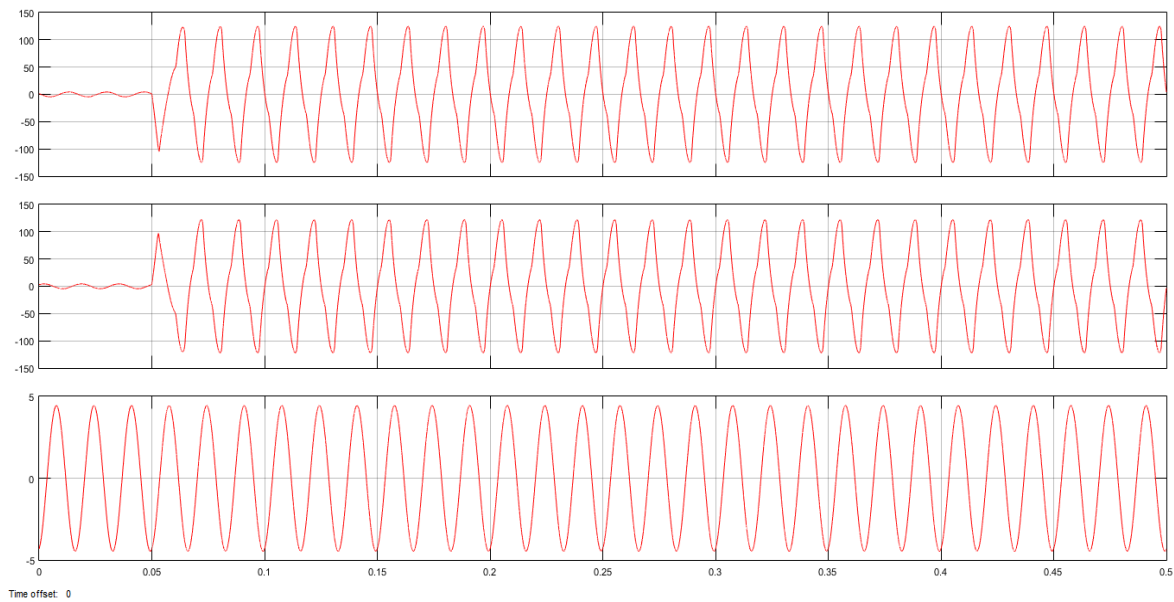


Figura 4.47. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

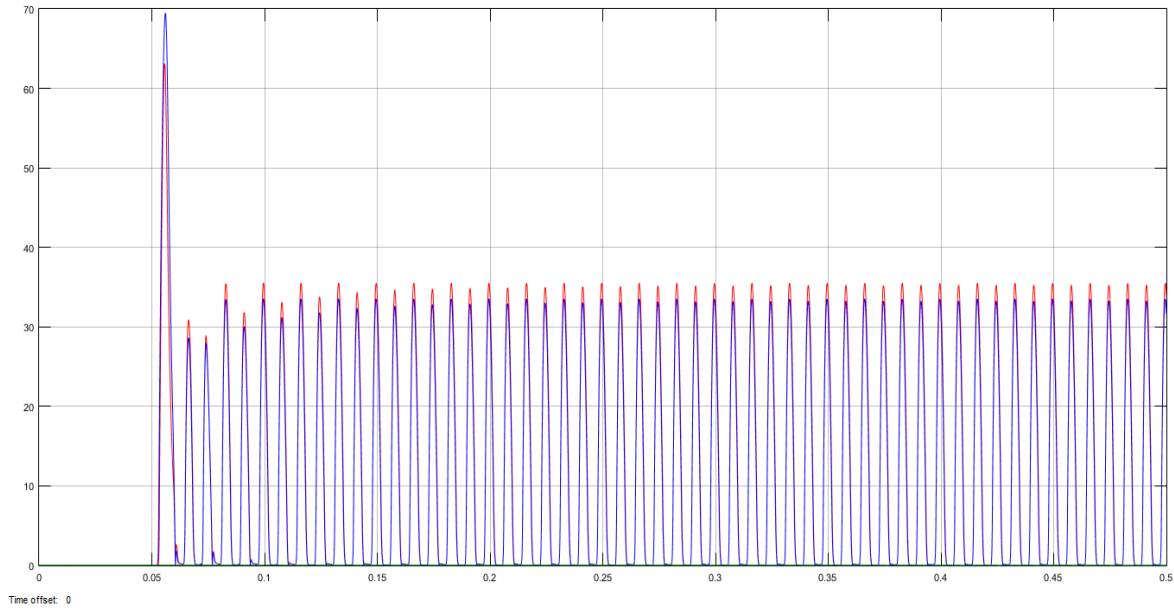


Figura 4.48. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Externa.

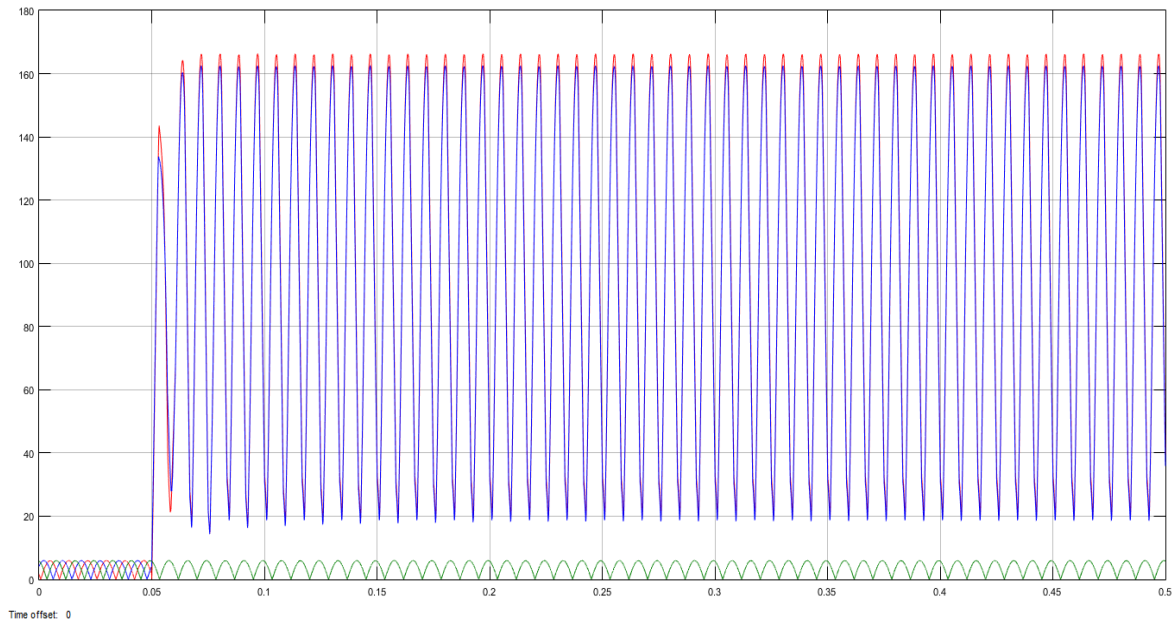


Figura 4.49. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Externa.

Región de Operación del Relevador:

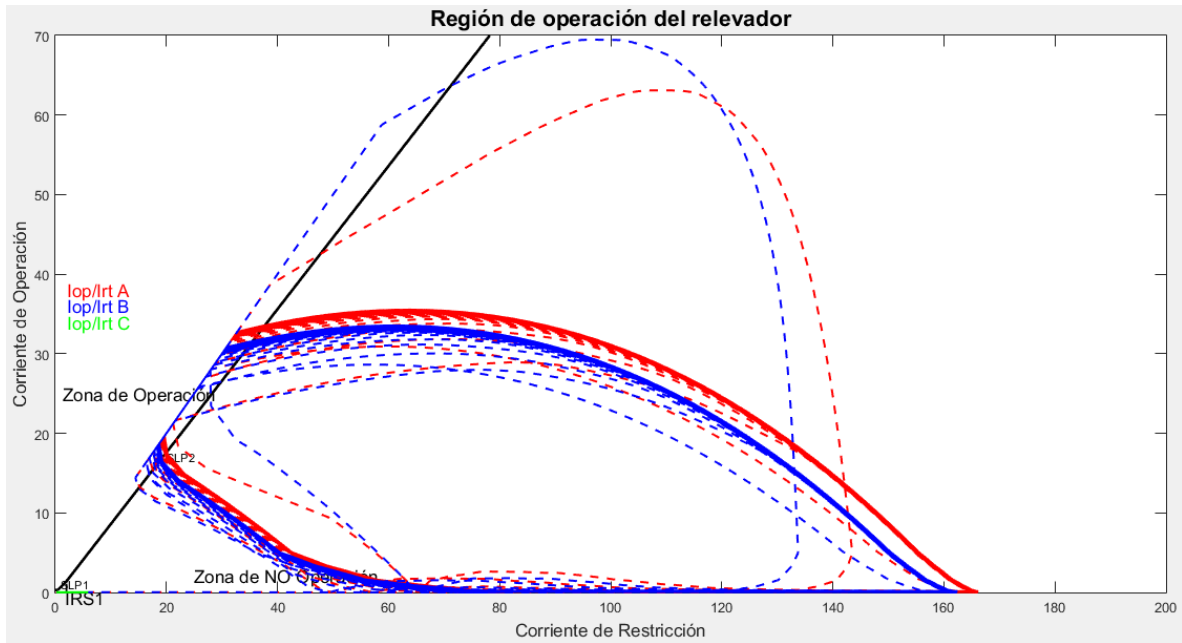


Figura 4.50. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Externa.

Señal de Disparo:

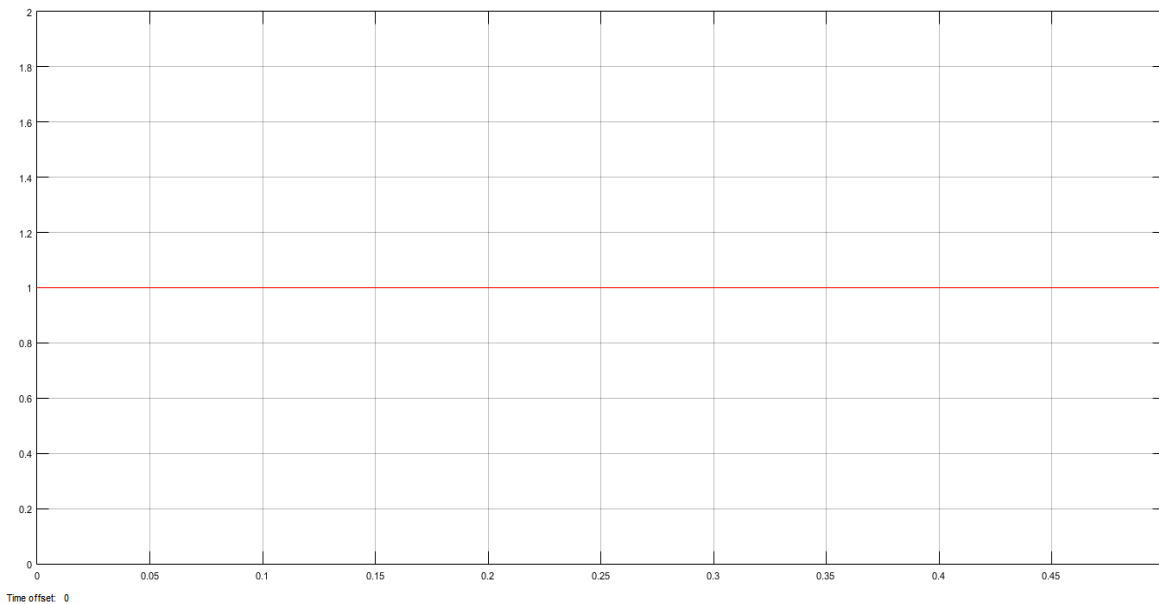


Figura 4.51. Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el Sistema.

4.1.2.4. Falla Trifásica Externa (Las tres Fases) lado de la Carga.

Corrientes Primarias:

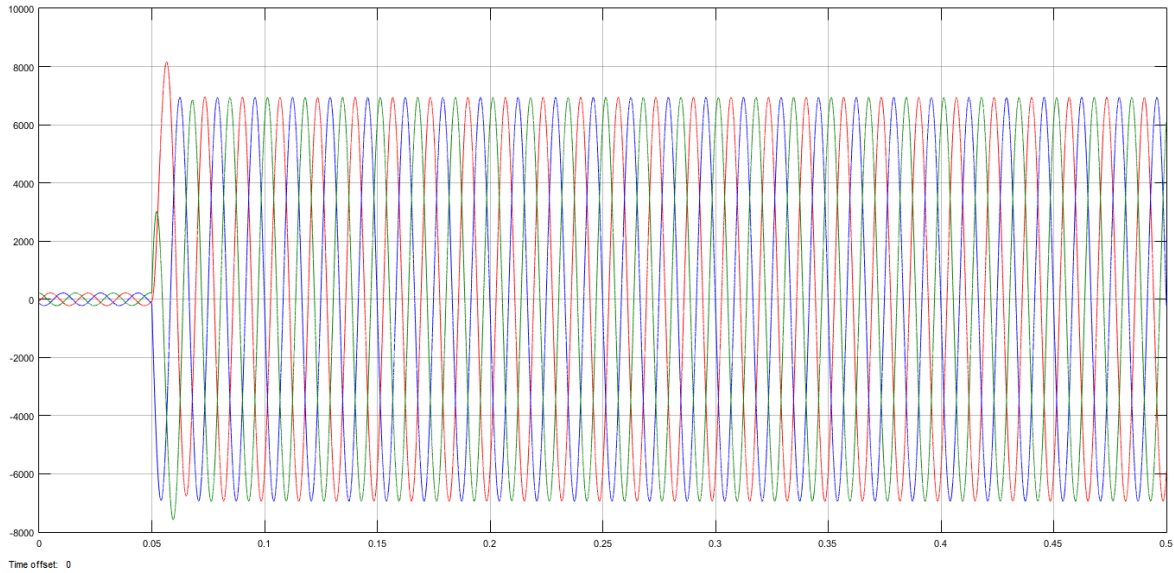


Figura 4.52. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.

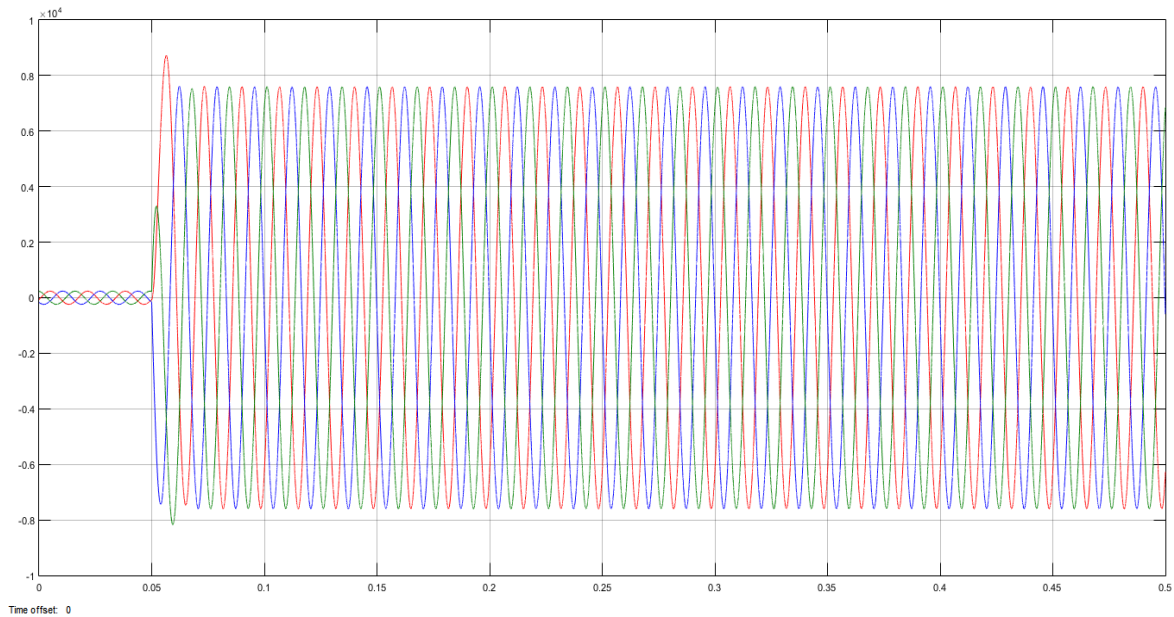


Figura 4.53. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.

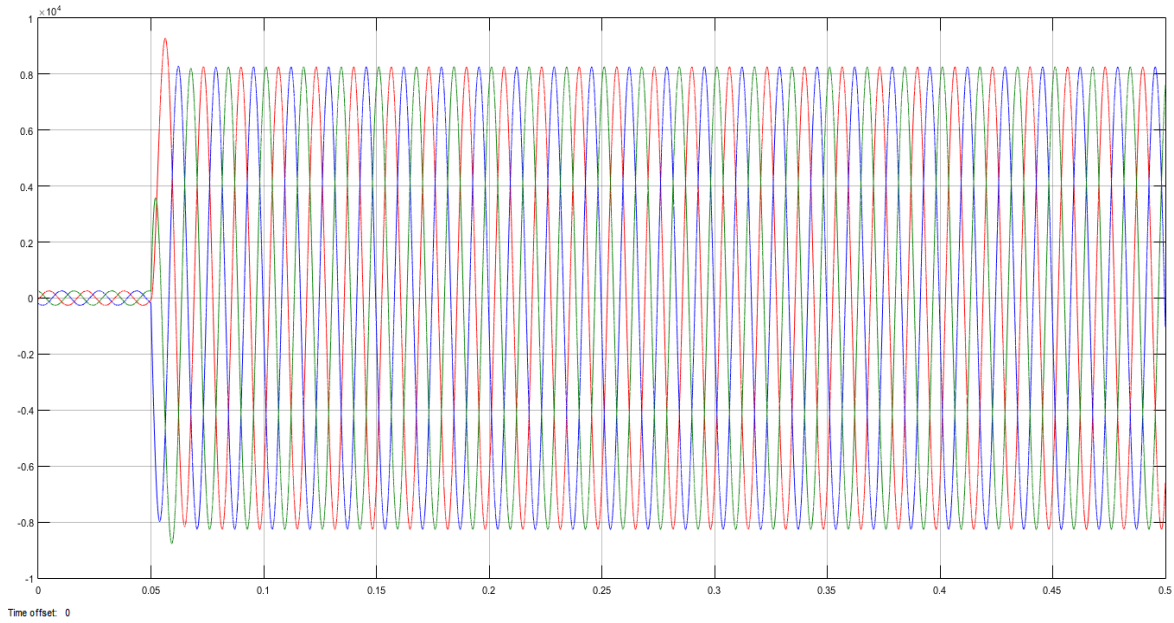


Figura 4.54. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.

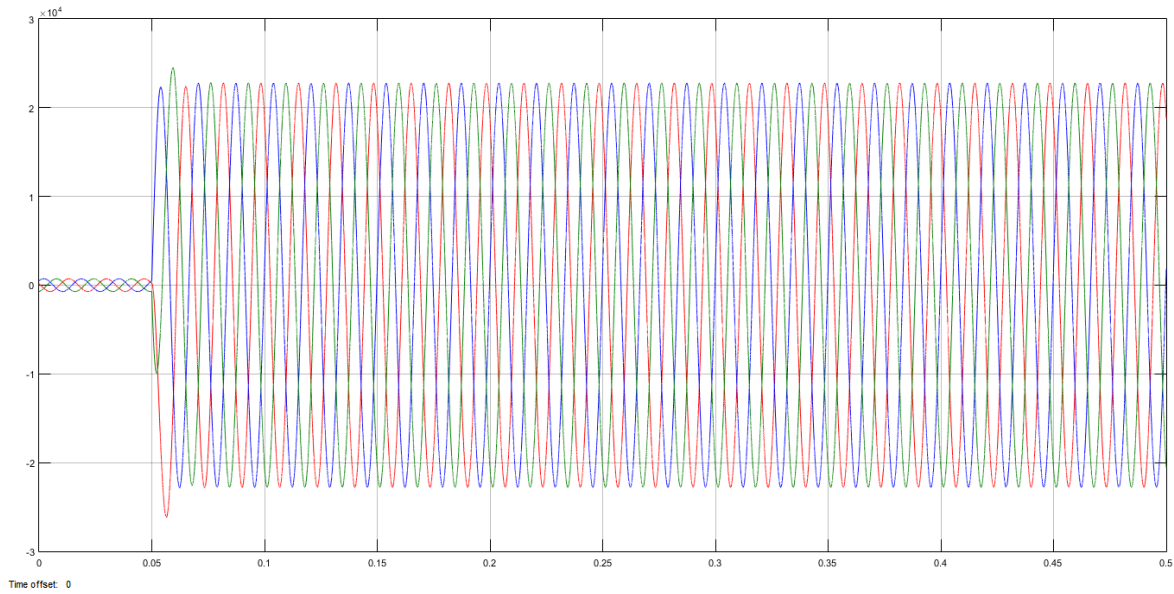


Figura 4.55. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.

Corrientes Secundarias:

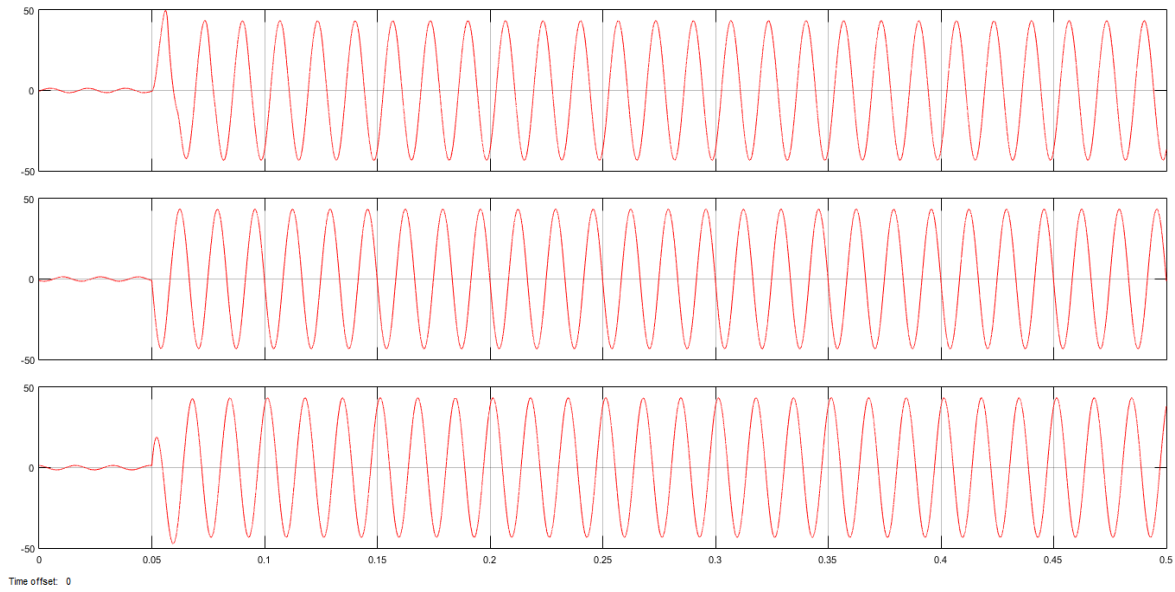


Figura 4.56. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.

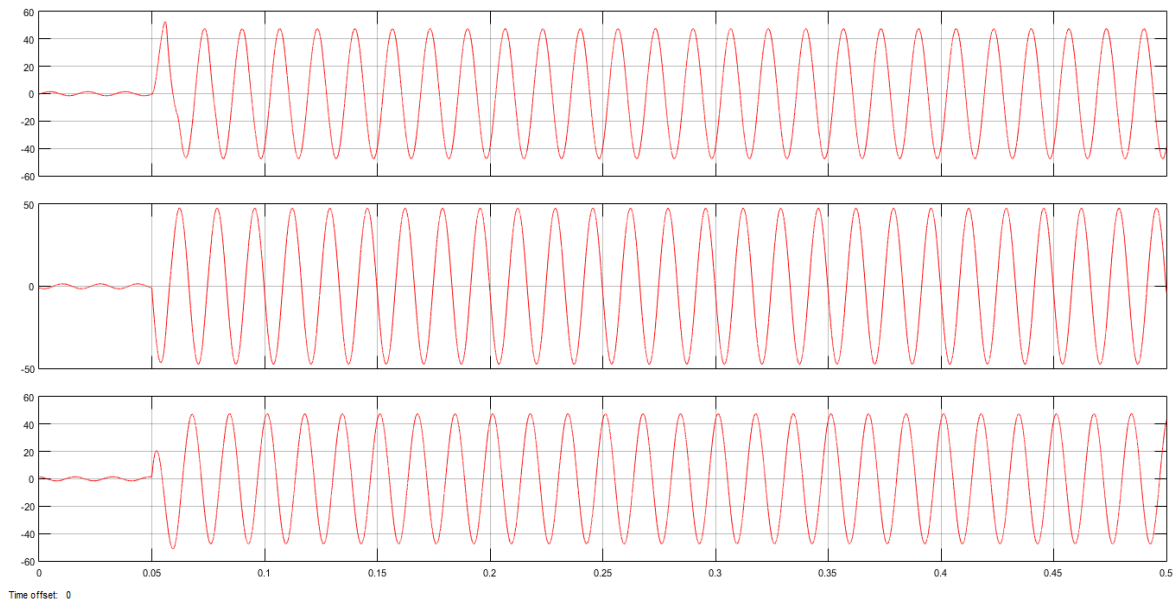


Figura 4.57. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.

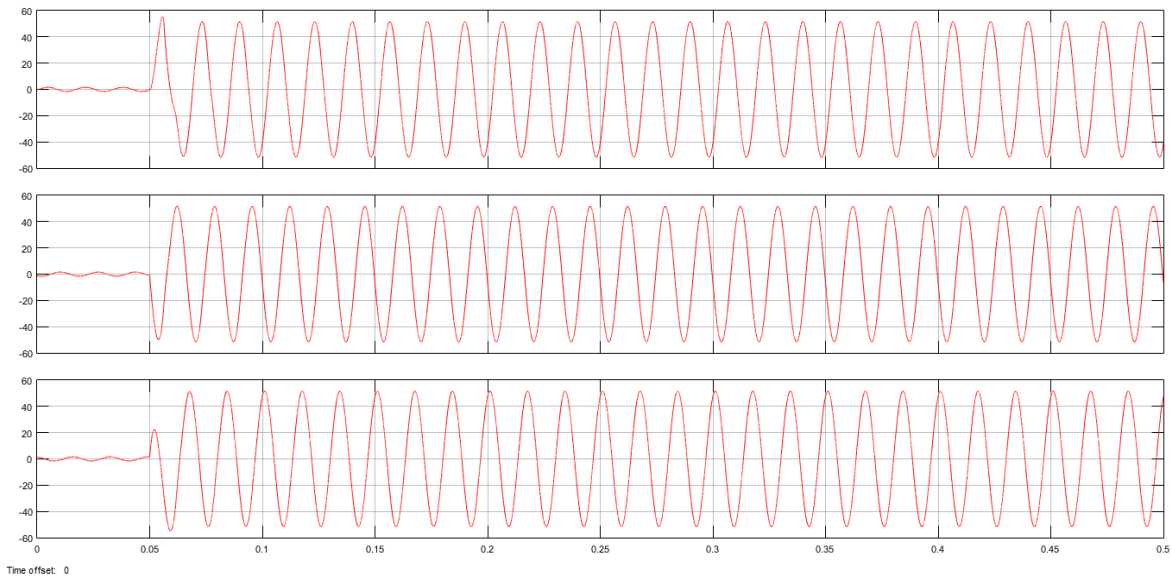


Figura 4.58. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.

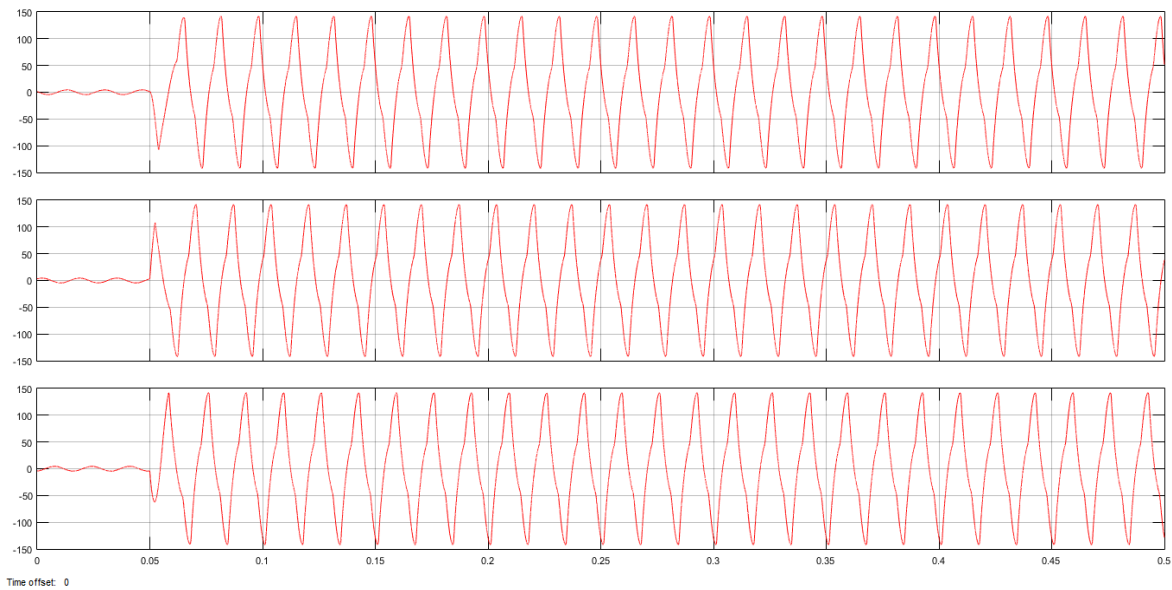


Figura 4.59. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

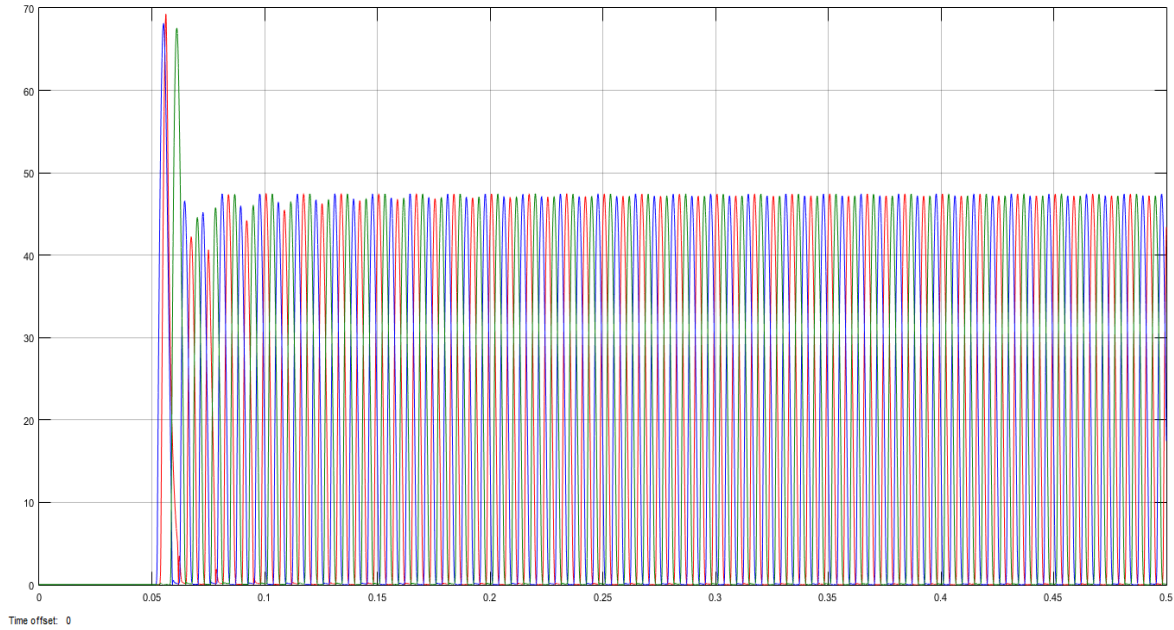


Figura 4.60. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Externa.

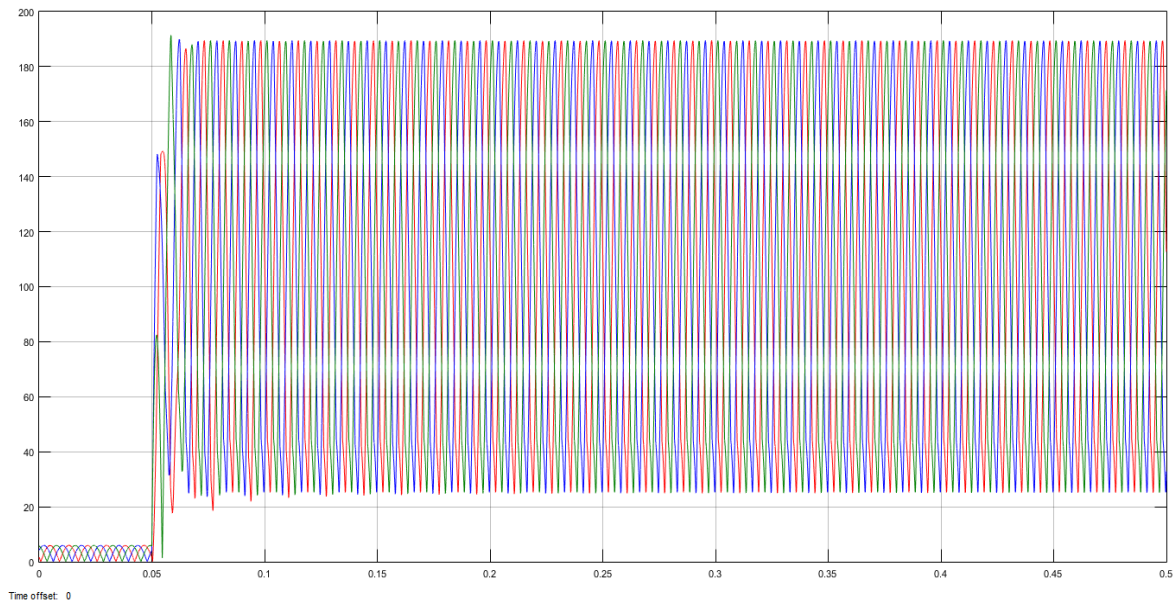


Figura 4.61. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Externa.

Región de Operación del Relevador:

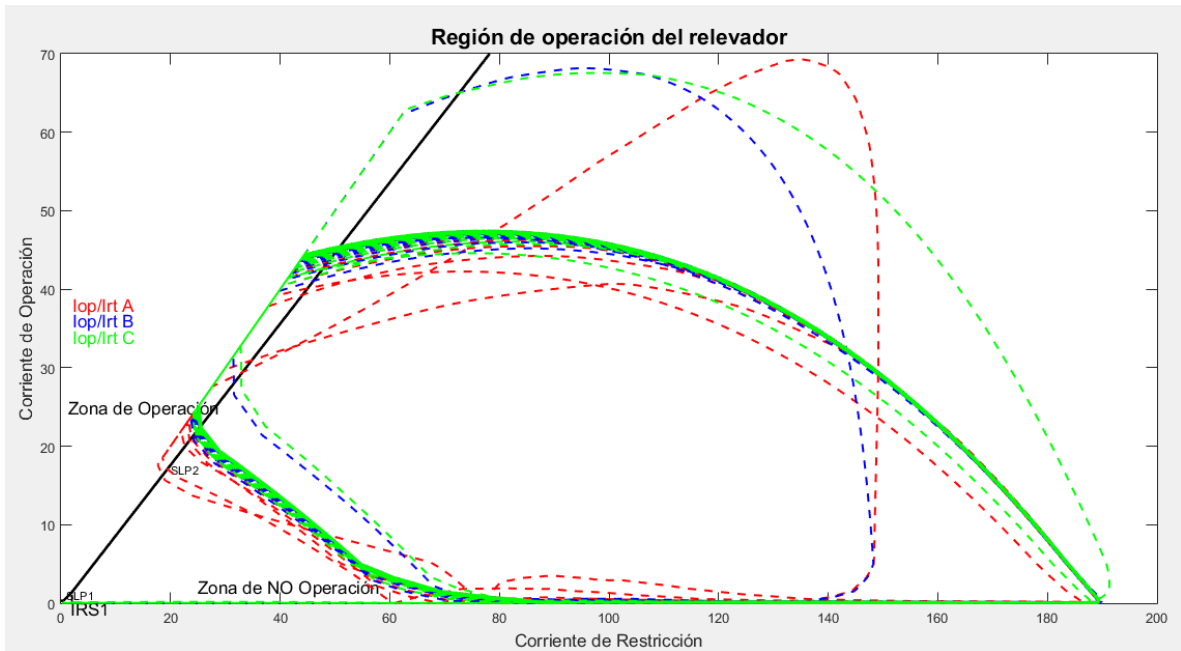


Figura 4.62. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Externa.

Señal de Disparo:

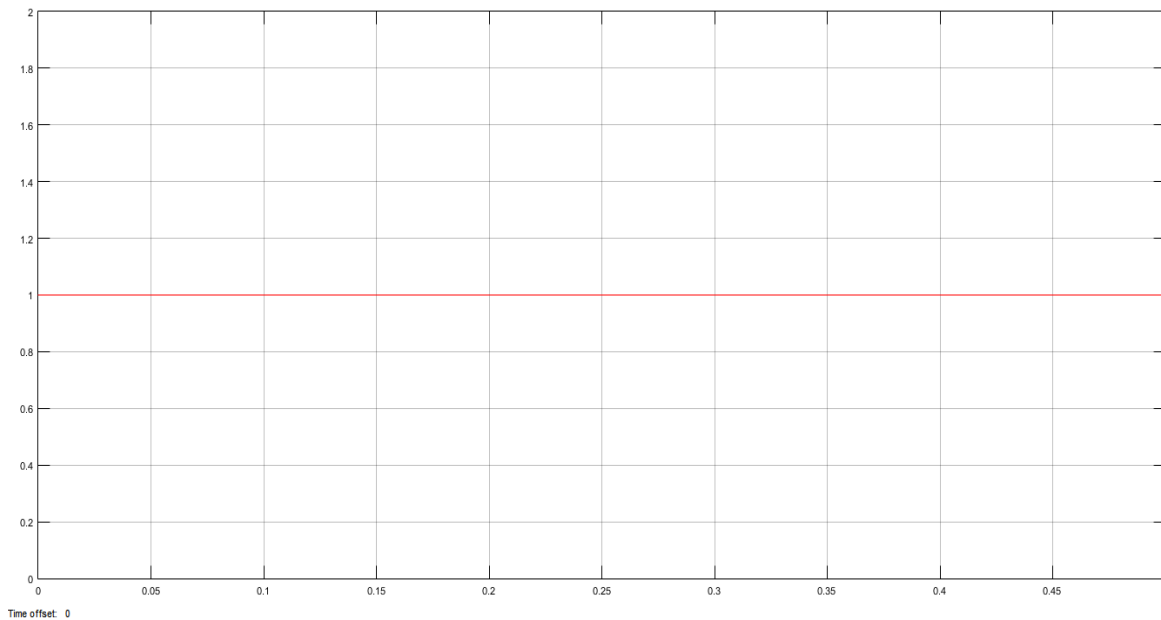


Figura 4.63. Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el Sistema.
4.1.2.5. Falla Monofásica Interna (Fase A) en la Barra.

Corrientes Primarias:

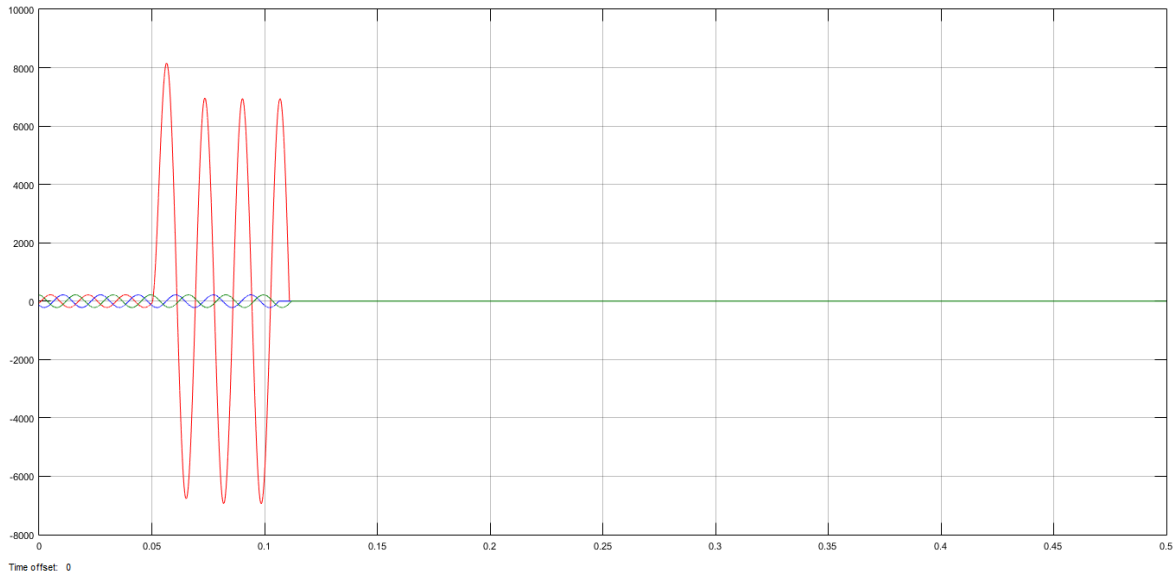


Figura 4.64. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.

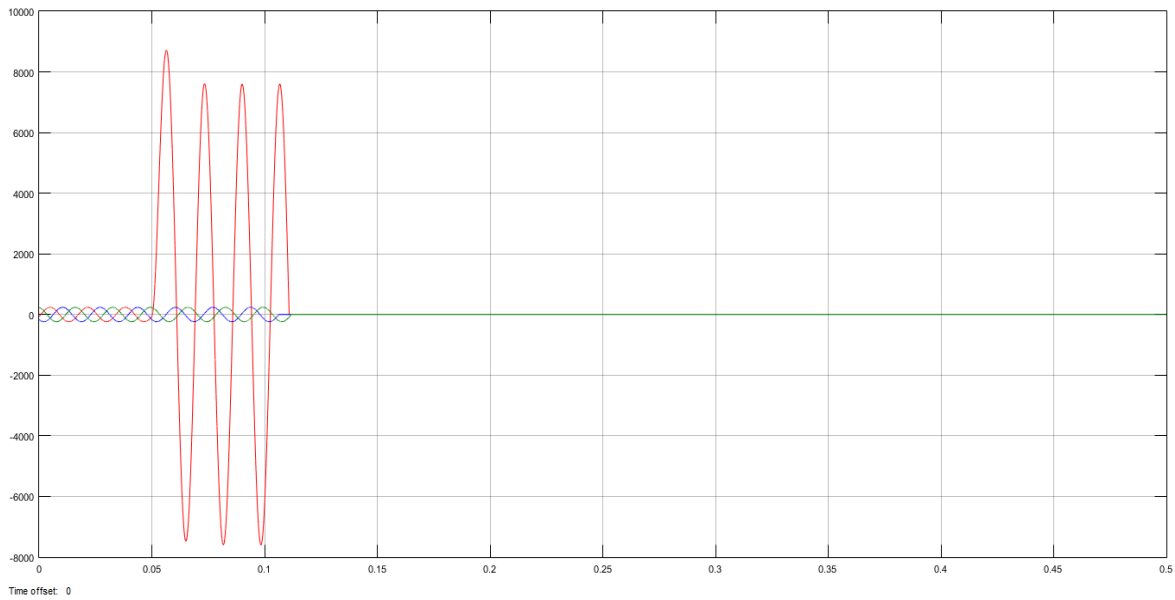


Figura 4.65. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.

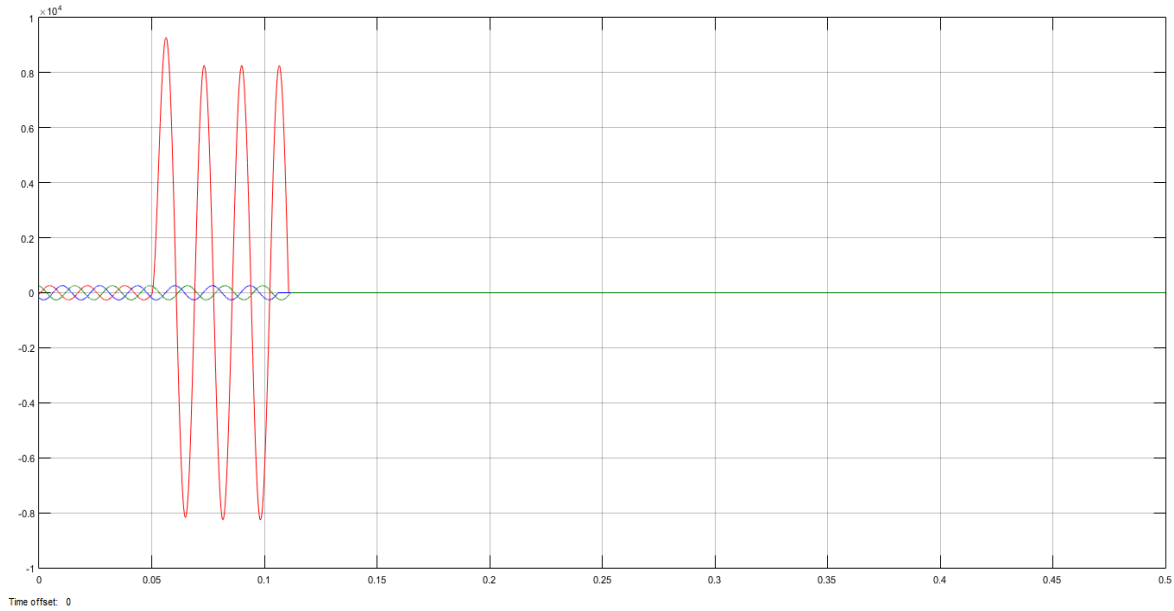


Figura 4.66. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.

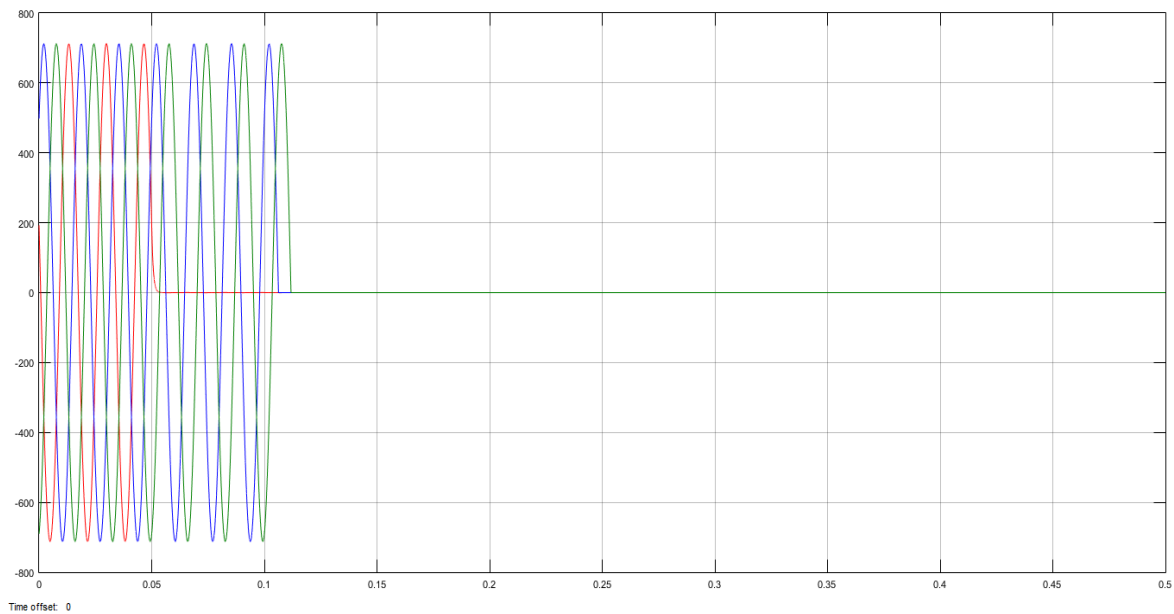


Figura 4.67. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.

Corrientes Secundarias:

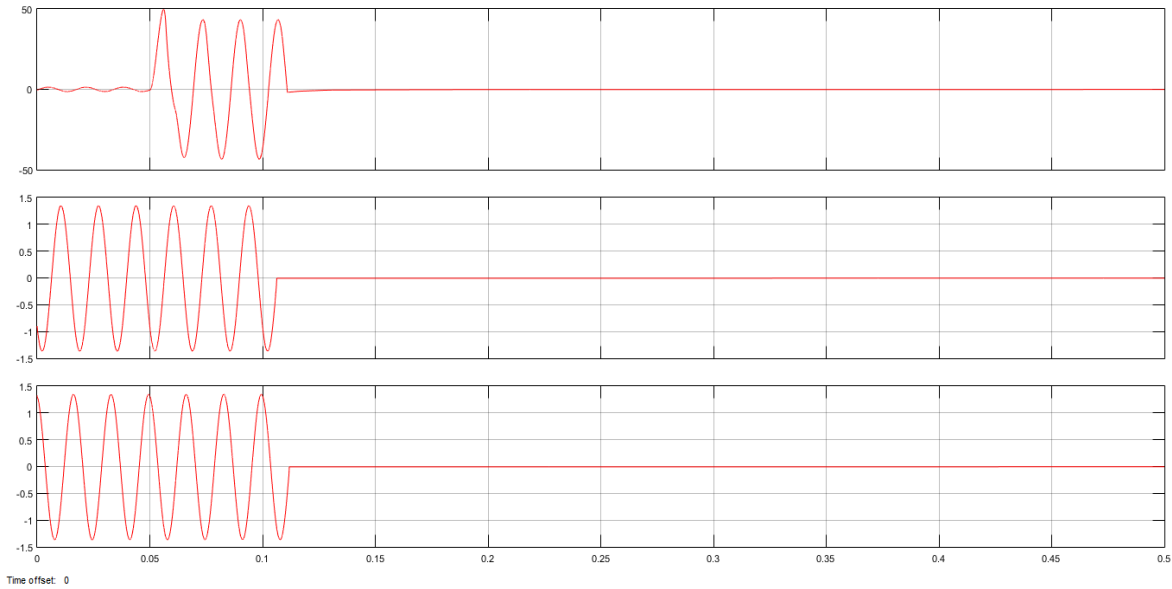


Figura 4.68. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.

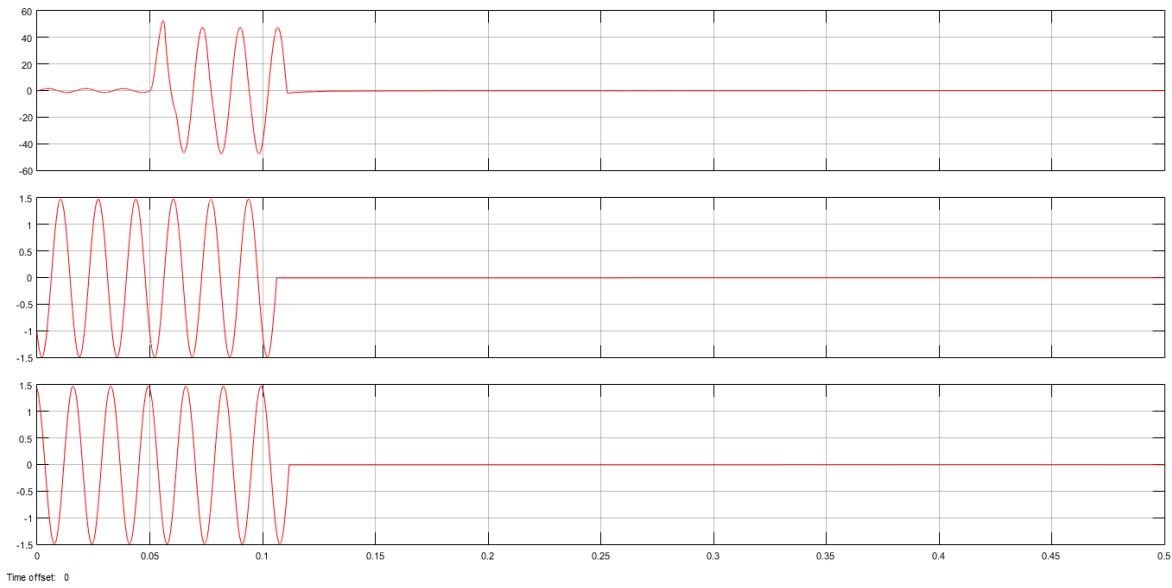


Figura 4.69. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.

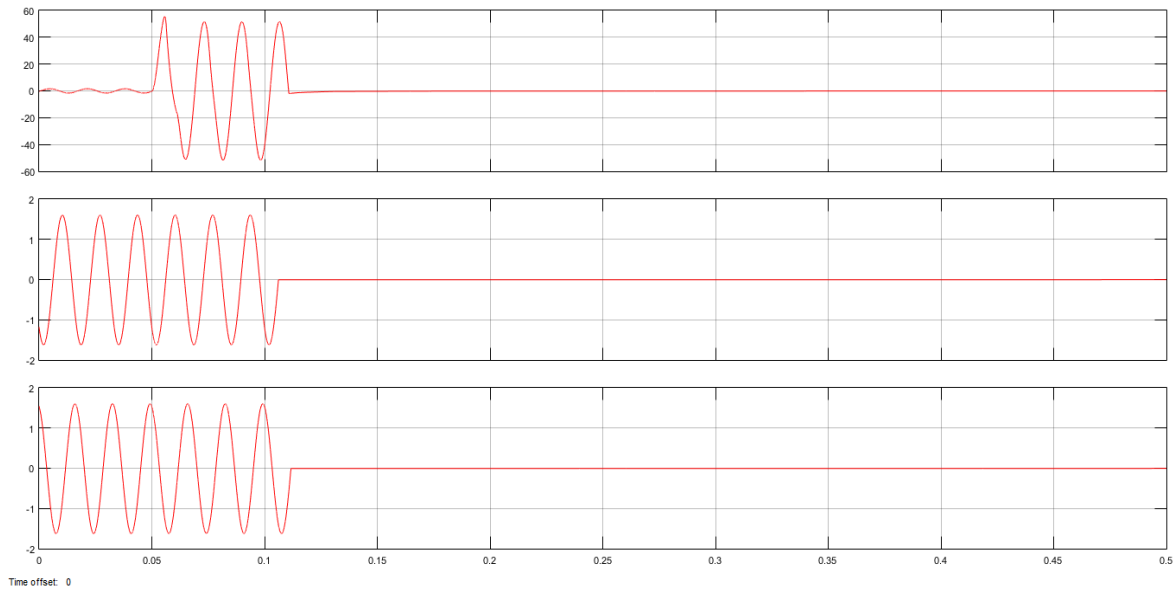


Figura 4.70. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.

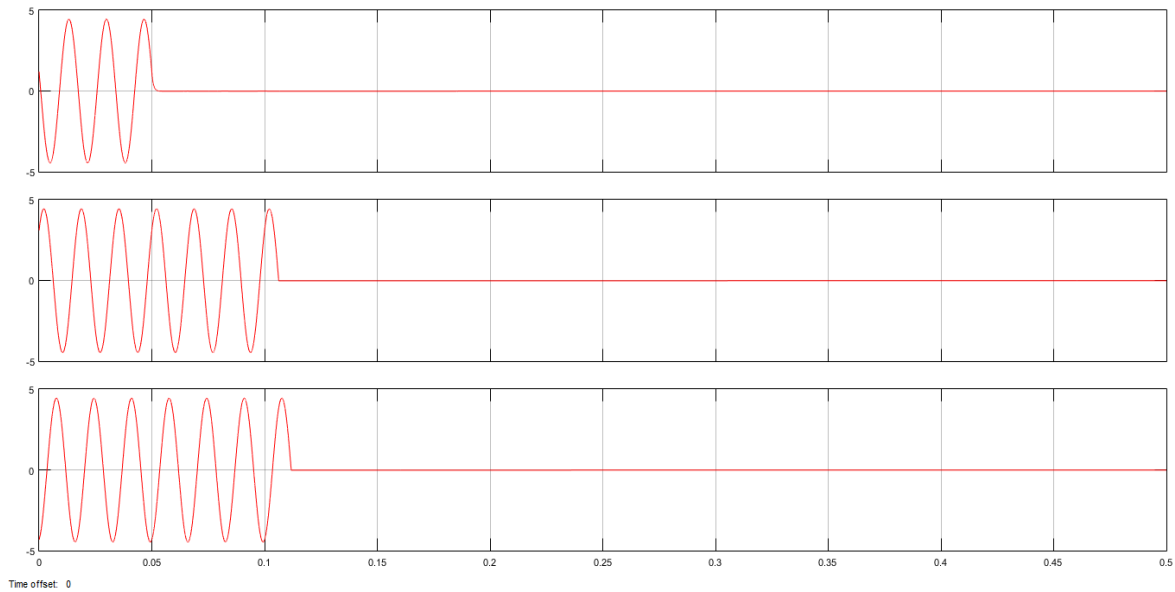


Figura 4.71. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

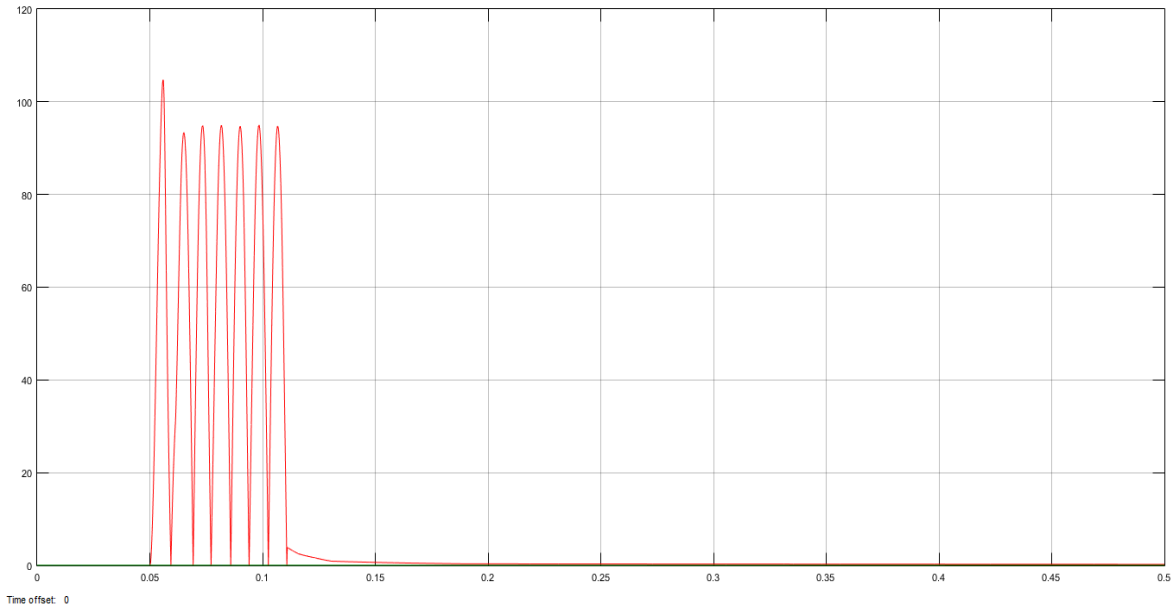


Figura 4.72. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Interna.

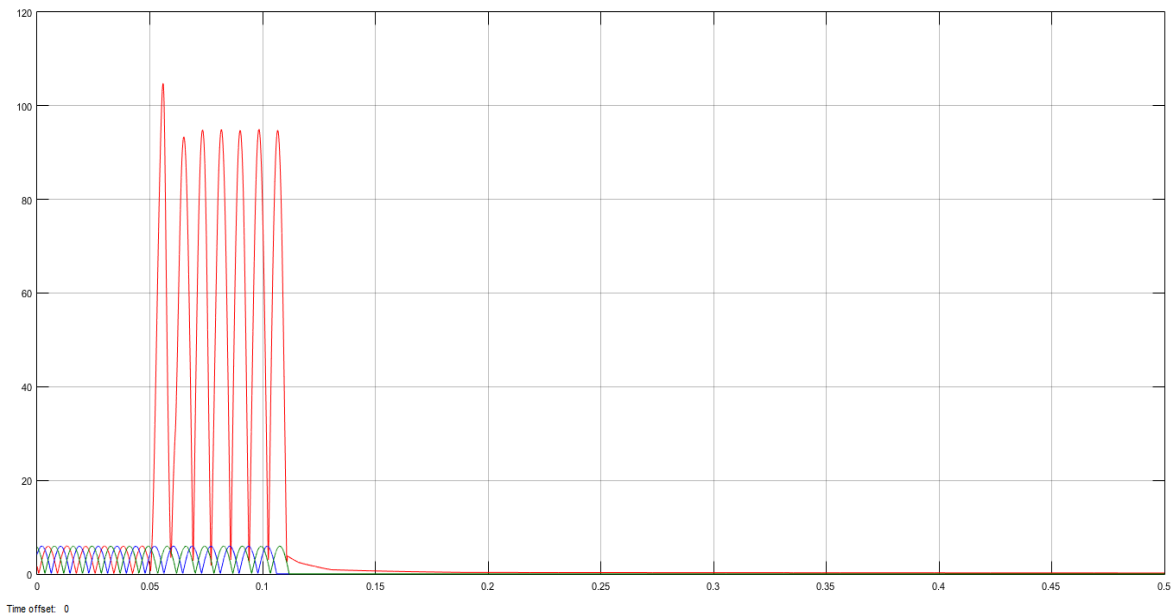


Figura 4.73. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Interna.

Región de Operación del Relevador:



Figura 4.74. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Interna.

Señal de Disparo:

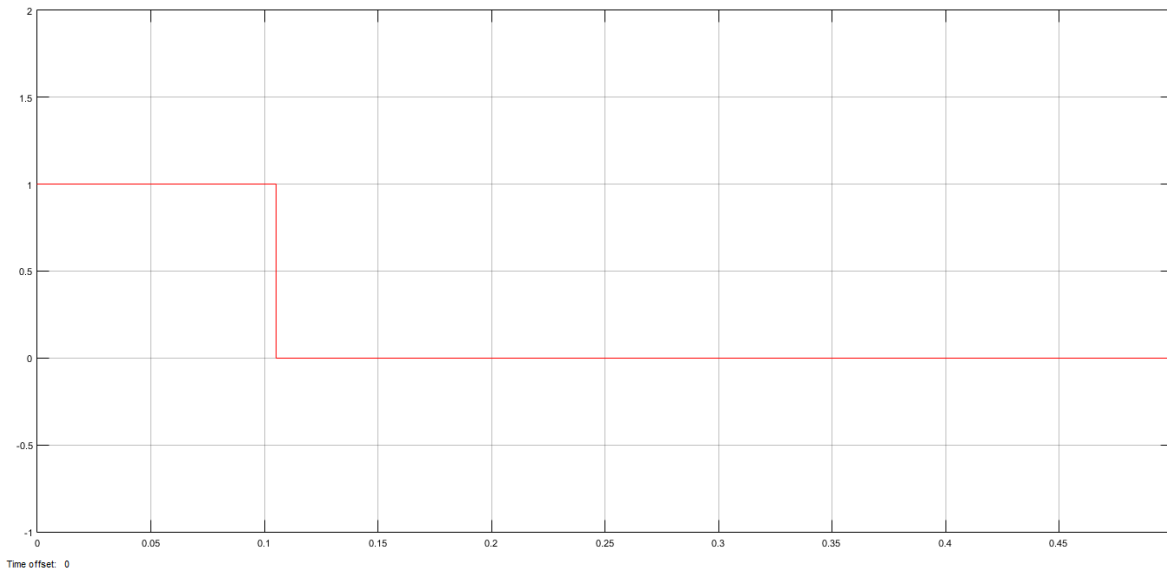


Figura 4.75. Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en Barra del Sistema.

4.1.2.6. Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) en la Barra.

Corrientes Primarias:

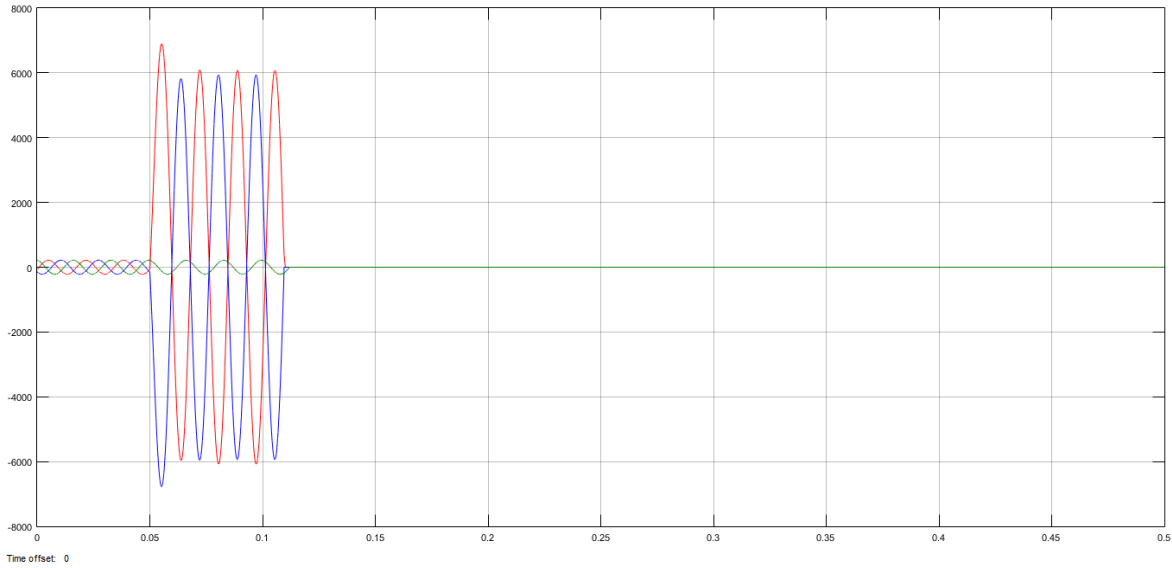


Figura 4.76. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.

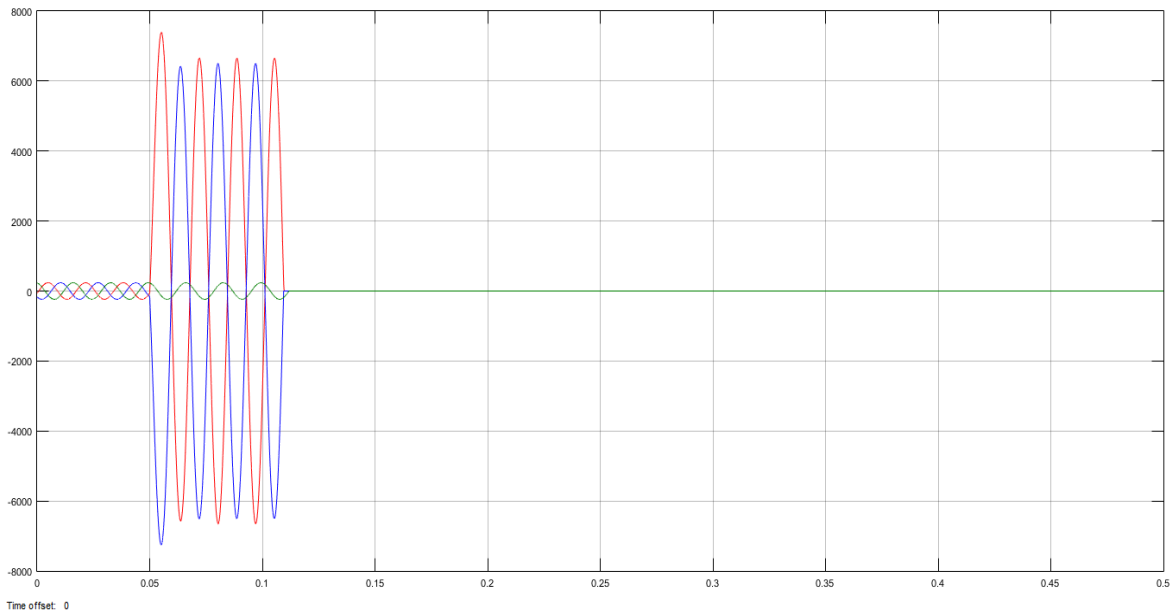


Figura 4.77. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.

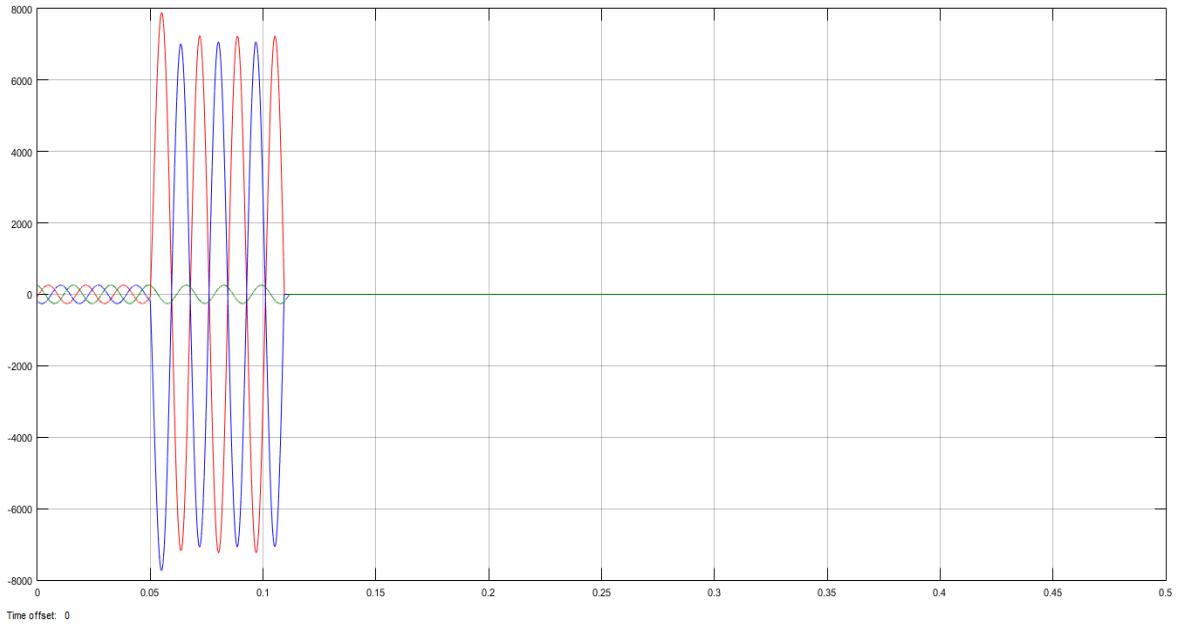


Figura 4.78. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.

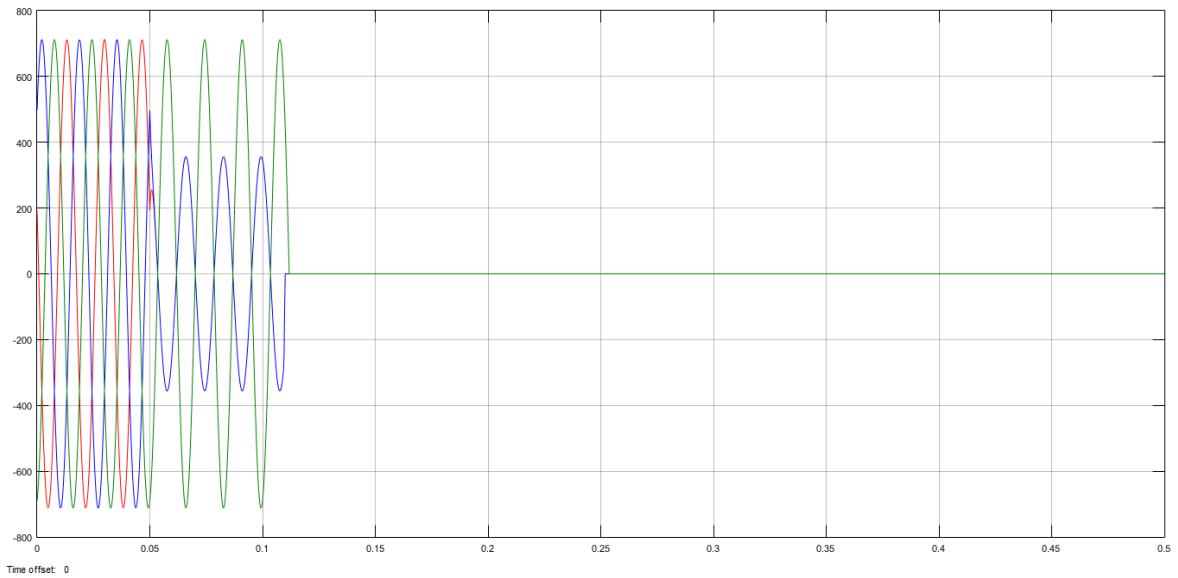


Figura 4.79. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.

Corrientes Secundarias:

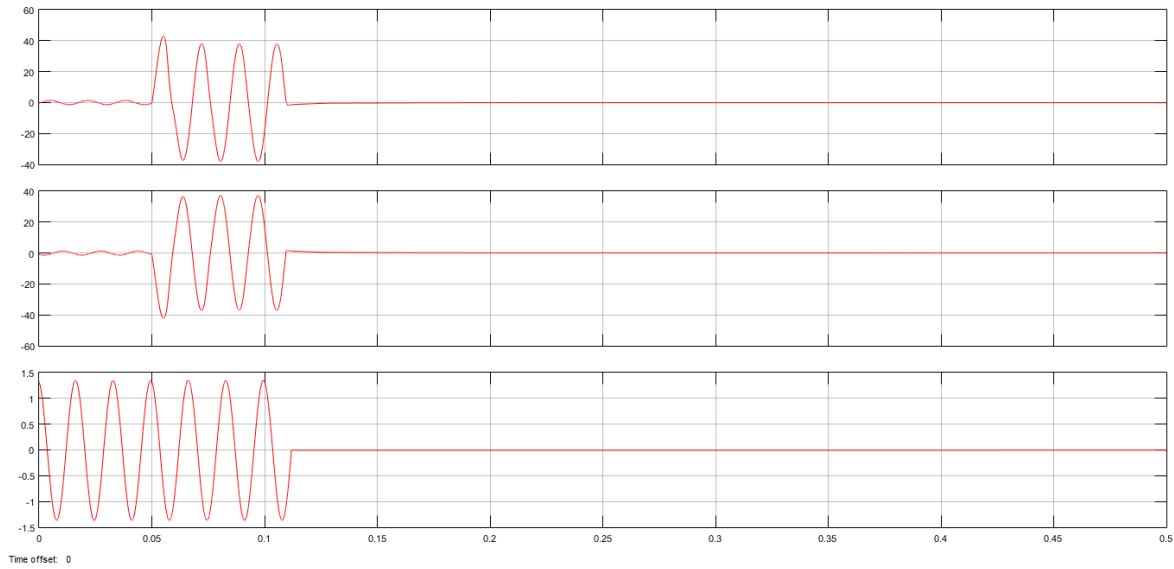


Figura 4.80. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.

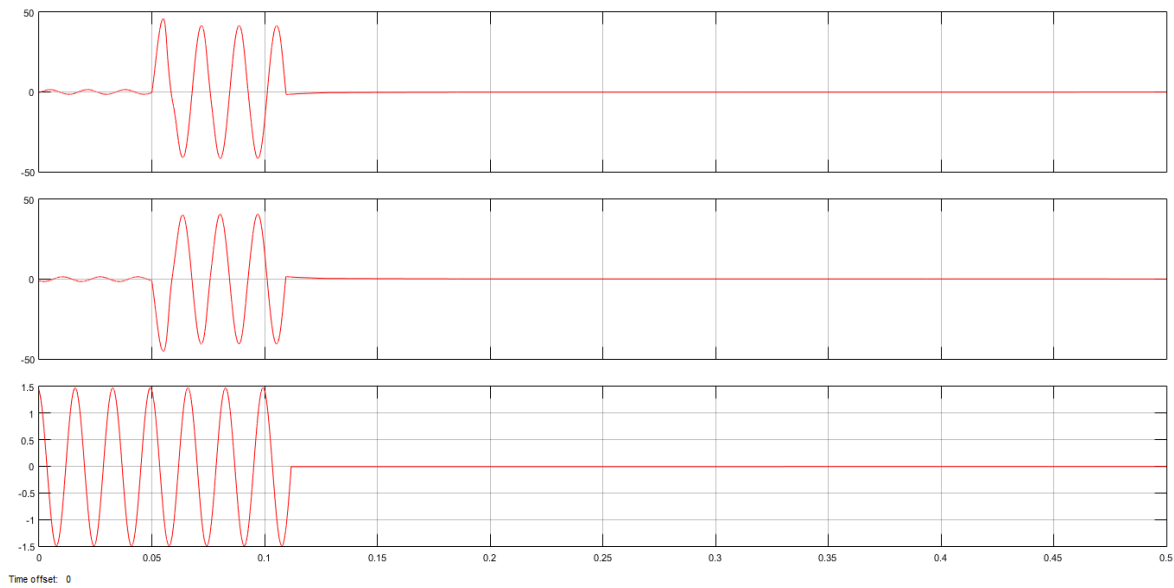


Figura 4.81. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.

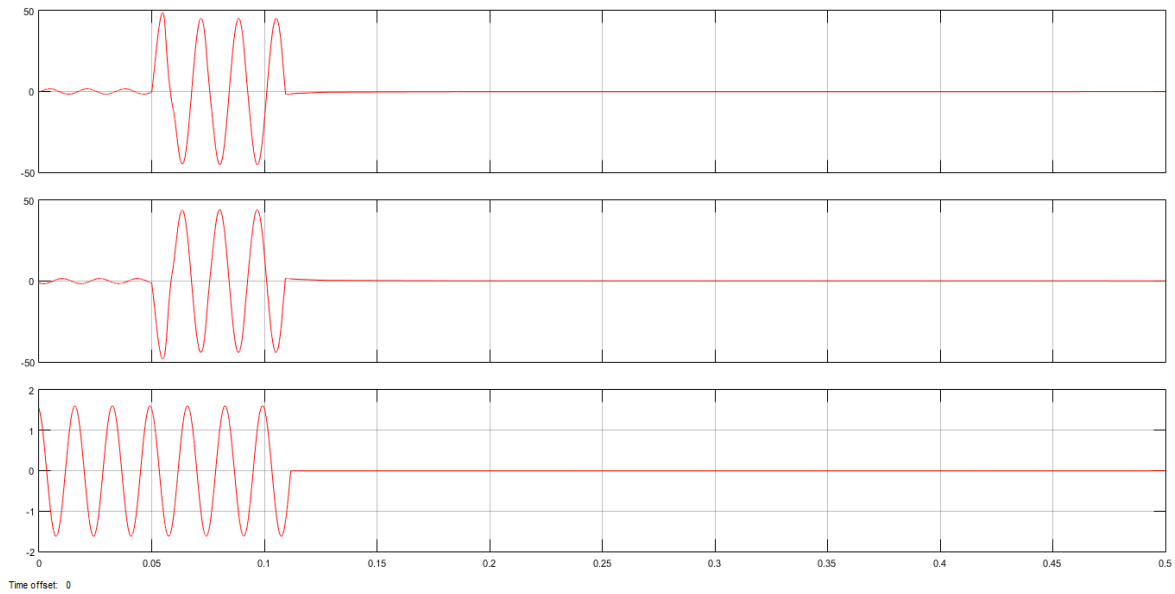


Figura 4.82. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.

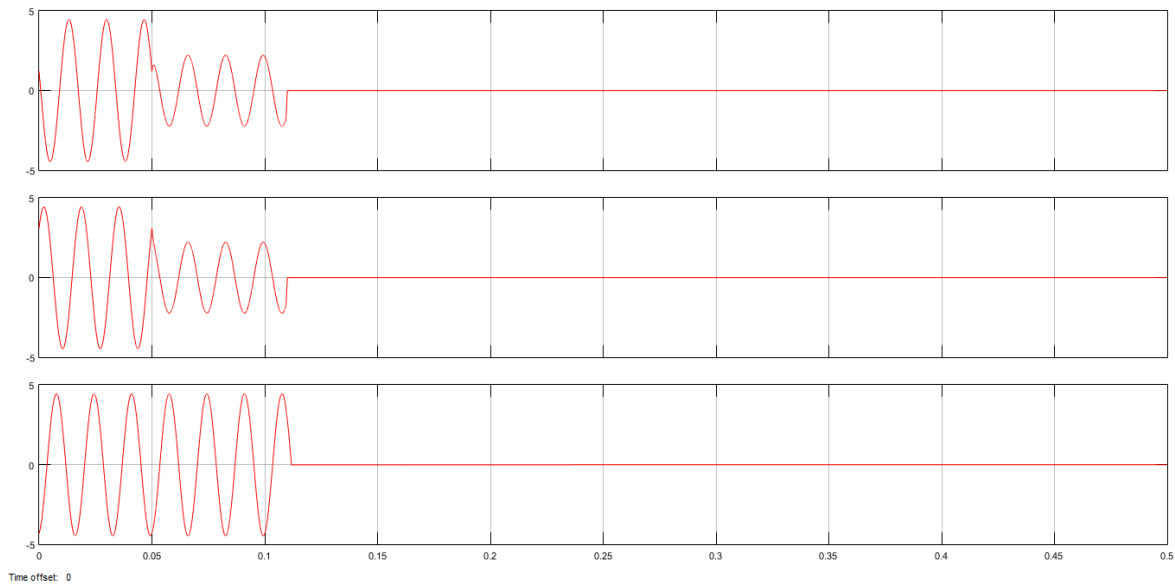


Figura 4.83. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

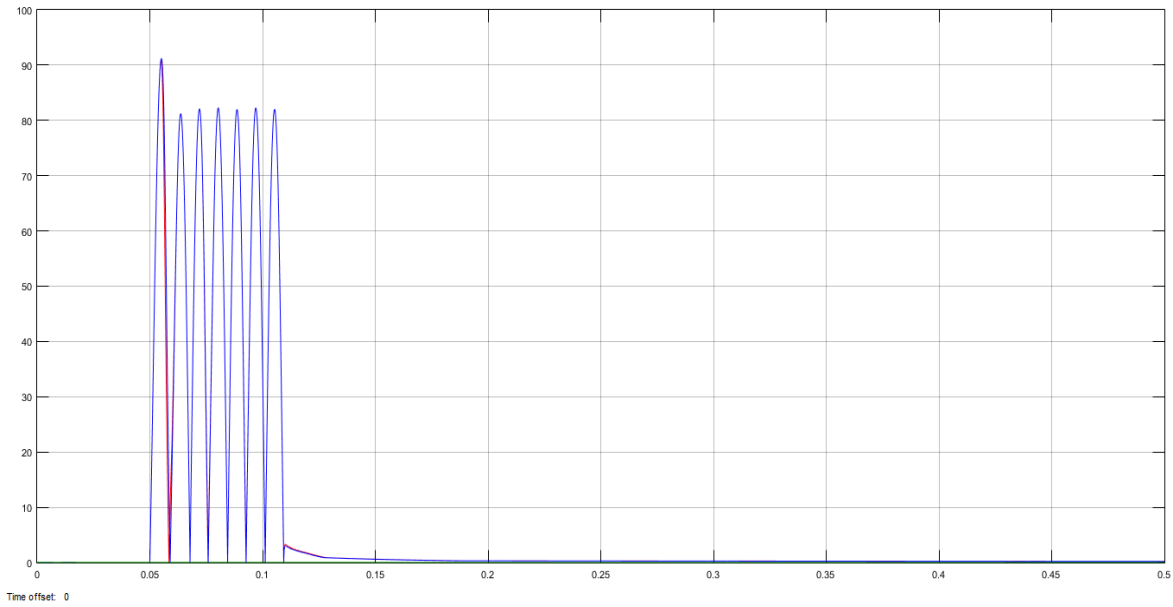


Figura 4.84. *Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Interna.*

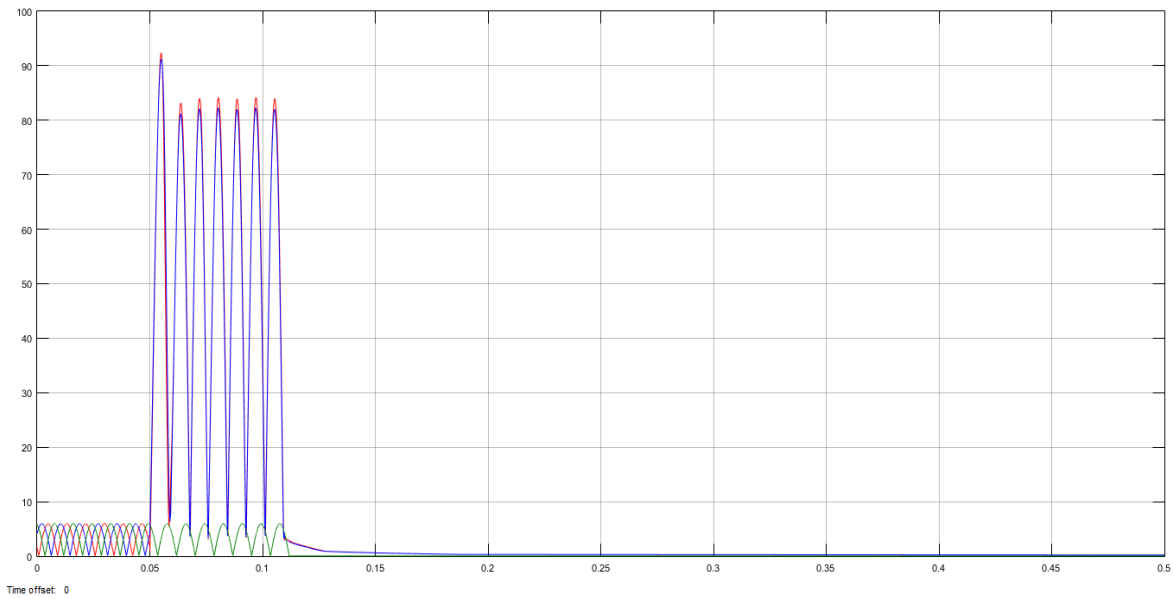


Figura 4.85. *Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Interna.*

Región de Operación del Relevador:

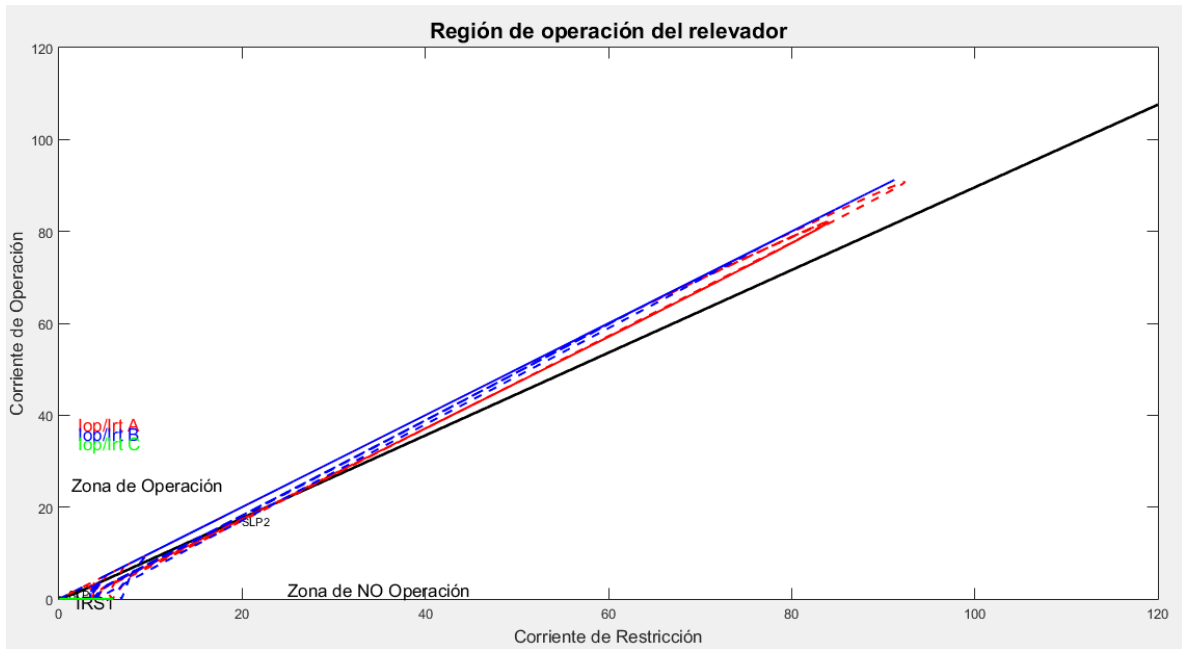


Figura 4.86. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Interna.

Señal de Disparo:

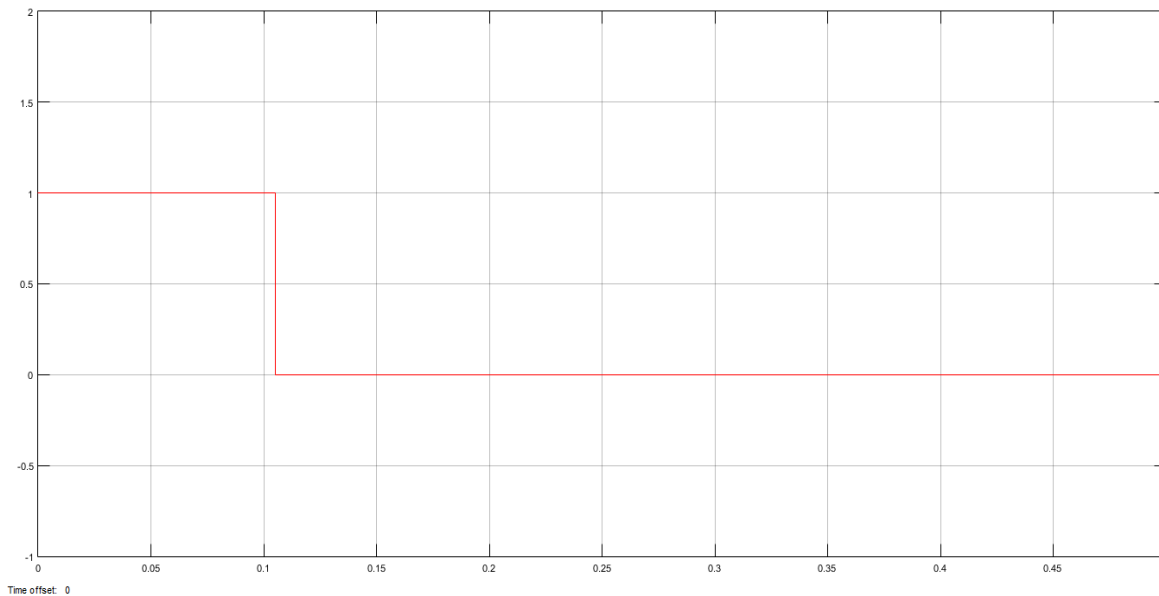


Figura 4.87. Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en Barra del Sistema.
 4.1.2.7. Falla Trifásica Interna (Las tres Fases) en la Barra.

Corrientes Primarias:

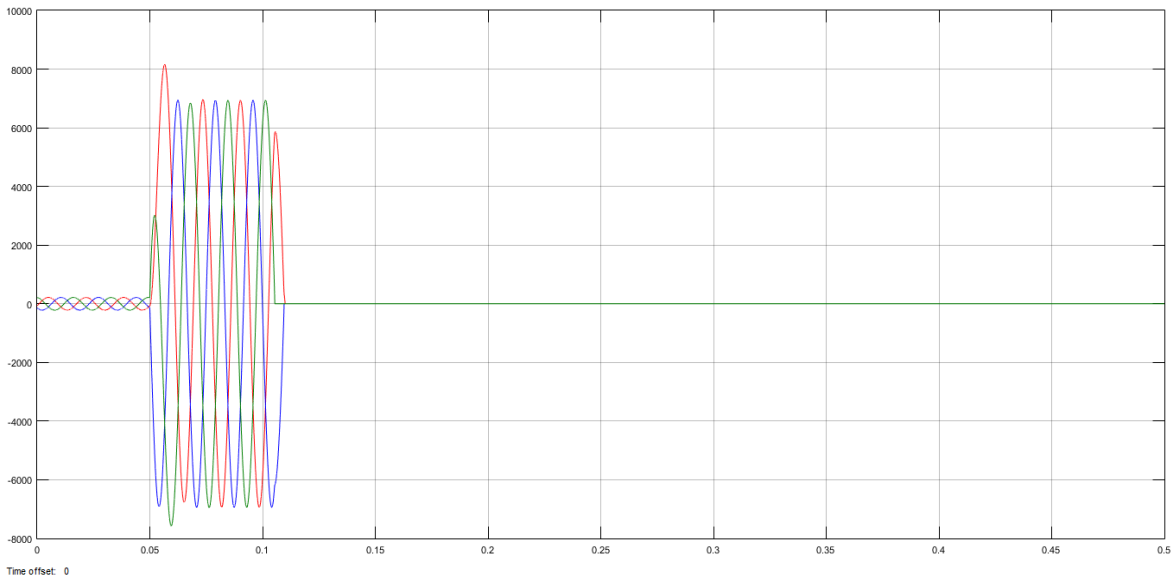


Figura 4.88. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.

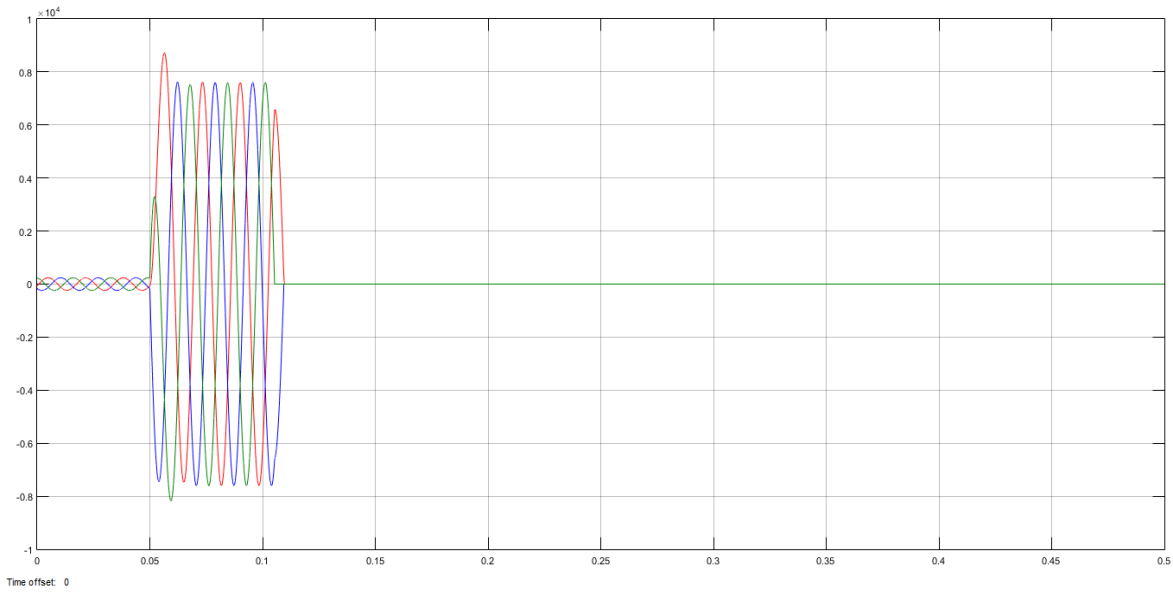


Figura 4.89. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.

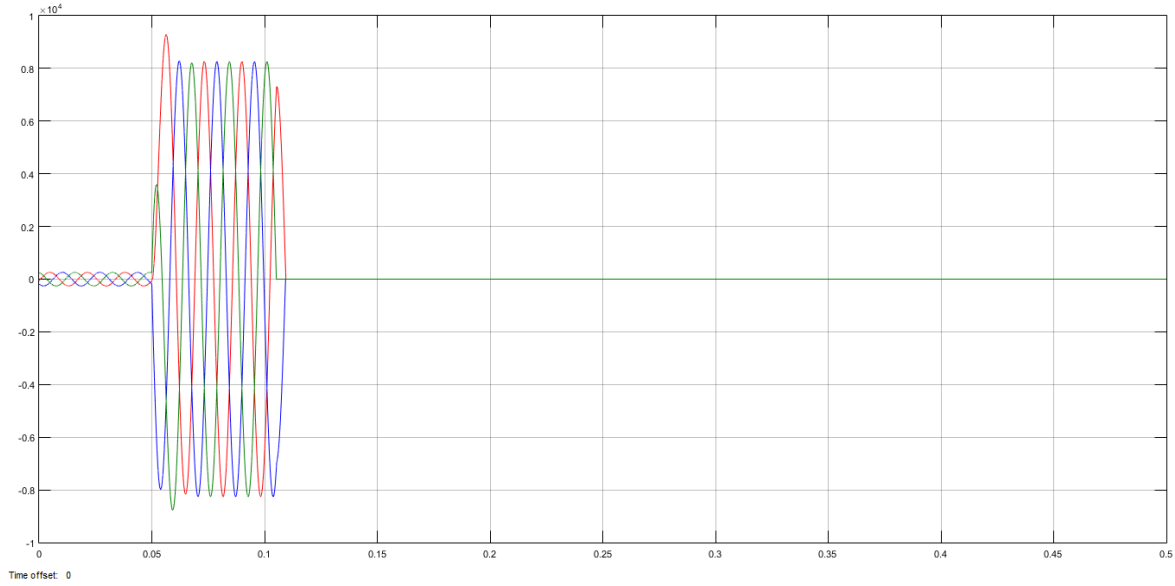


Figura 4.90. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.

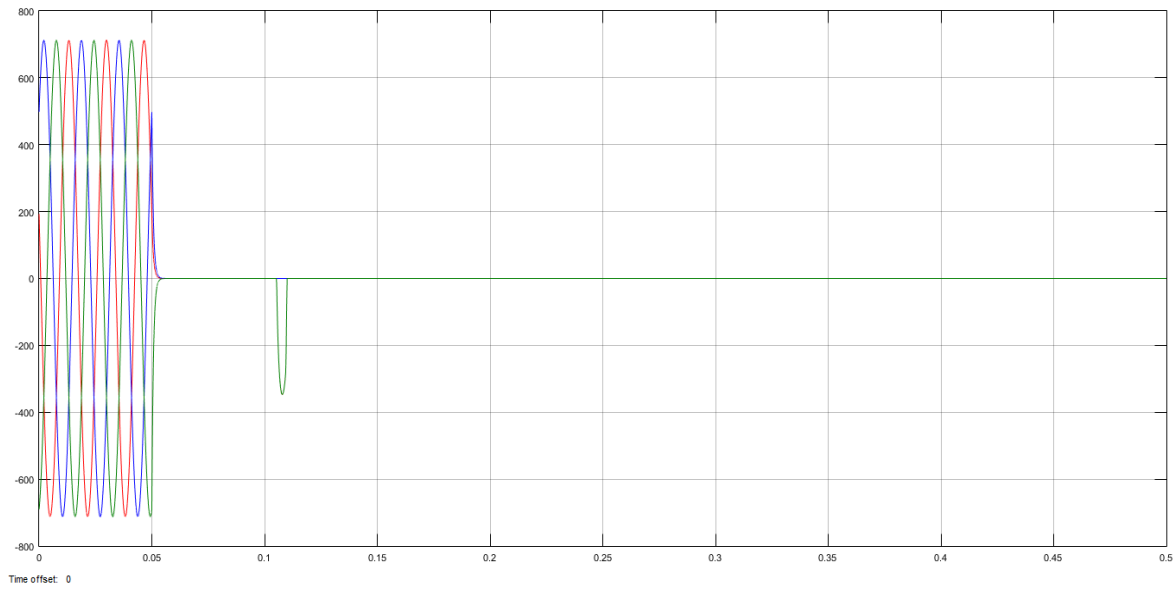


Figura 4.91. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.

Corrientes Secundarias:

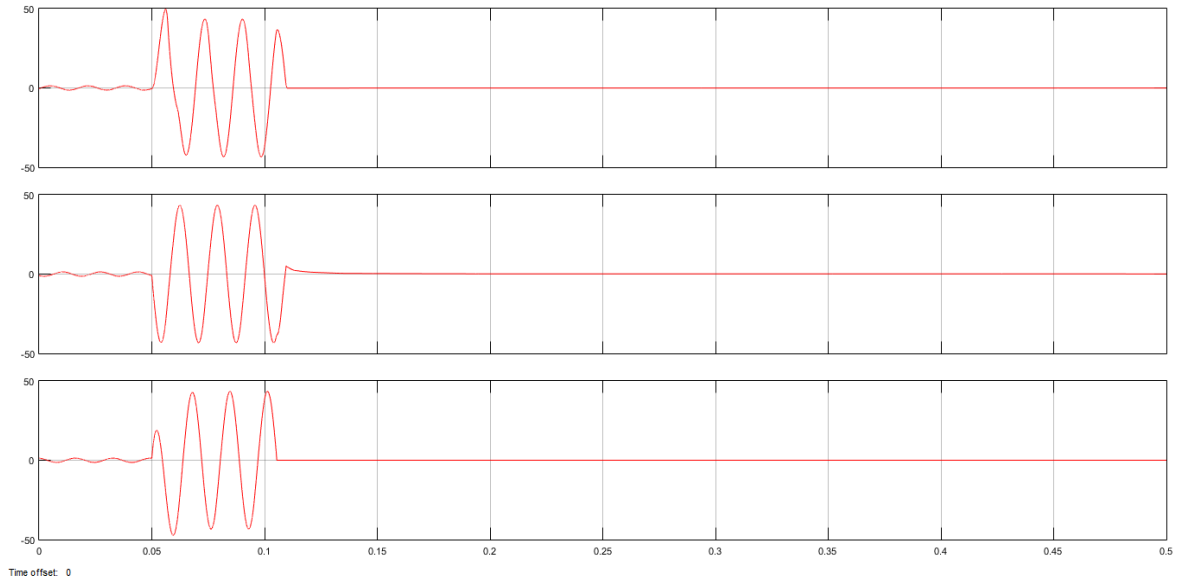


Figura 4.92. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.

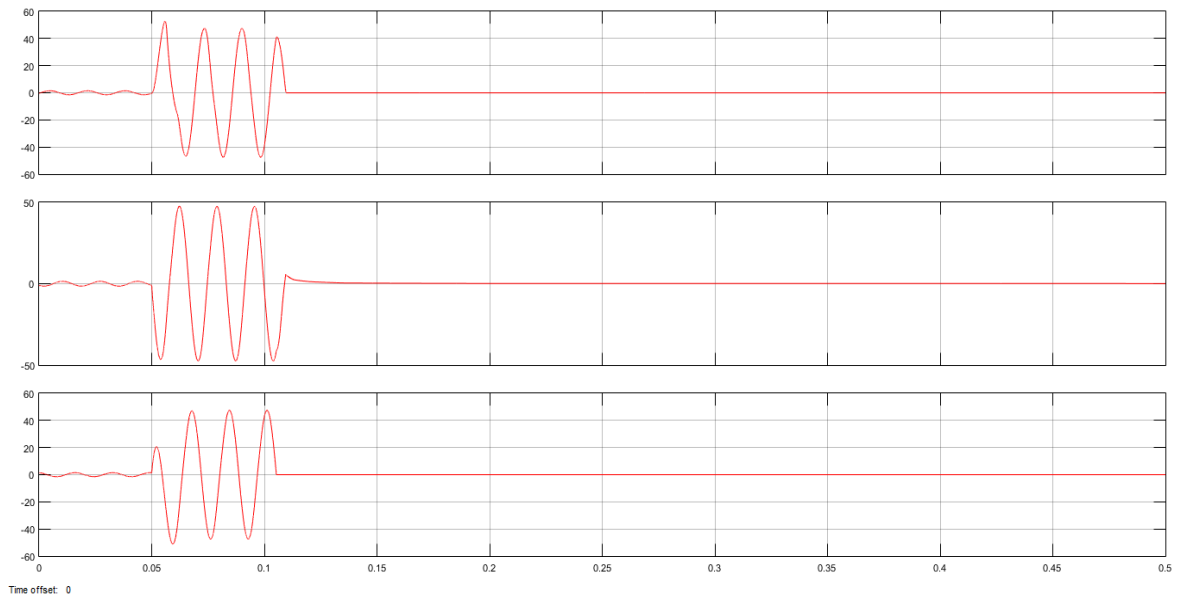


Figura 4.93. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.

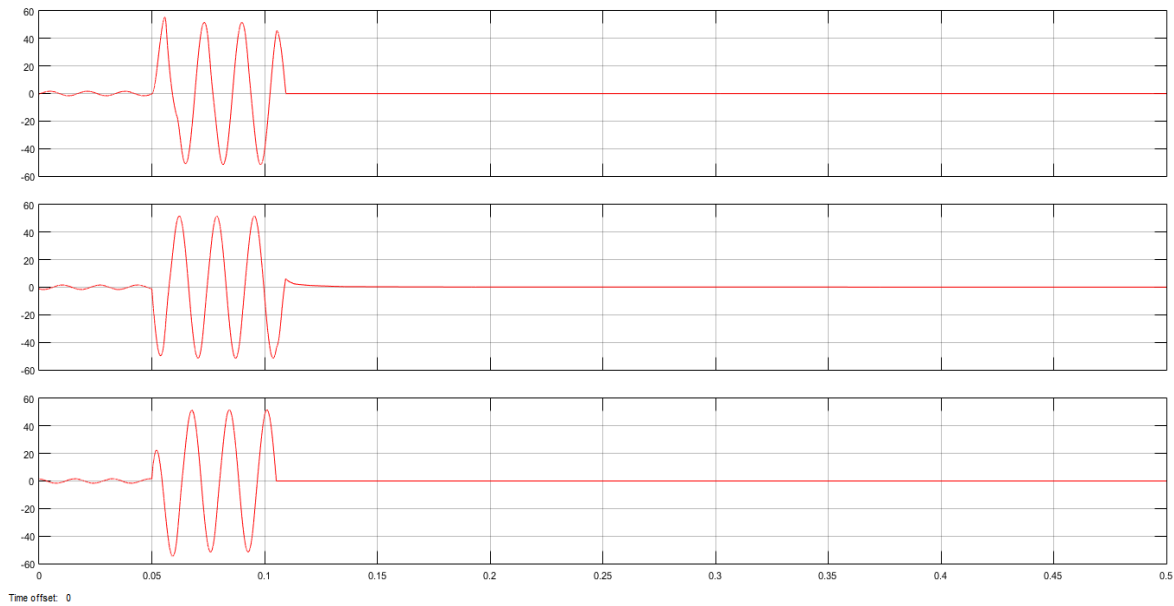


Figura 4.94. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.

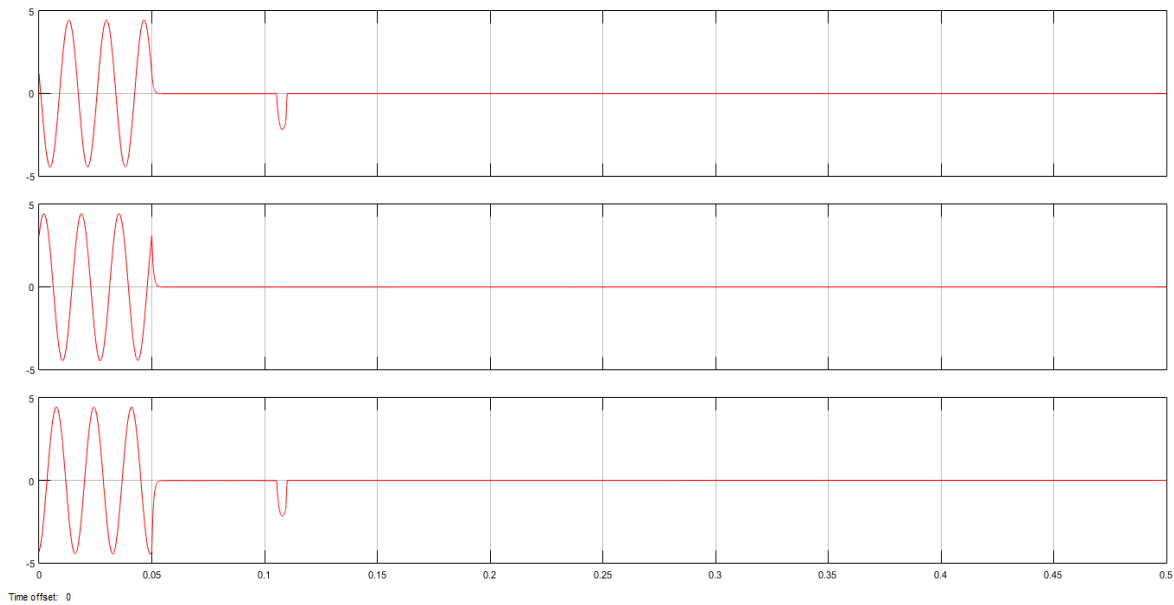


Figura 4.95. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

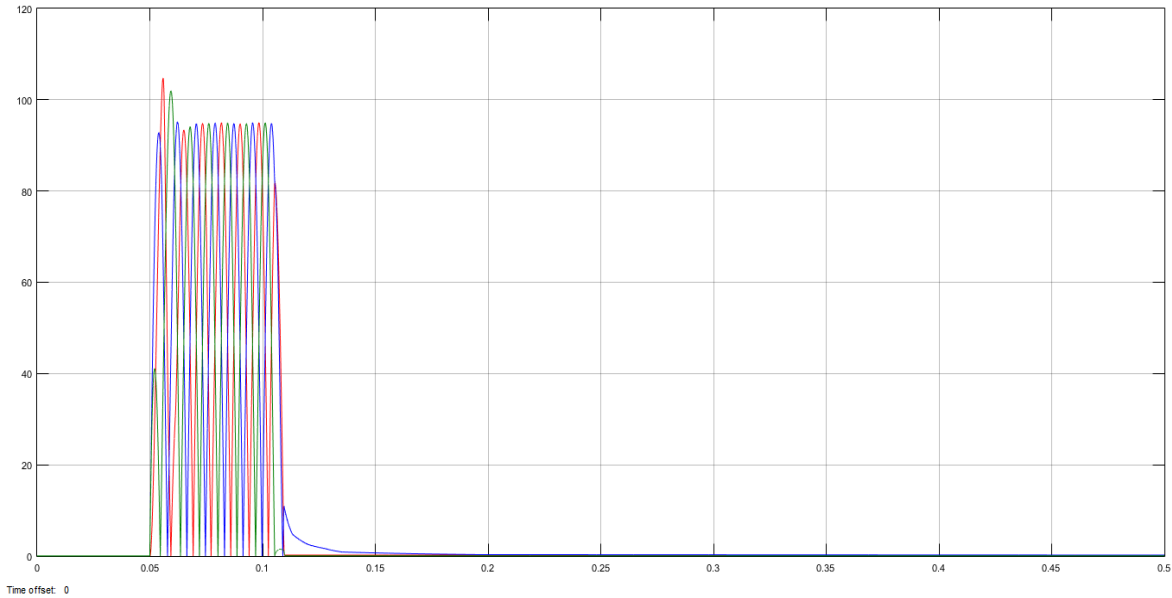


Figura 4.96. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Interna.

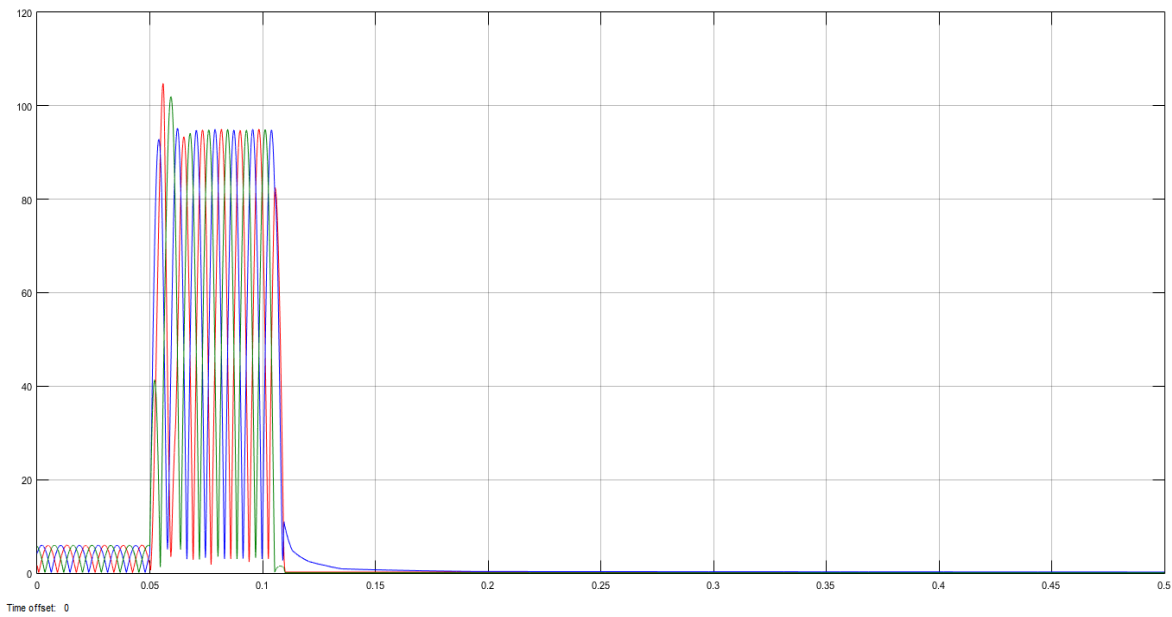


Figura 4.97. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Interna.

Región de Operación del Relevador:

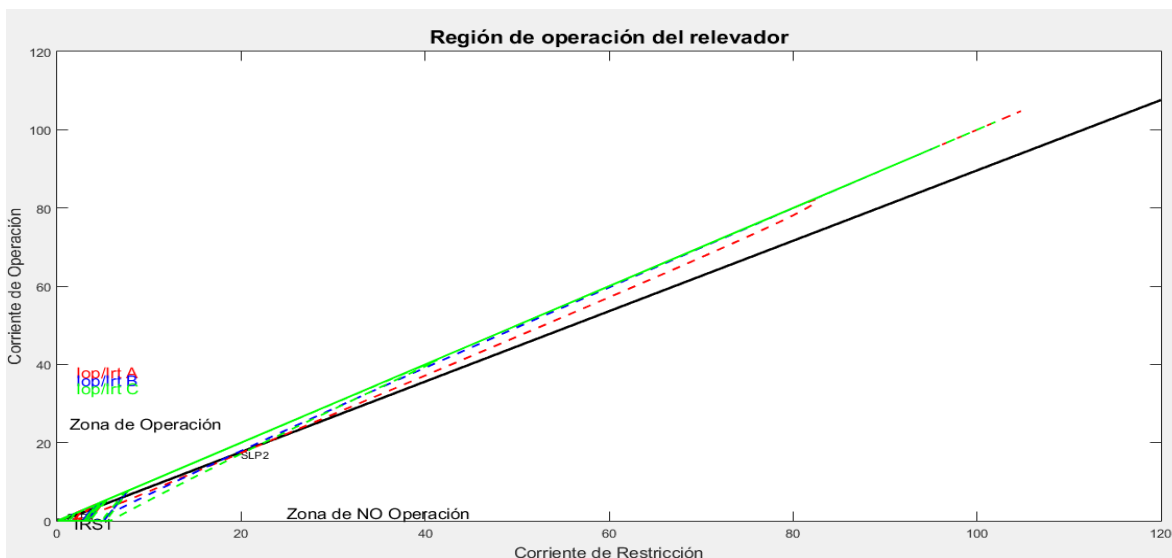


Figura 4.98. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Interna.

Señal de Disparo:

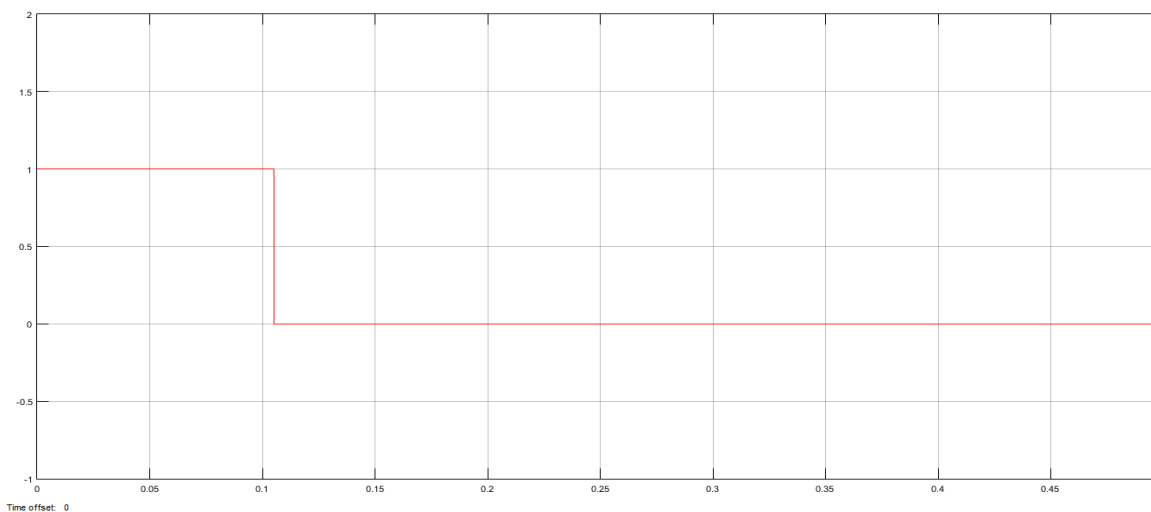


Figura 4.99. Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en Barra del Sistema.

Como se ve en las fallas simuladas en el Sistema Eléctrico de Potencia, los Transformadores de Corriente en casos de falla externa se producen casos de saturación, pero inclusive en estos casos, la protección diferencial trabajo correctamente. El relevador Estático Diferencial operó correctamente en fallas internas en la Barra e ignoró corrientes de falla externas.

4.2. RELEVADOR DIGITAL DIFERENCIAL DE BARRA DE ALTA IMPEDANCIA (87Z).

La protección diferencial es uno de los principios más económicos y fiables de protección disponibles para barras, transformadores y reactores. La saturación de los Transformadores de Corriente es la consideración más importante de diseño.

En la Figura 4.100 se muestra una falla, con la dirección del flujo de corriente en los alimentadores 1-4 hacia la barra. La suma de la corriente de los alimentadores 1-4 fluye a través del transformador de corriente en el alimentador 5, que puede resultar en la saturación del Transformador de Corriente.

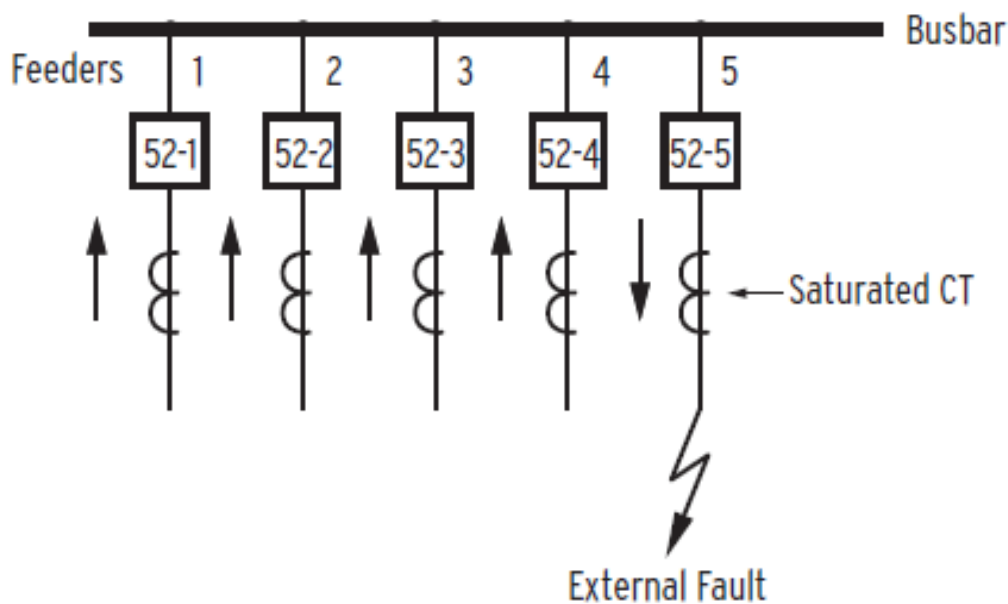


Figura 4.100. Saturación del Transformador de Corriente resultante de una falla externa.

La protección diferencial de alta impedancia ofrece inmunidad contra error de operación del relevador resultante de la saturación del Transformador de corriente, siempre que la resistencia de estabilización en el circuito tiene un valor suficientemente alto. Para cumplir con este requisito, se utiliza una resistencia de 2000 Ohms, lo suficientemente grande

como para proporcionar seguridad contra la saturación del Transformador de Corriente a tal efecto en los fallos.

La Figura 4.101 muestra las conexiones típicas del contacto de Bloqueo (86), Elemento Diferencial (87Z) y el MOV (Varistor de Oxido Metálico).

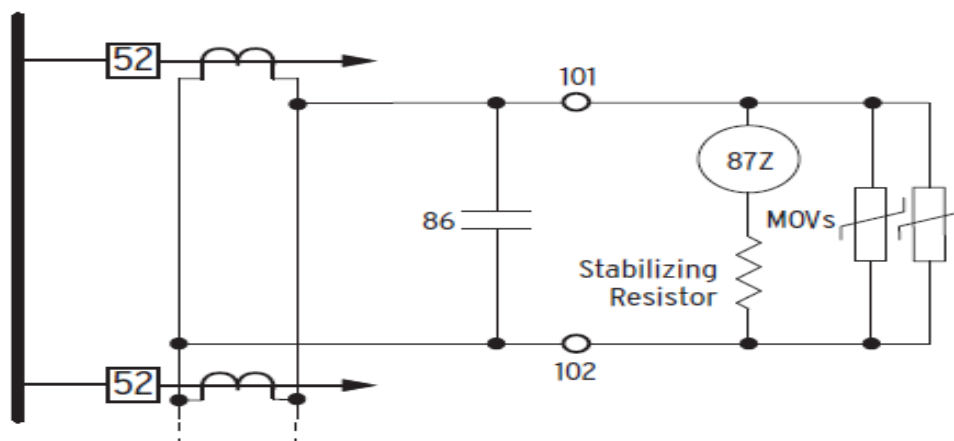


Figura 4.101. Conexión Típica para la Protección Diferencial de Alta Impedancia.

Durante Fallas de Barra, la tensión en la Resistencia de estabilización puede elevarse a valores muy altos si no se limita, como se muestra en la figura 4.102.

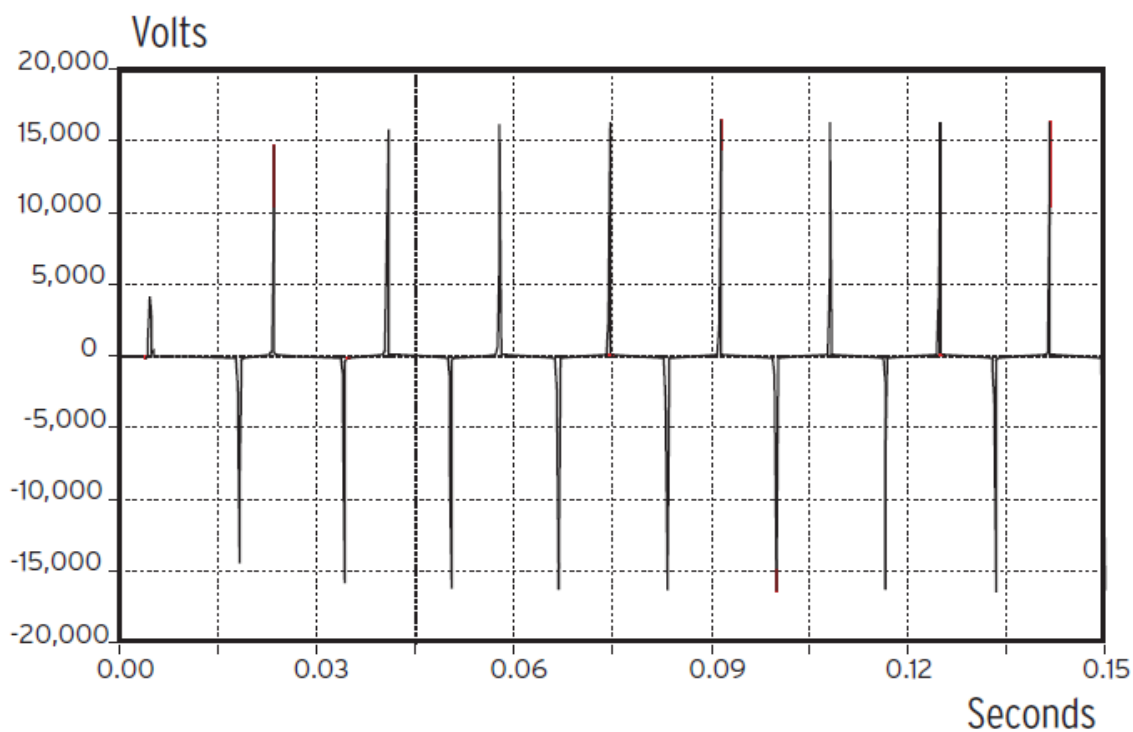


Figura 4.102. Voltaje sin MOV de Sujeción.

La Figura 4.103 muestra el voltaje resultante con un Varistor de Oxido Metálico (MOV) conectado en paralelo con los elementos de alta impedancia, la sujeción de la tensión de pico secundario a menos de 2 kV. Las resistencias de 2000 Ohms, combinado con MOVs adecuados, forman el circuito de entrada de alta impedancia de cada fase. Para el mejor rendimiento, se seleccionan Transformadores de Corriente con bobinados totalmente distribuidos, idéntica relación de transformación y características de Saturación.

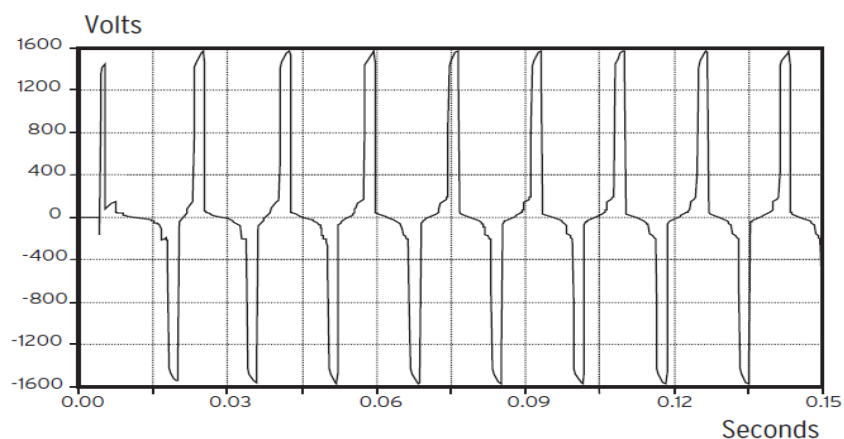


Figura 4.103. Voltaje con MOV de Sujeción.

El diseño de la protección de barras significa que, al igual que con todos los sistemas de protección, la búsqueda de un equilibrio entre la seguridad y la fiabilidad. En una aplicación de una sola zona, la Barra es el punto de conexión común de todos los alimentadores en la subestación. La operación incorrecta de la protección de barra afecta a todos los alimentadores conectados a esa zona.

La Figura 4.104 muestra la instalación de la protección de Alta Impedancia para una Barra. Los Transformadores de Corriente deben tener proporciones idénticas y Características de Saturación.

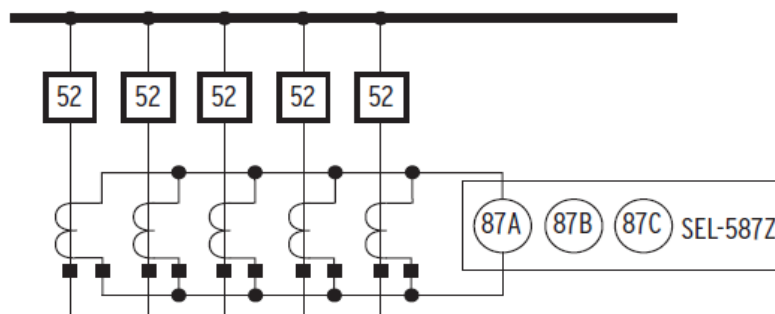


Figura 4.104. Ejemplo de Protección de Barra (para la Fase A).

La Figura 4.105 ilustra el ejemplo una conexión para las 3 fases de la protección diferencial de alta impedancia.

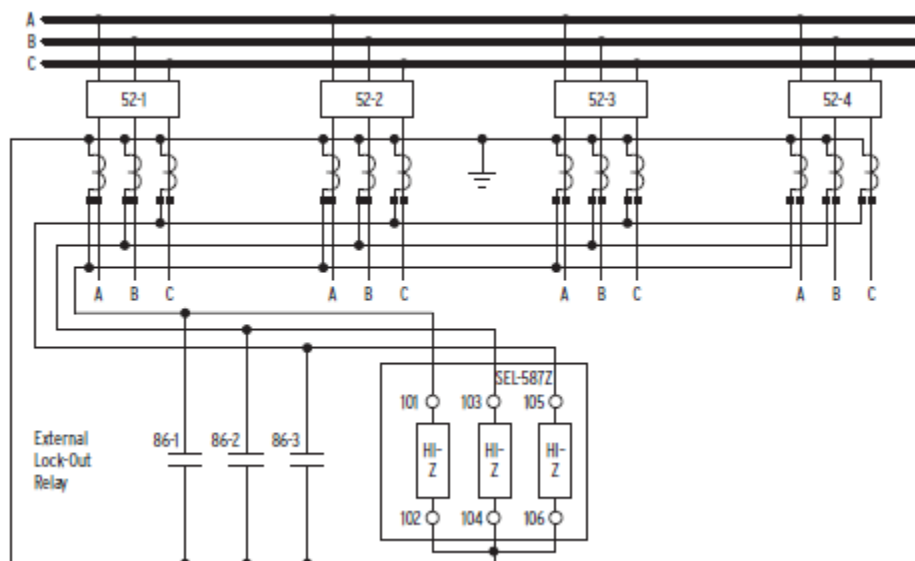


Figura 4.105. Ejemplo de Protección de Barra (para las 3 fases).

Para obtener la lógica de disparo se debe de filtrar la señal de cada fase, discretizar la señal y formar los fasores con Fourier. Como se muestra en la Figura 4.106.

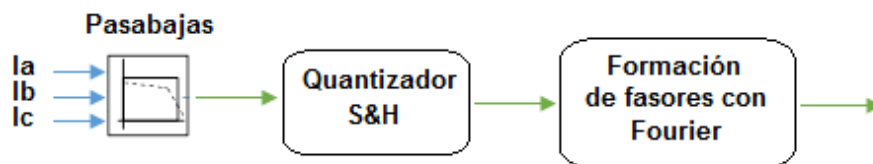


Figura 4.106. Procesamiento digital de la señal para la protección diferencial.

El elemento diferencial compara la tensión medida con la configuración del elemento diferencial. Como el cálculo compara dos valores, el elemento actúa como un comparador como se muestra en la Figura 4.107. Cada Fase tiene un elemento comparador diferencial.

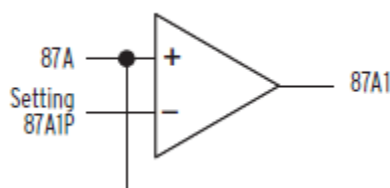


Figura 4.107. Elemento comparador de alta impedancia de la Fase A.

4.2.1. Modelado del Relevador Diferencial de Alta Impedancia (87Z) para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.

El sistema eléctrico donde se implementó el relevador diferencial de alta impedancia es un sistema industrial alimentado por la compañía suministradora (115 kV), un transformador reductor de 115/13.8 kV, una Barra principal que alimenta a las cargas, 3 transformadores reductores de 13.8/4.16 kV con cargas de motores y banco de Capacitores (Carga RLC) y un Transformador reductor de 13800/480 Volts para pequeños motores en planta y respectivos bancos de capacitores (Carga RLC). Todo se muestra en la Figura 4.108.

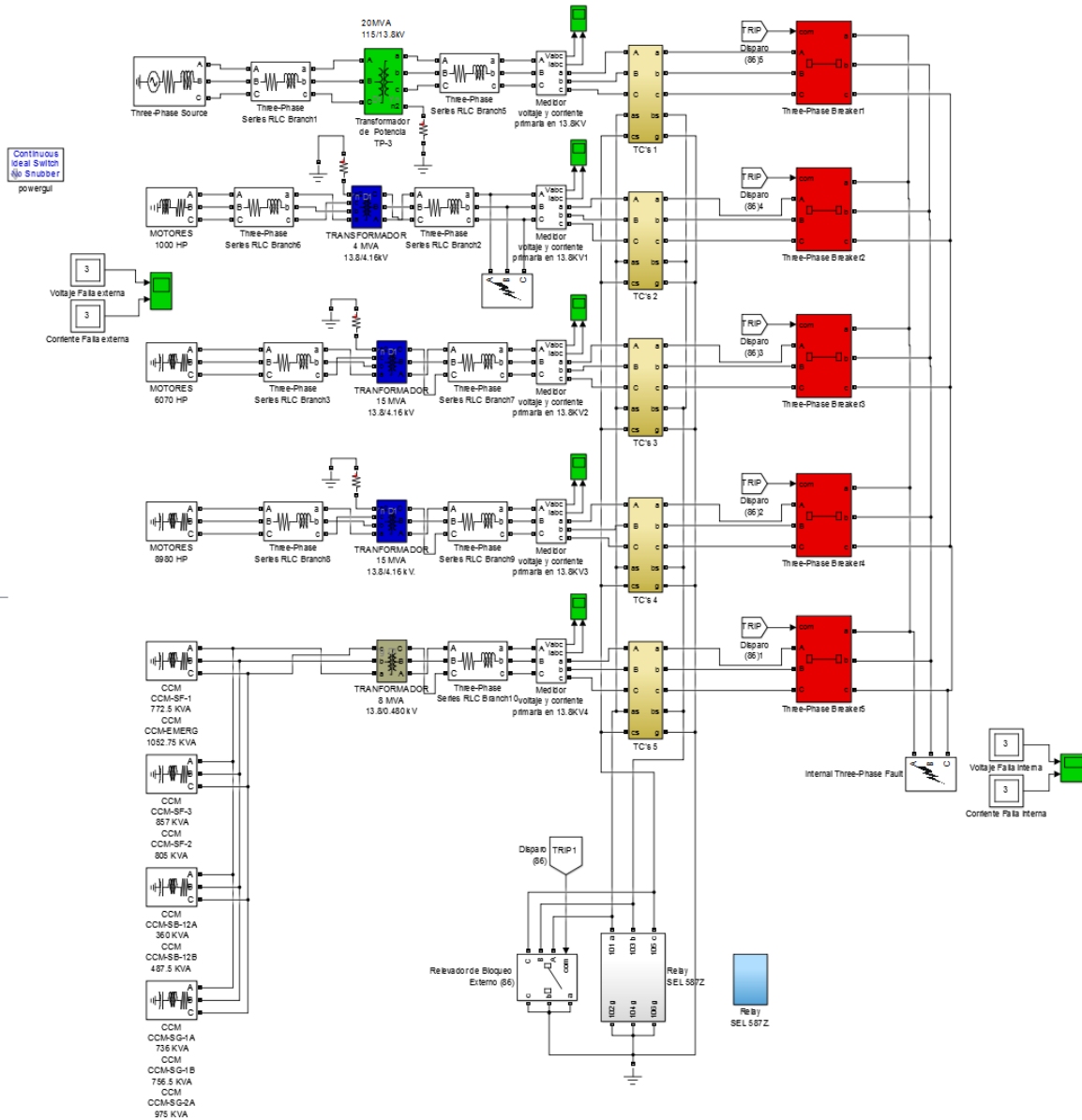


Figura 4.108. Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.

En la figura 4.108 se observan los sistemas en amarillo que son los Transformadores de Corriente, tres por cada módulo con un total de doce Transformadores de Corriente en el sistema eléctrico Industrial (Figura 4.109).

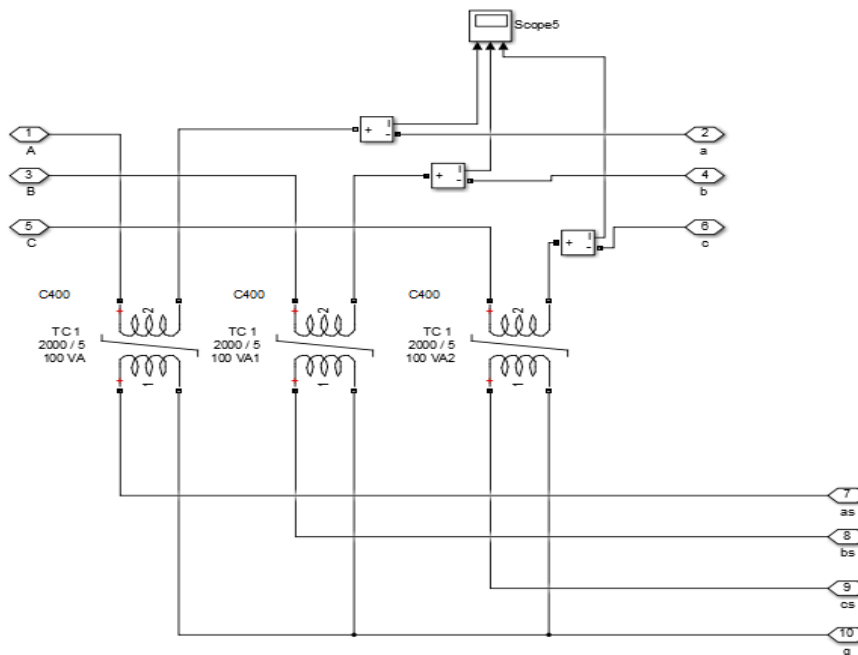


Figura 4.109. Transformadores de Corriente por cada subsistema, una por cada Fase.

Uno de los puntos importantes es el relevador, que para este tipo de estudios es importante que su lógica este bien diseñada para operar para fallas dentro de la barra a proteger. En la figura 4.110 muestra las 3 resistencias de alta impedancia y los 3 MOVs (todo esto por cada fase) y en la Figura 4.111 se muestra el procesamiento digital de señales y la lógica de comparación del relevador.

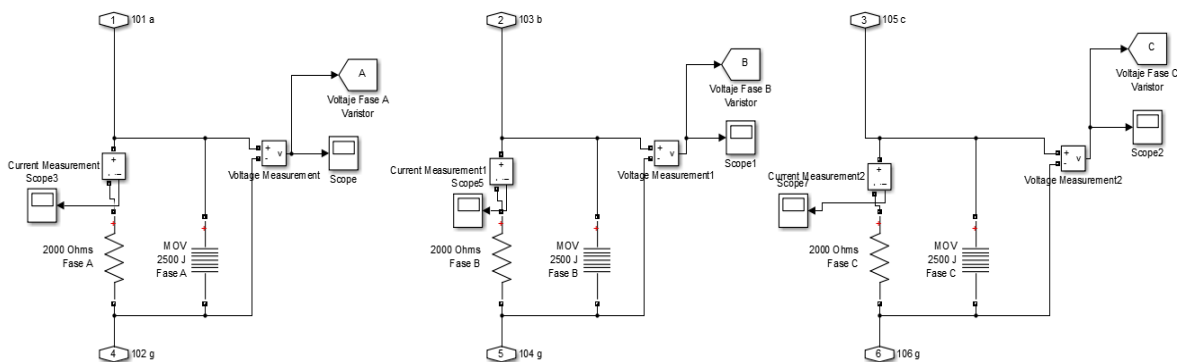


Figura 4.110. Resistencia de Alta Impedancia y MOVs por cada fase.

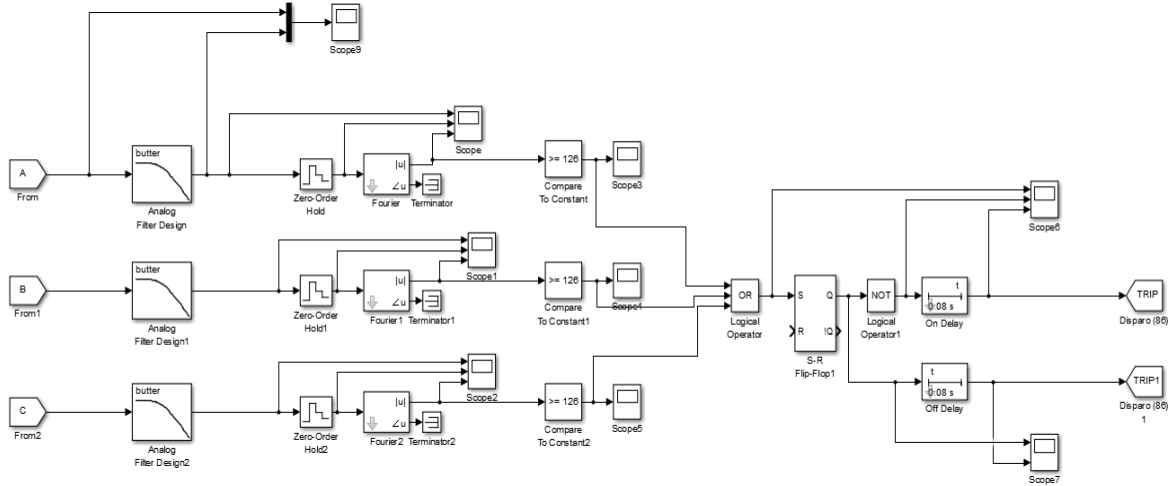


Figura 4.111. Procesamiento Digital de las señales y Lógica de comparación del Relevador.

4.2.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.

4.2.2.1 Operación Normal del sistema con carga nominal.

Corrientes Primarias:

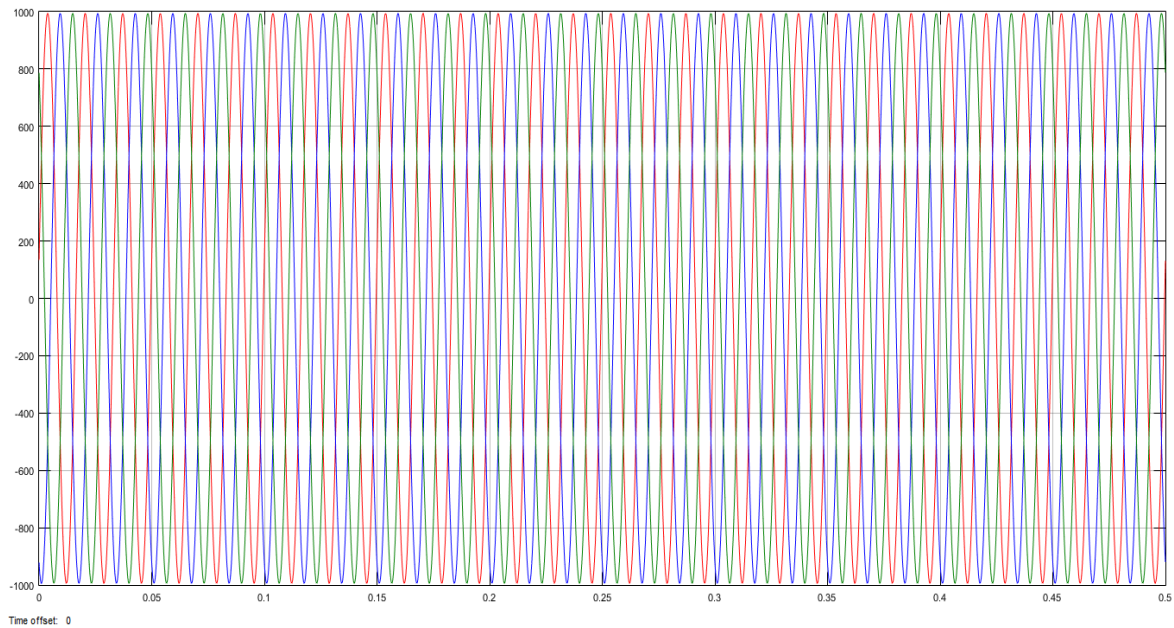


Figura 4.112. Oscilograma de las corrientes primarias de lado del suministro con carga nominal.

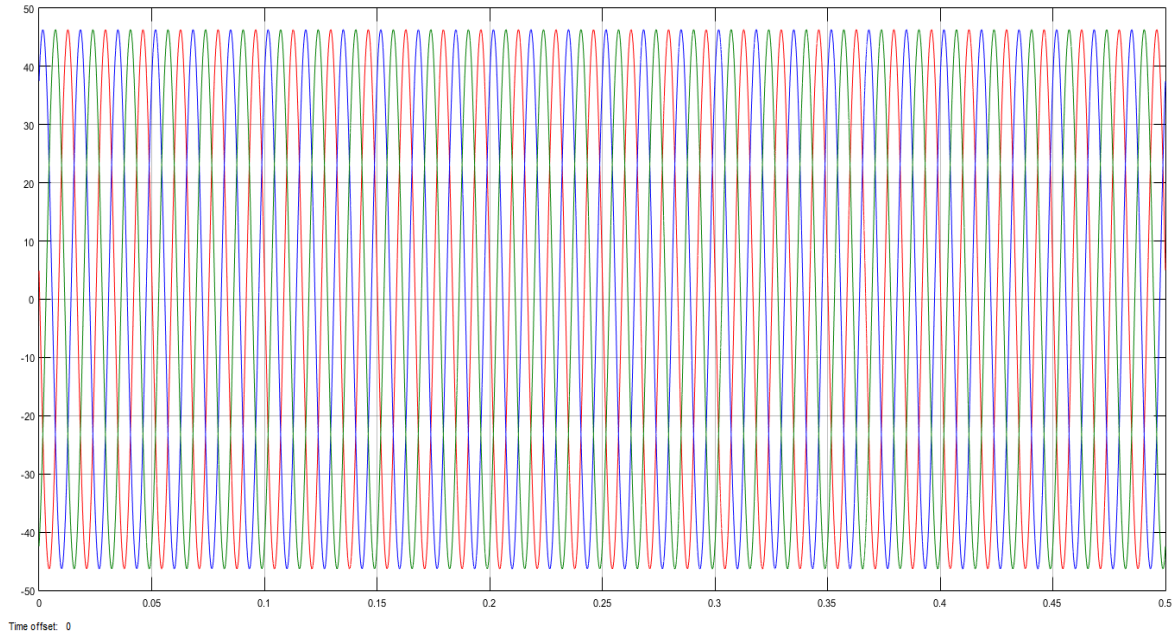


Figura 4.113. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 1 con carga nominal.

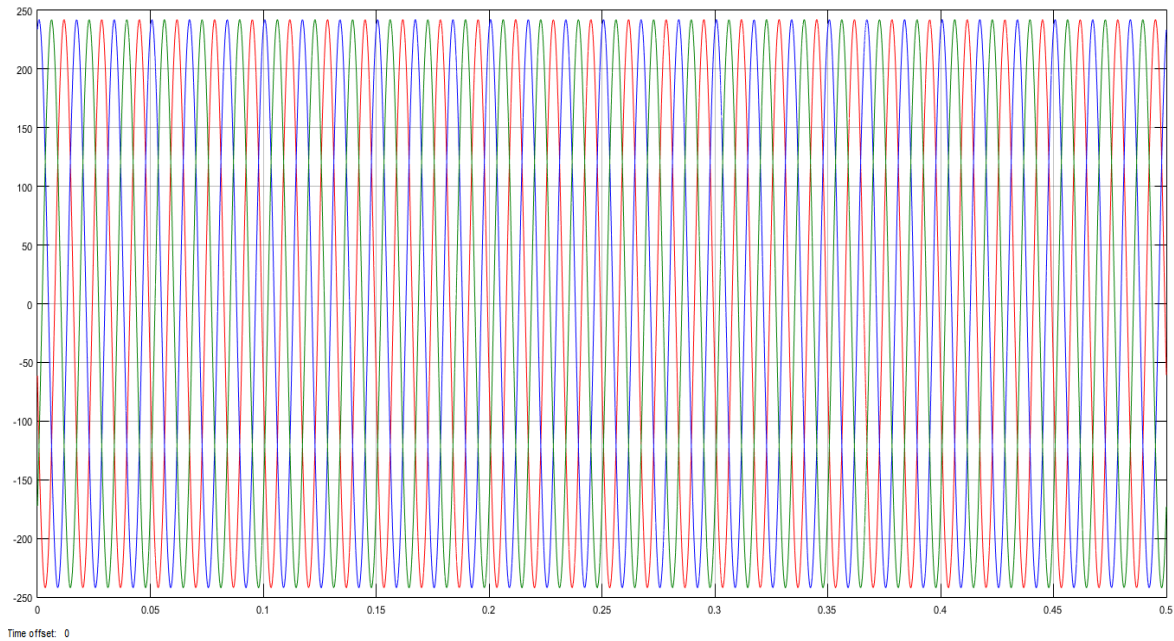


Figura 4.114. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 2 con carga nominal.

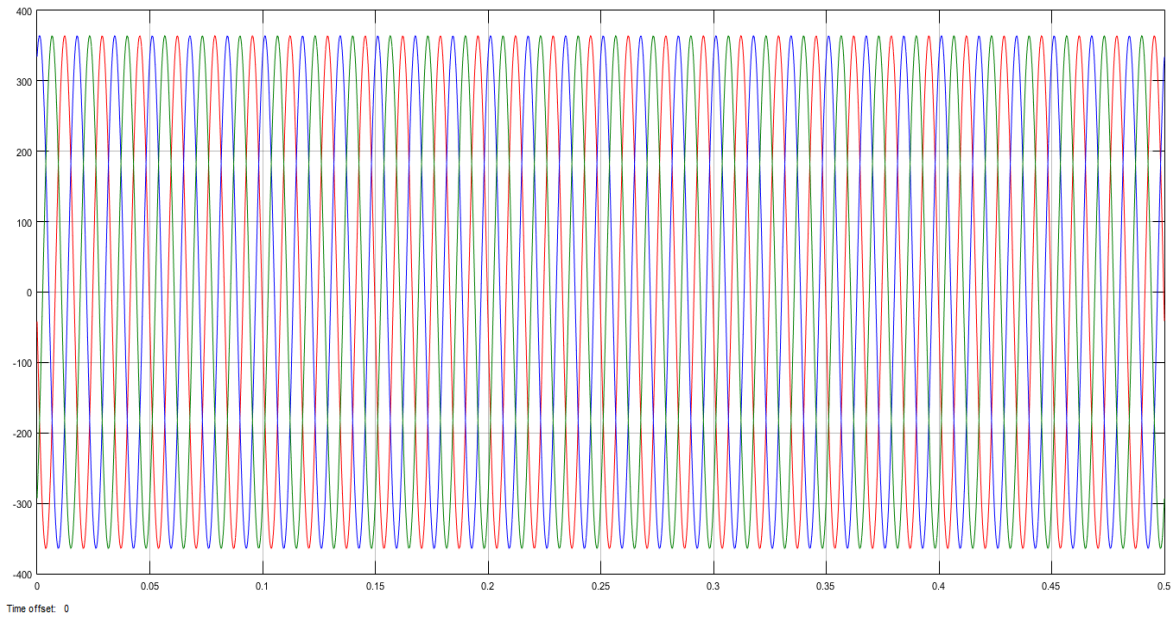


Figura 4.115. *Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 3 con carga nominal.*

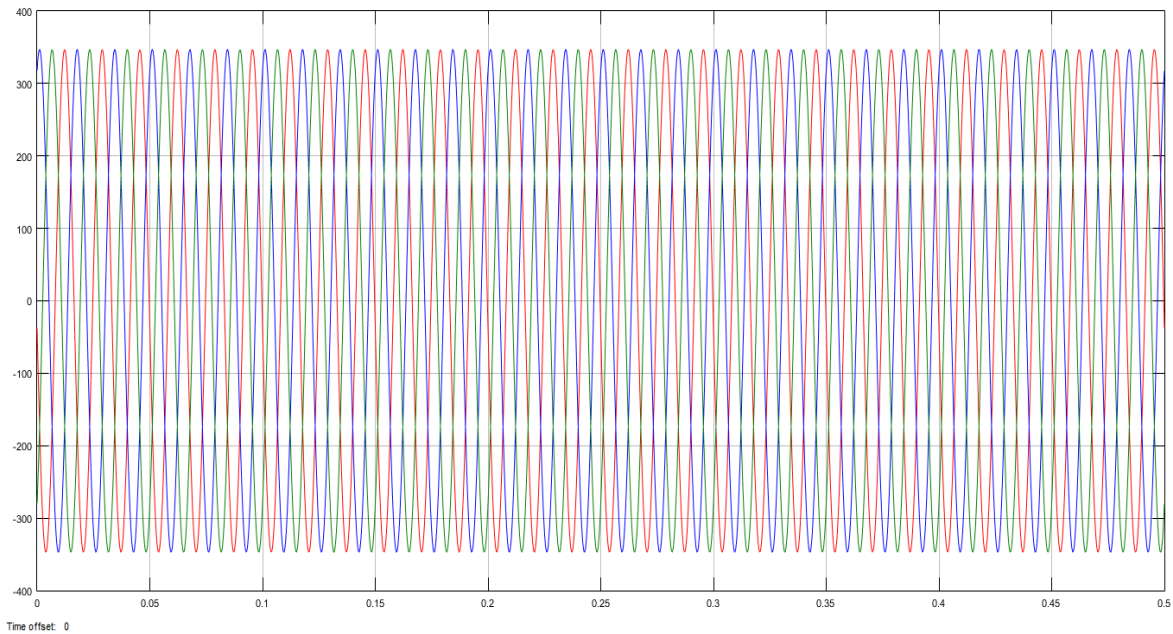


Figura 4.116. *Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 4 con carga nominal.*

Voltajes Secundarias:

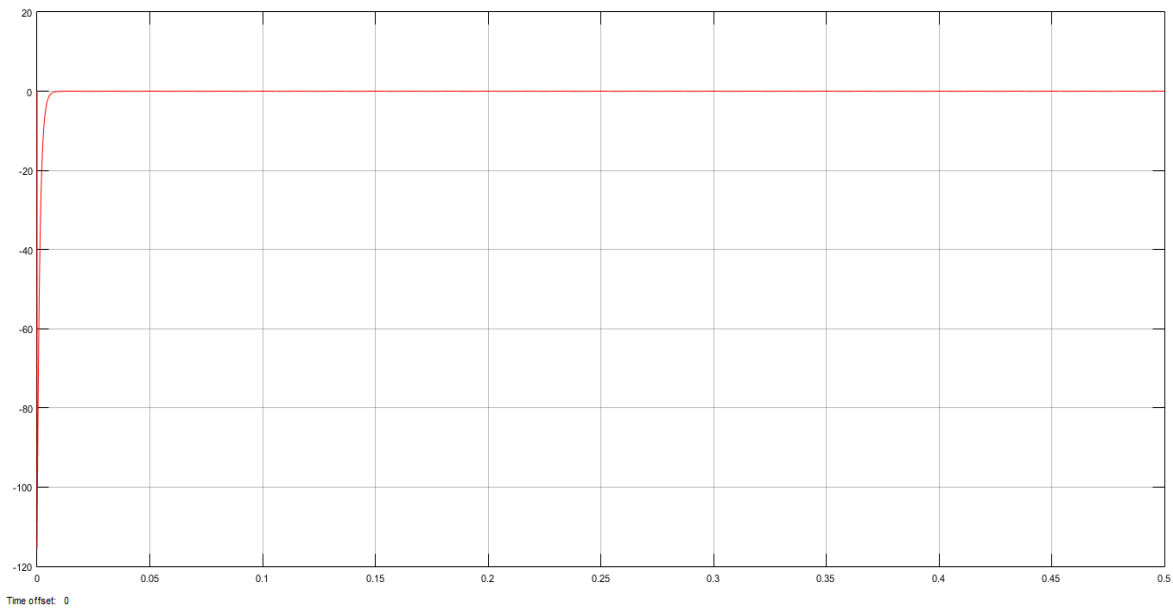


Figura 4.117. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

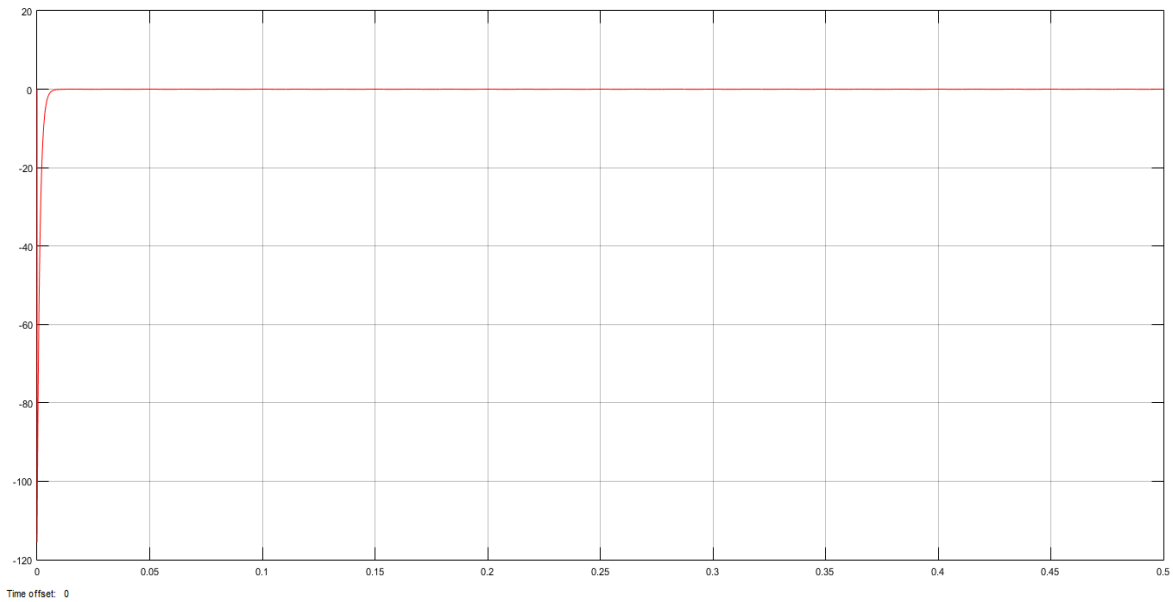


Figura 4.118. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

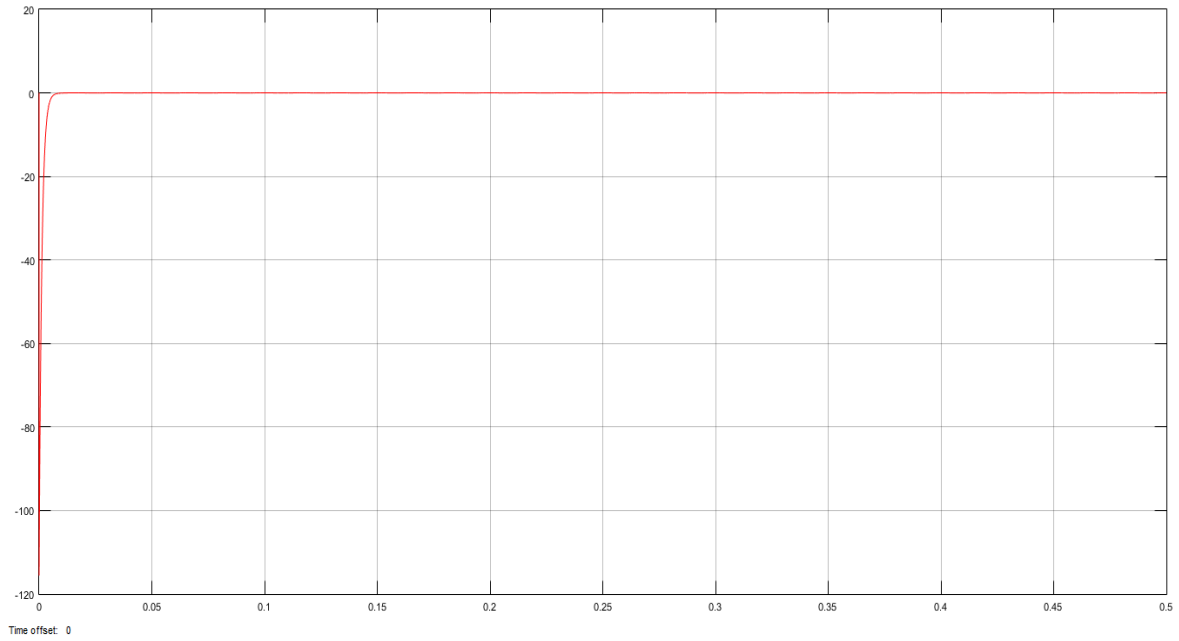


Figura 4.119. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

Señal de Disparo:

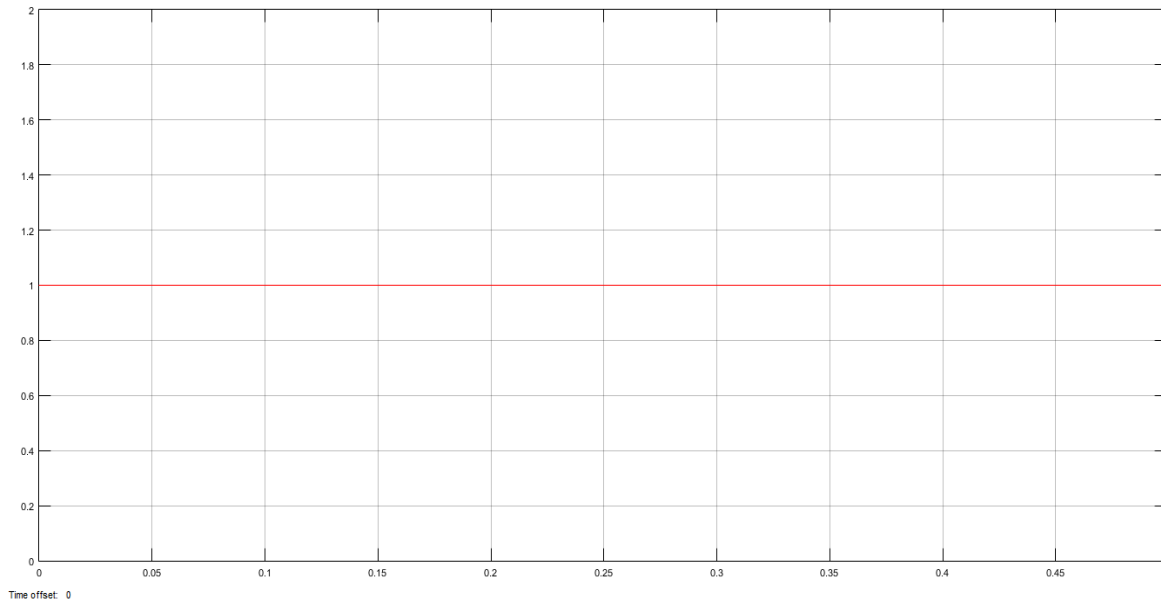


Figura 4.120. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.
4.2.2.2 Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

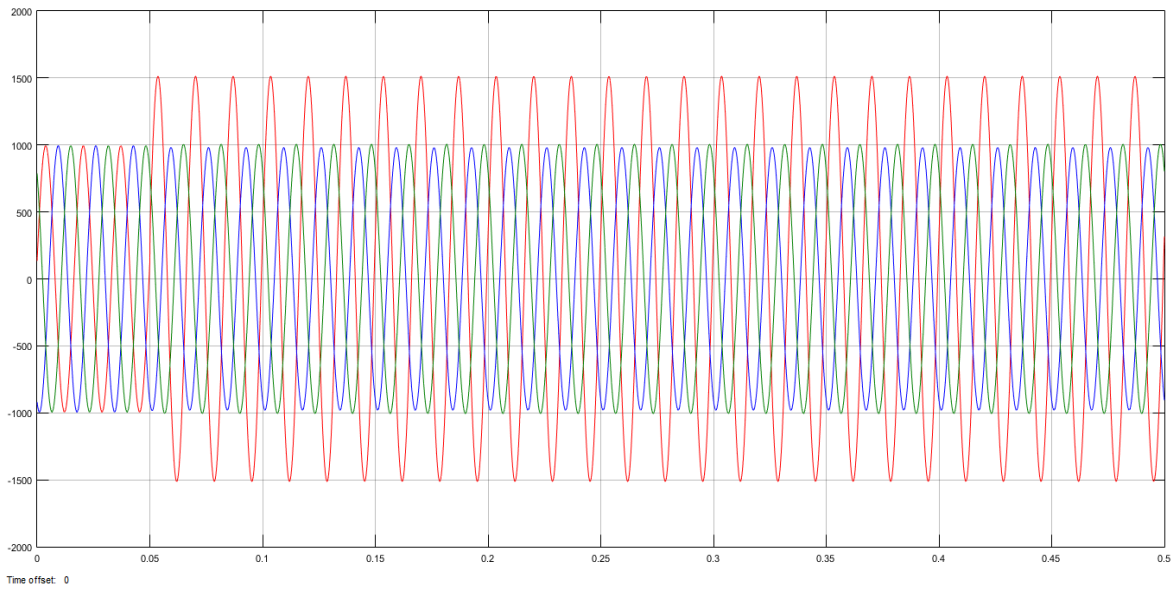


Figura 4.121. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Externa.

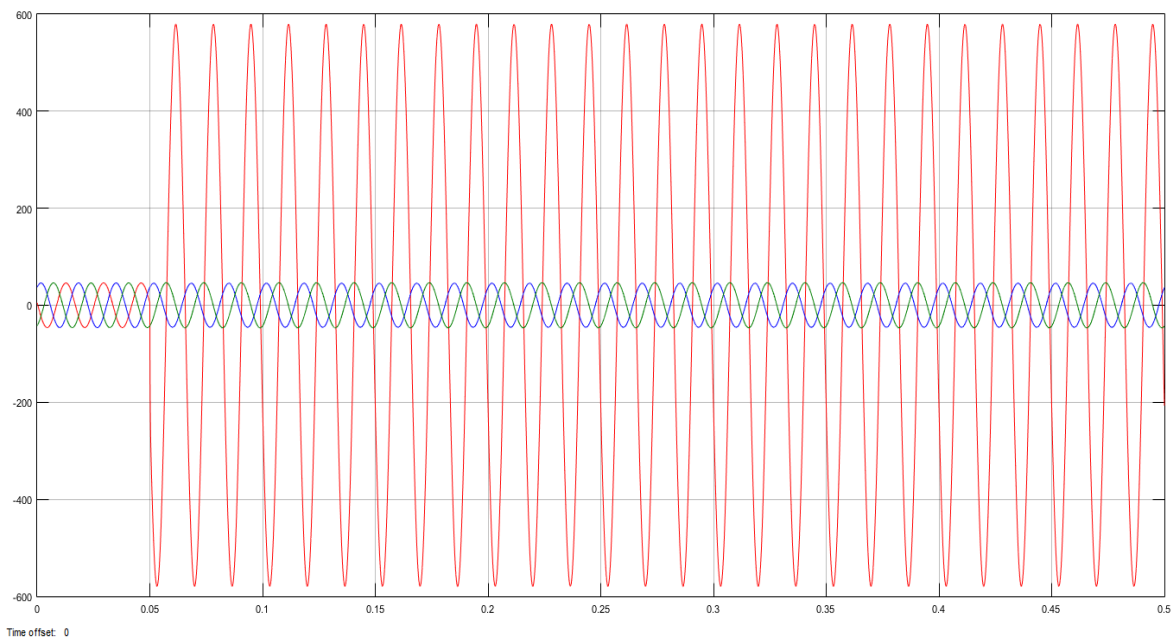


Figura 4.122. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Externa.

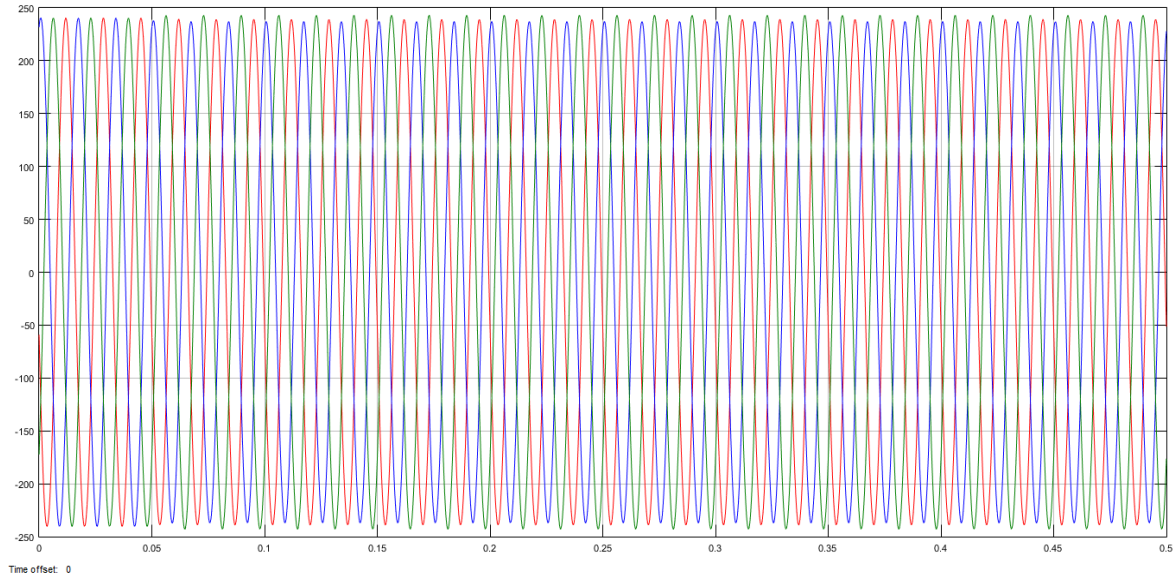


Figura 4.123. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Externa.*

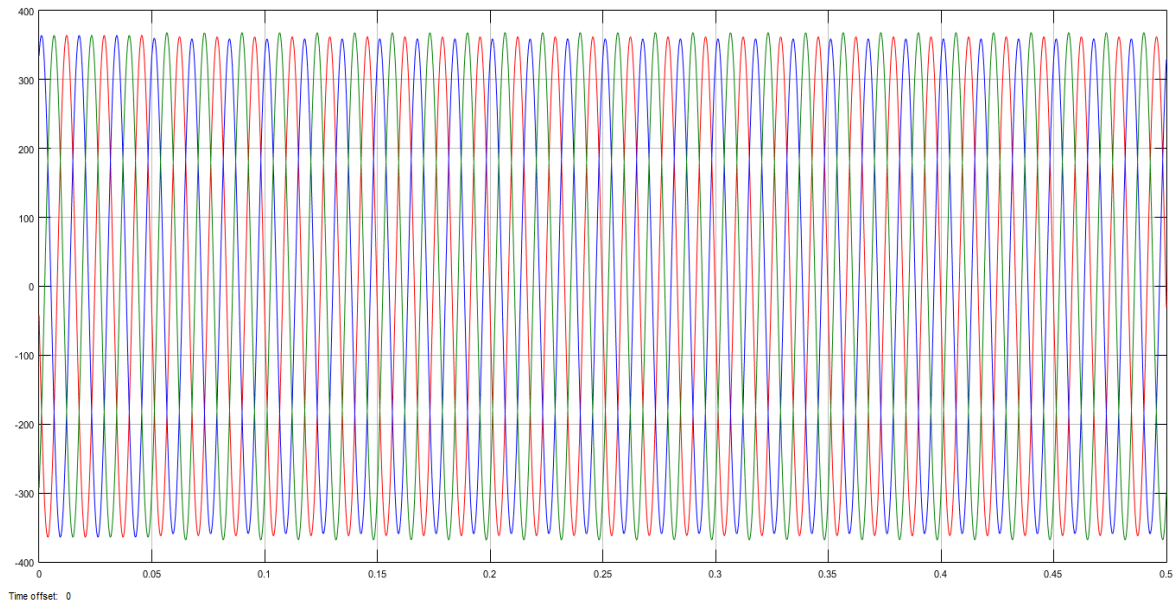


Figura 4.124. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Externa.*

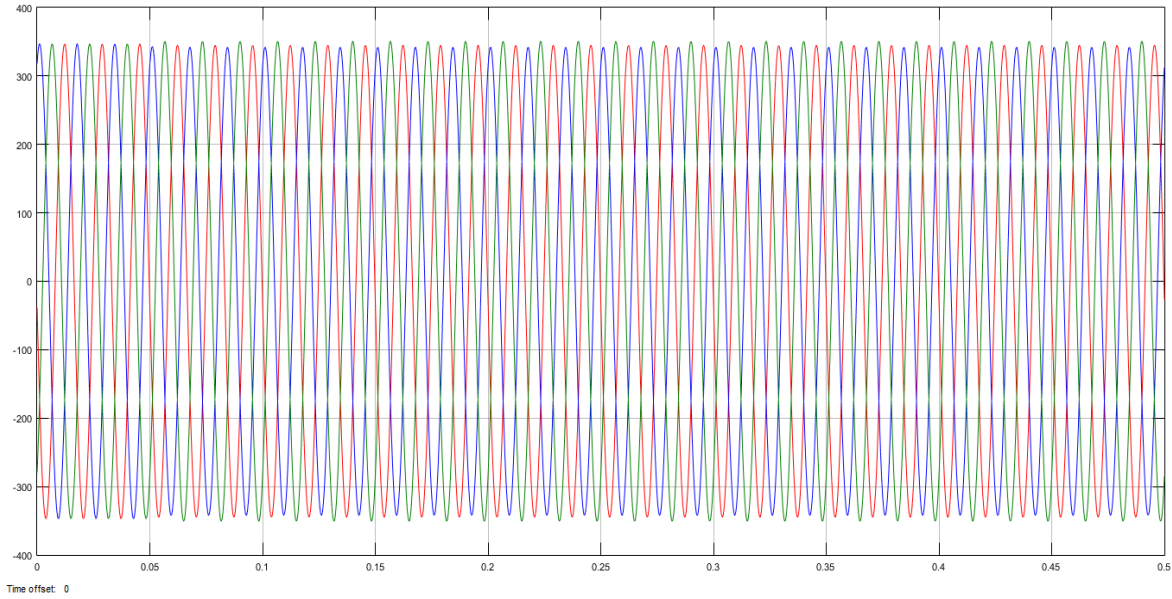


Figura 4.125. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Externa.

Voltajes Secundarios:

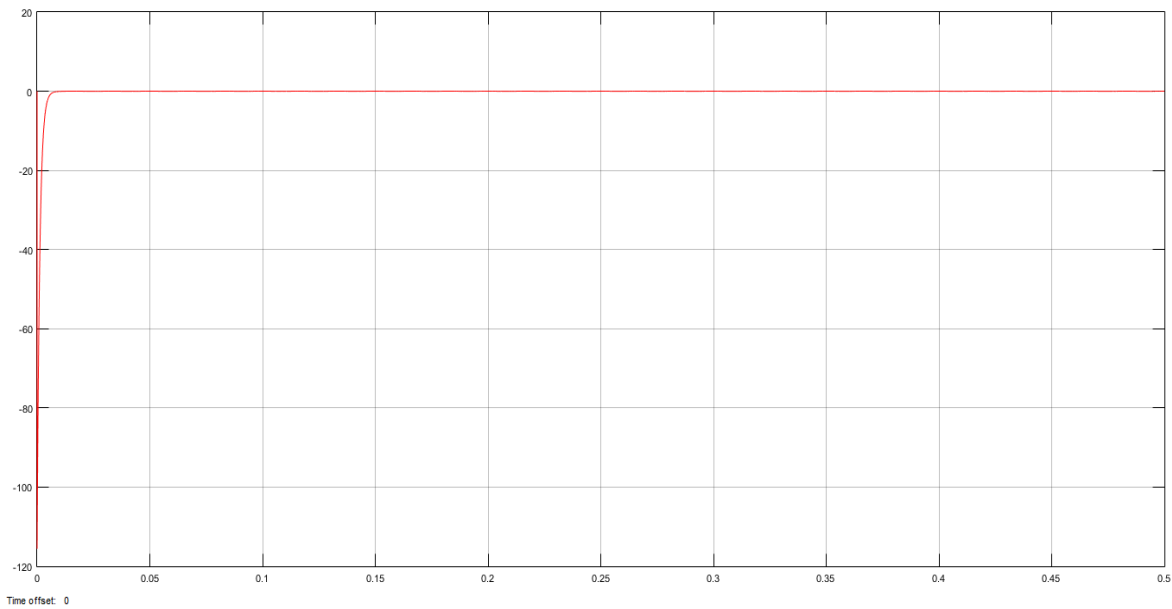


Figura 4.126. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.

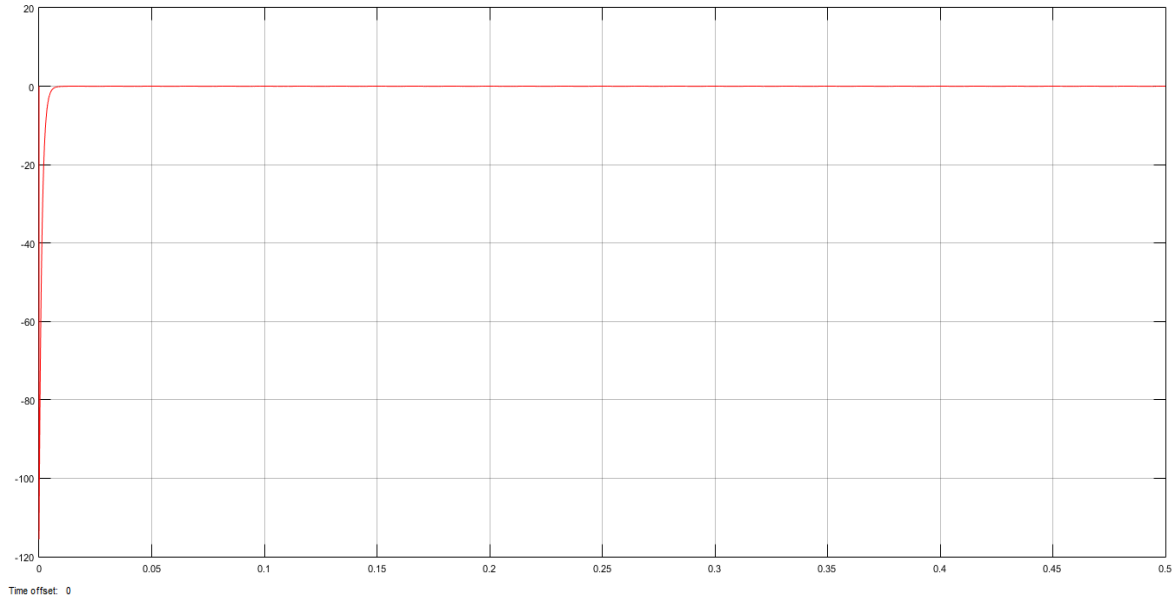


Figura 4.127. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.

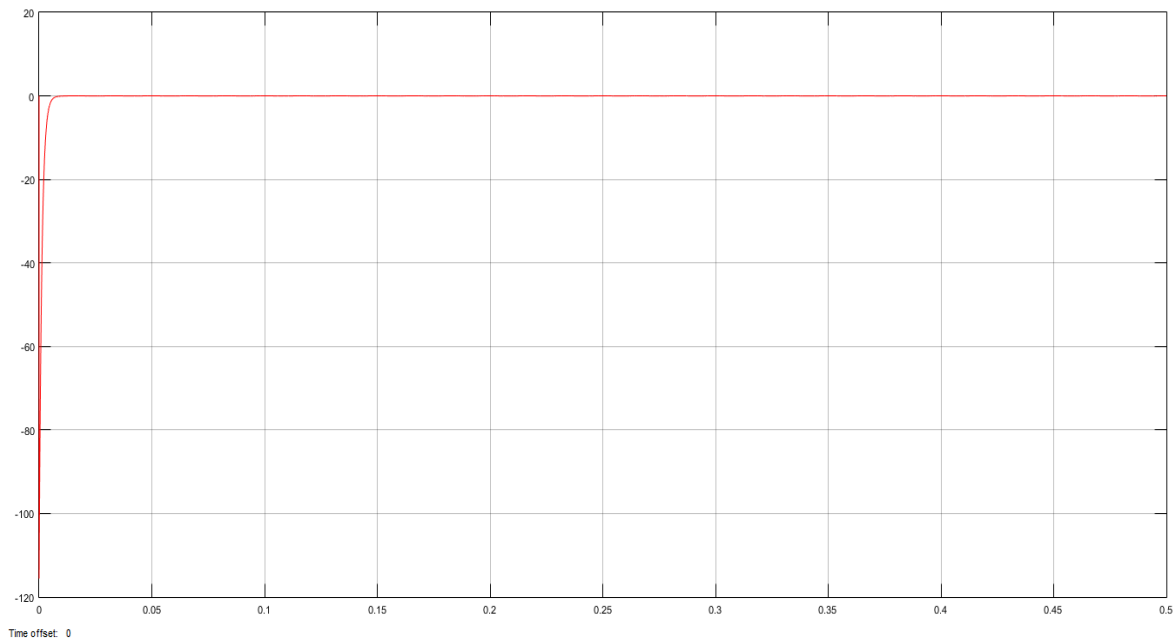


Figura 4.128. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta con falla Monofásica Externa.

Señal de Disparo:

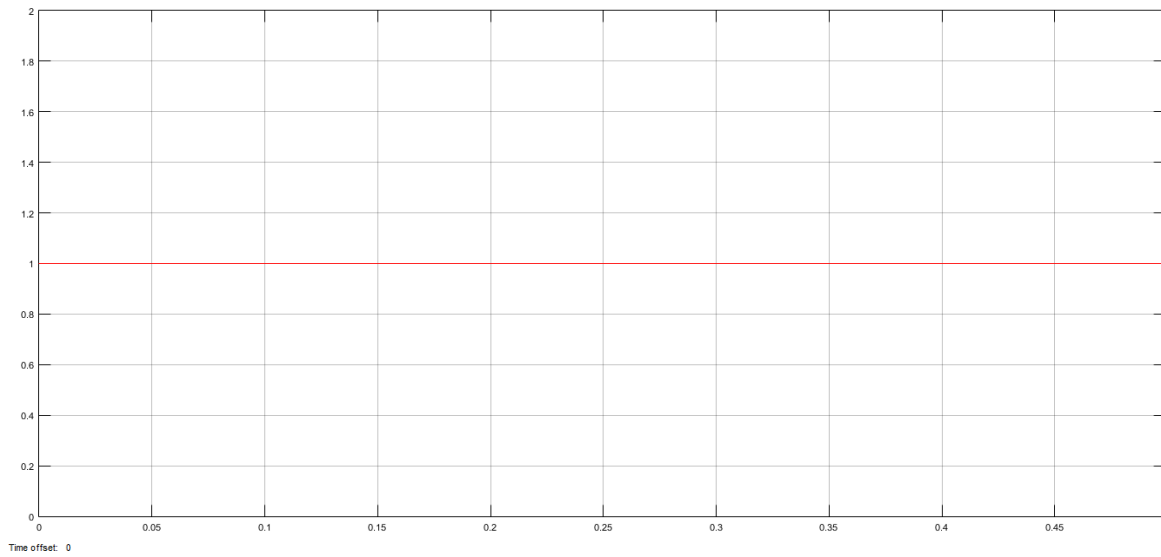


Figura 4.129. Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el sistema.

4.2.2.3. Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

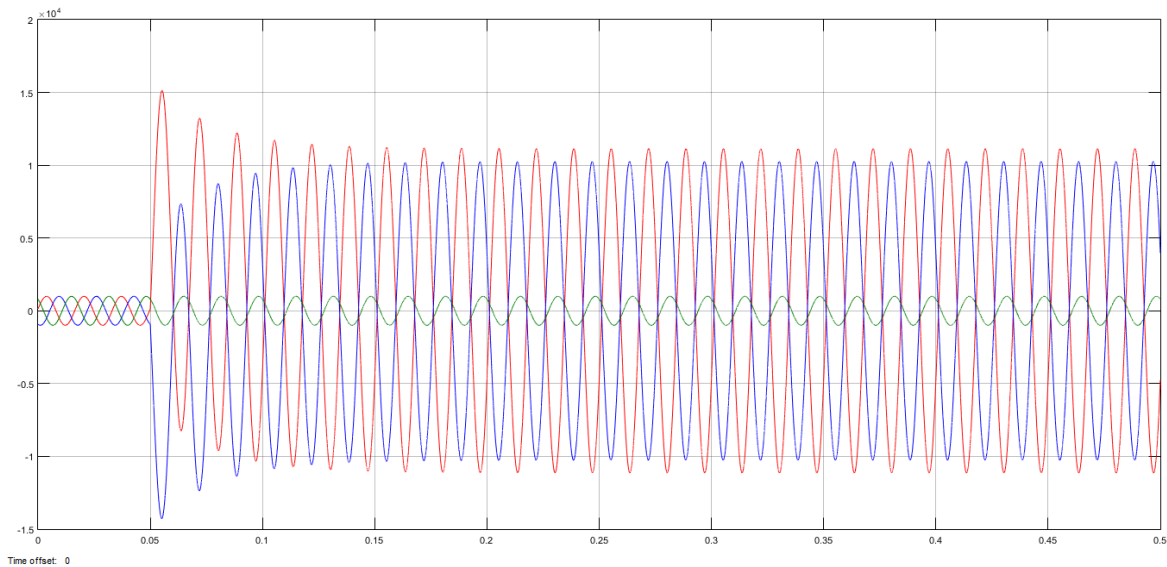


Figura 4.130. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Externa.

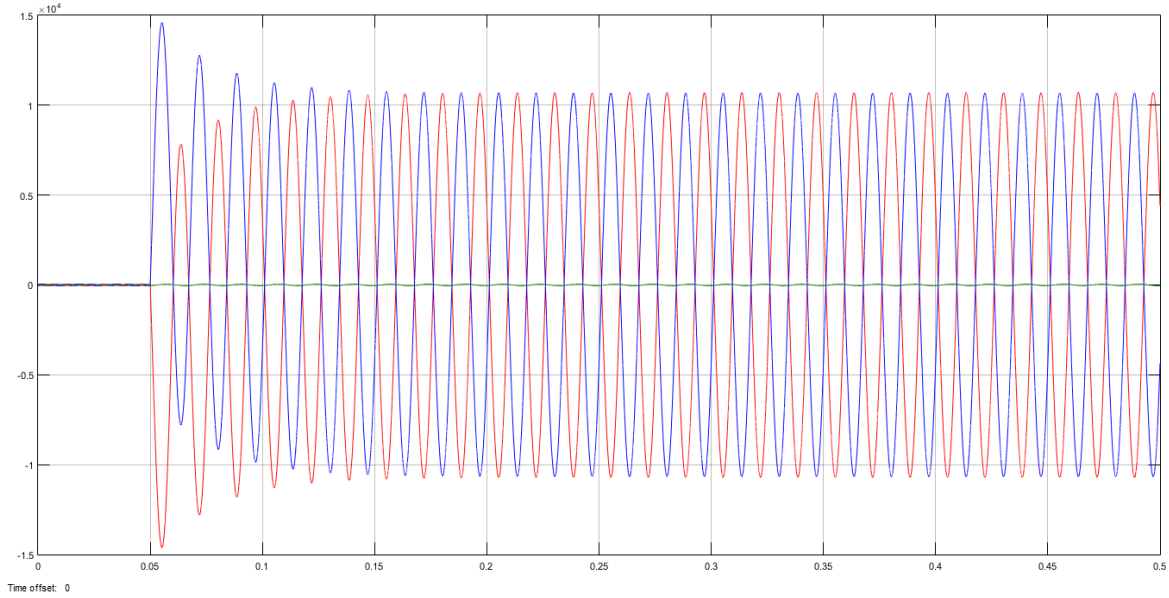


Figura 4.131. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Externa.

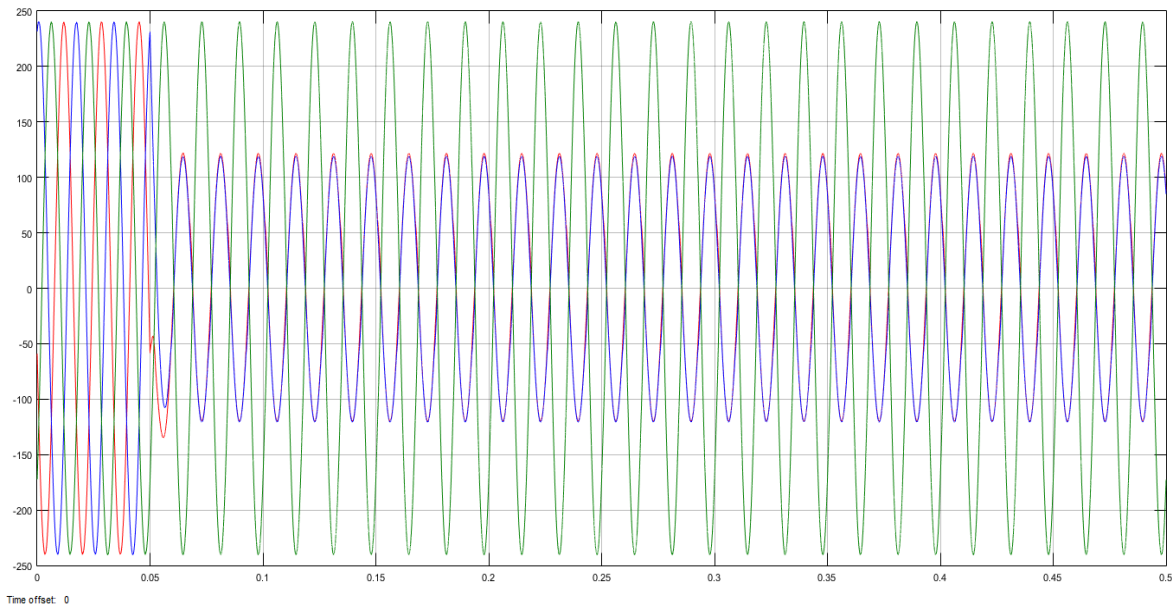


Figura 4.132. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Externa.

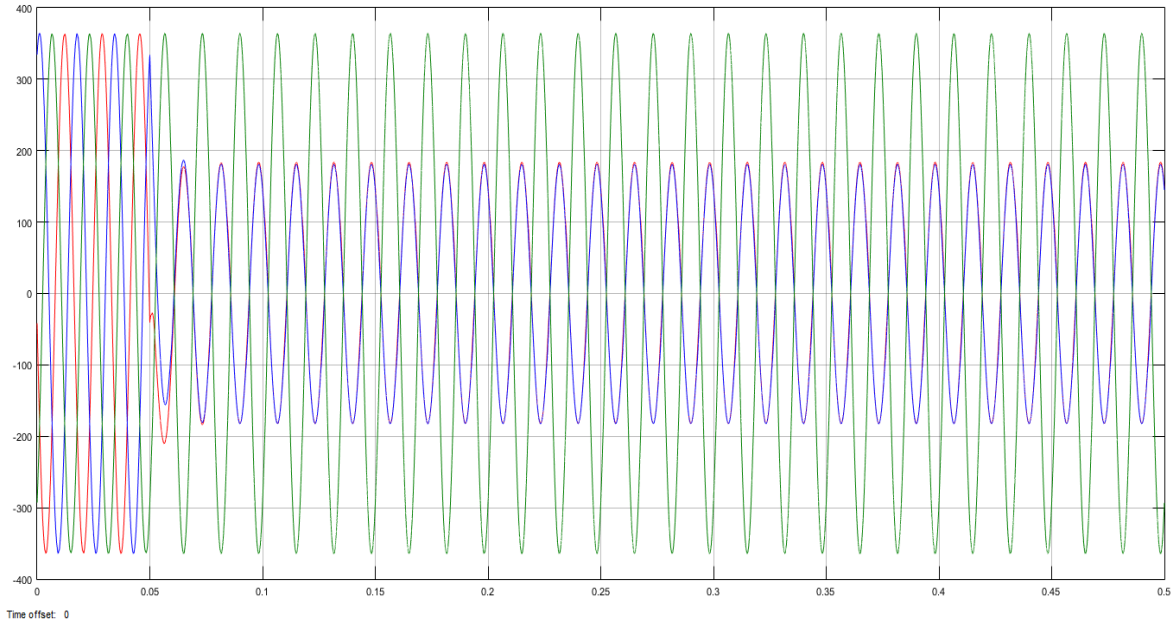


Figura 4.133. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Externa.

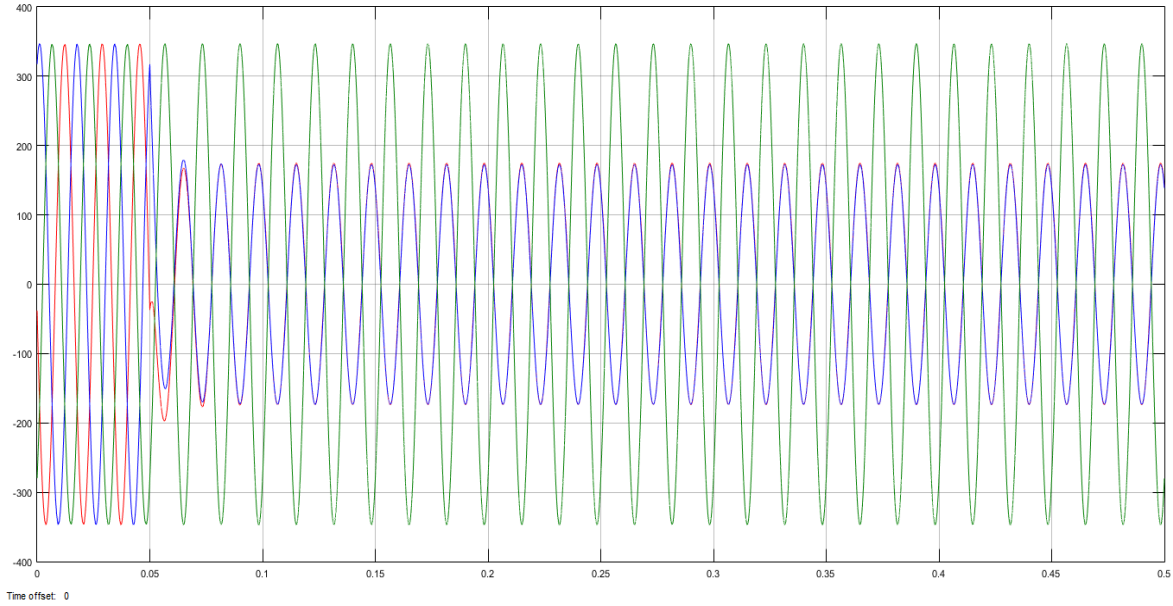


Figura 4.134. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Externa.

Voltajes Secundarias:

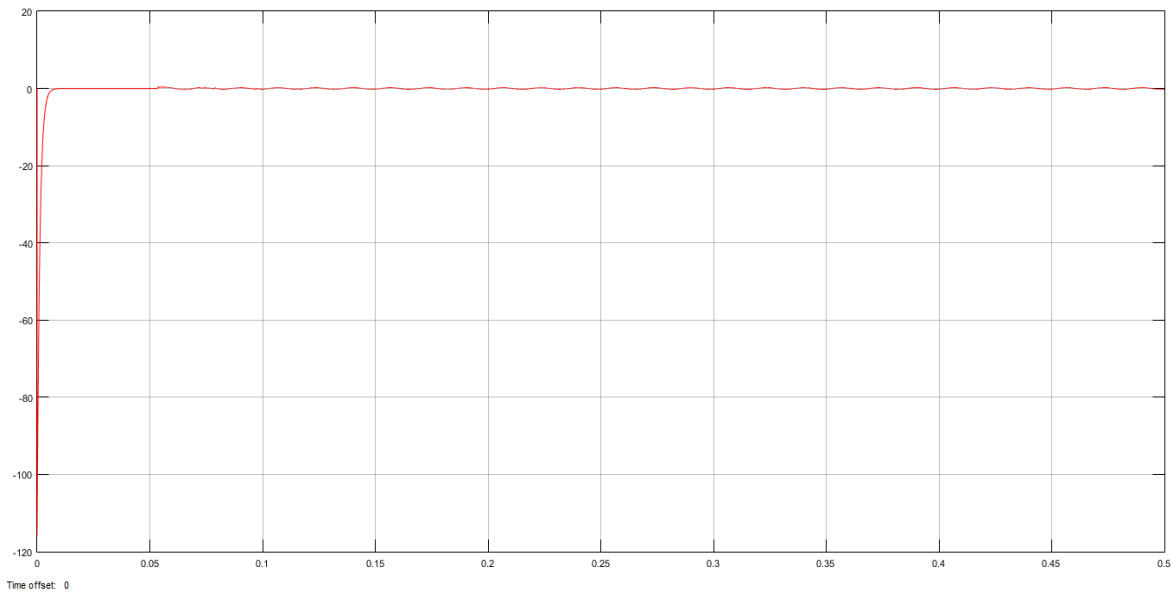


Figura 4.135. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

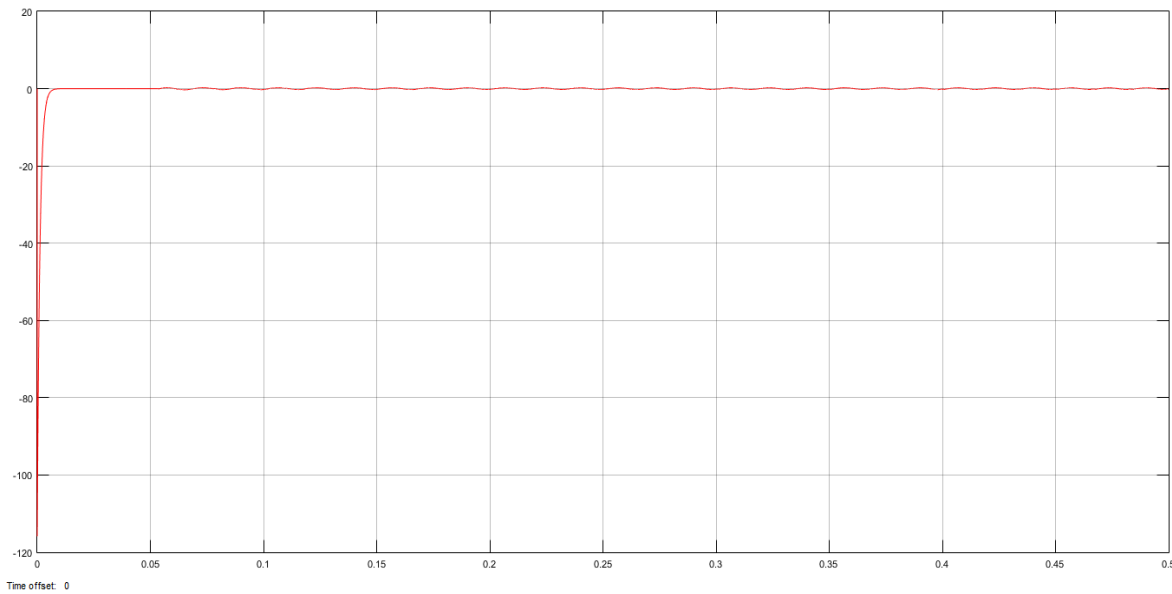


Figura 4.136. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

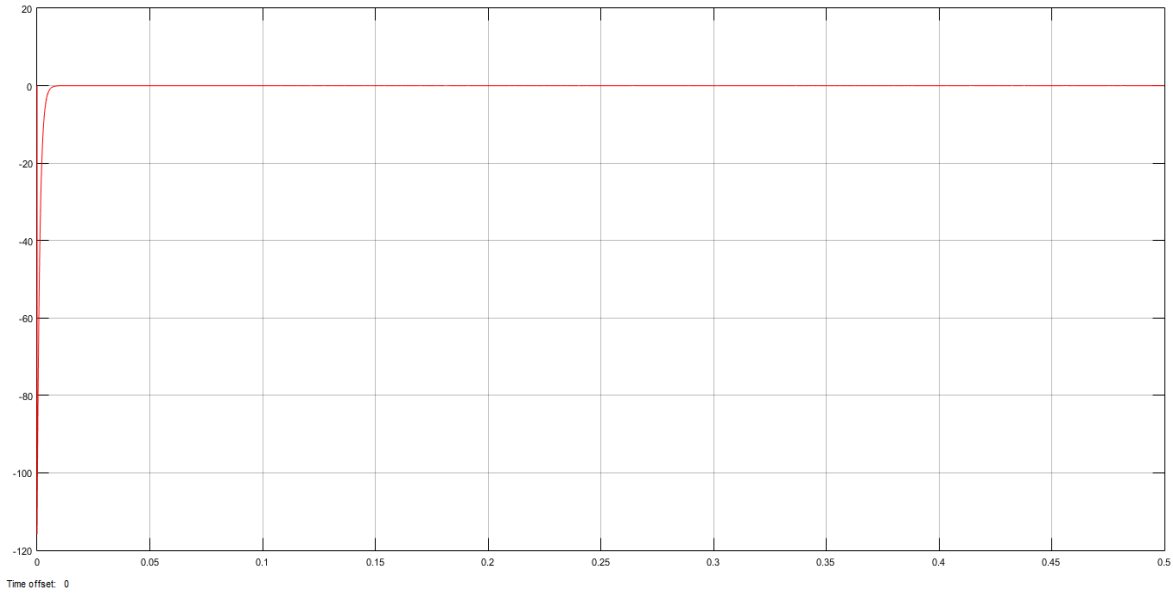


Figura 4.137. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

Señal de Disparo:

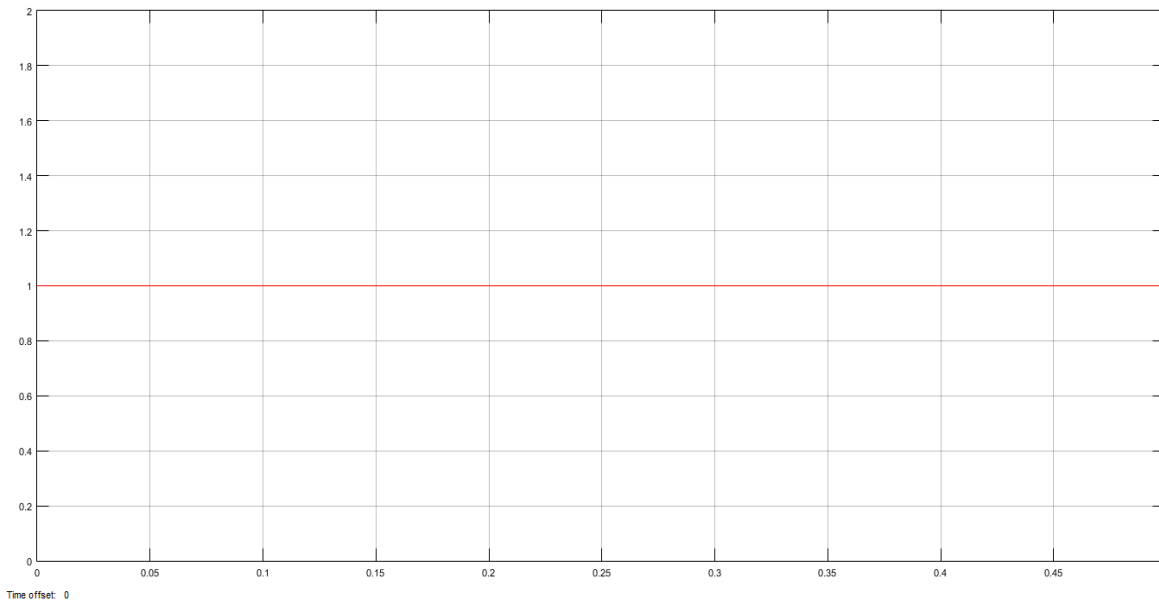


Figura 4.138. Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el sistema.

4.2.2.4. *Falla Trifásica Externa (las tres fases) lado de la Carga 1.*

Corrientes Primarias:

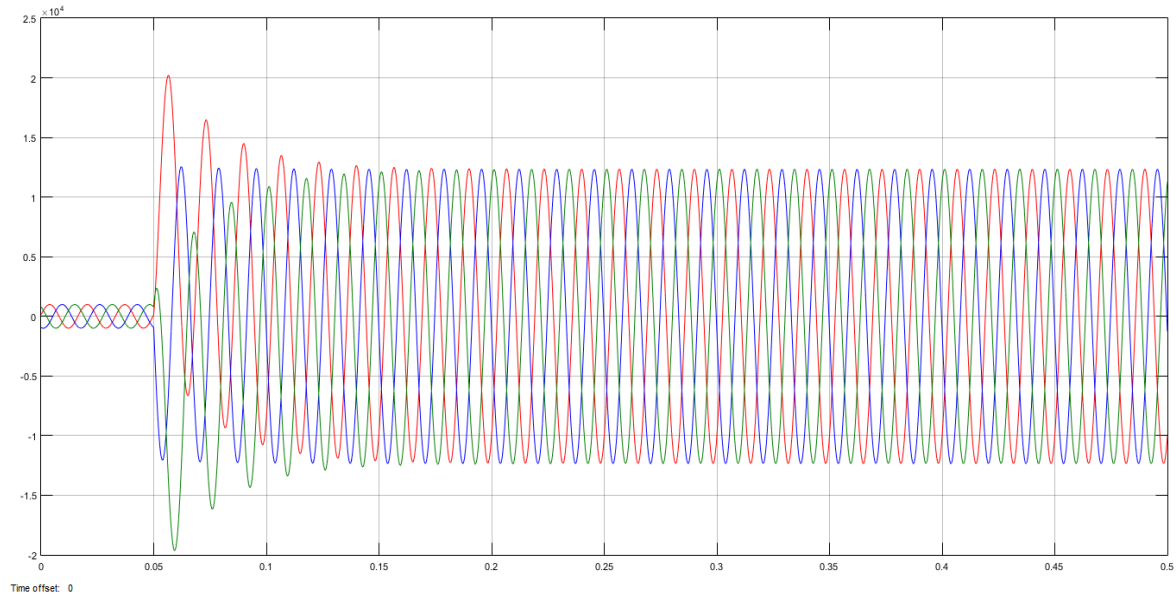


Figura 4.139. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Externa.*

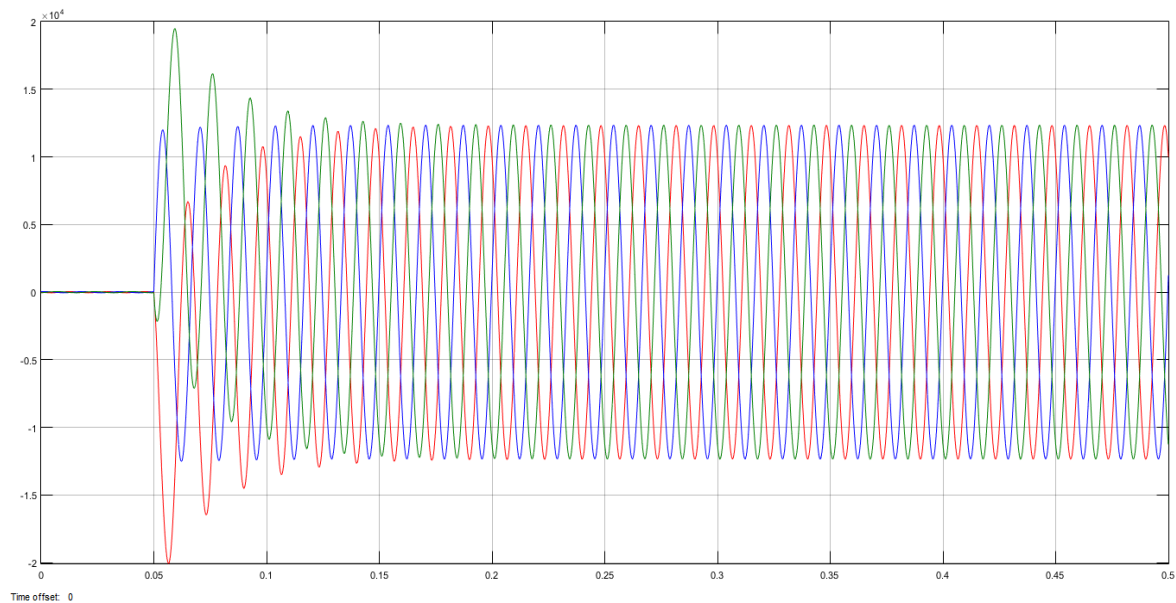


Figura 4.140. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Externa.*

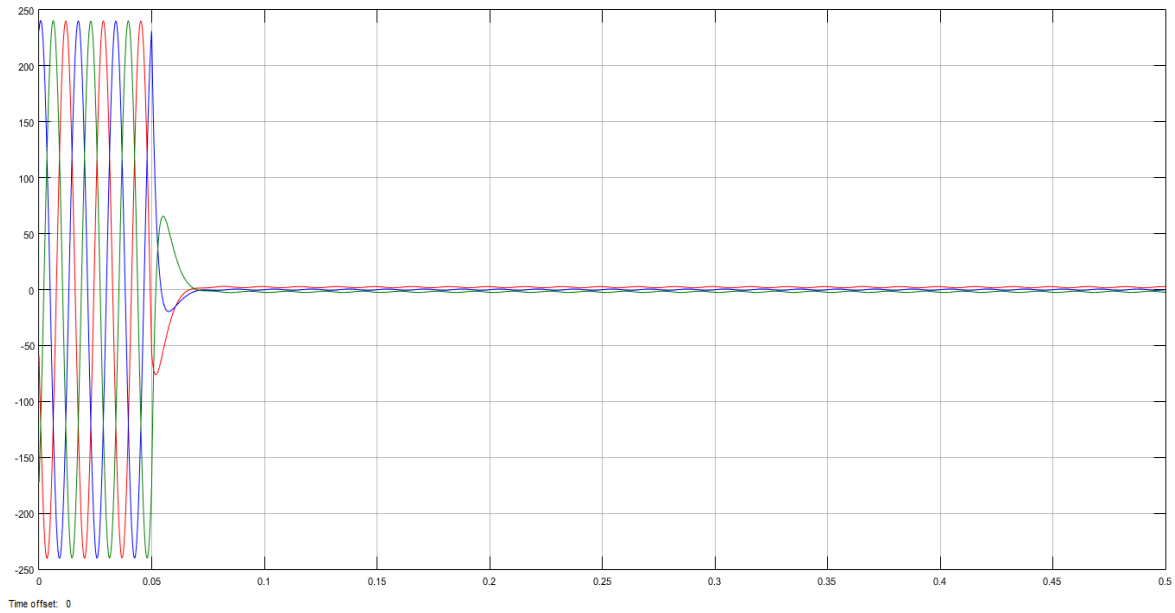


Figura 4.141. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Externa.

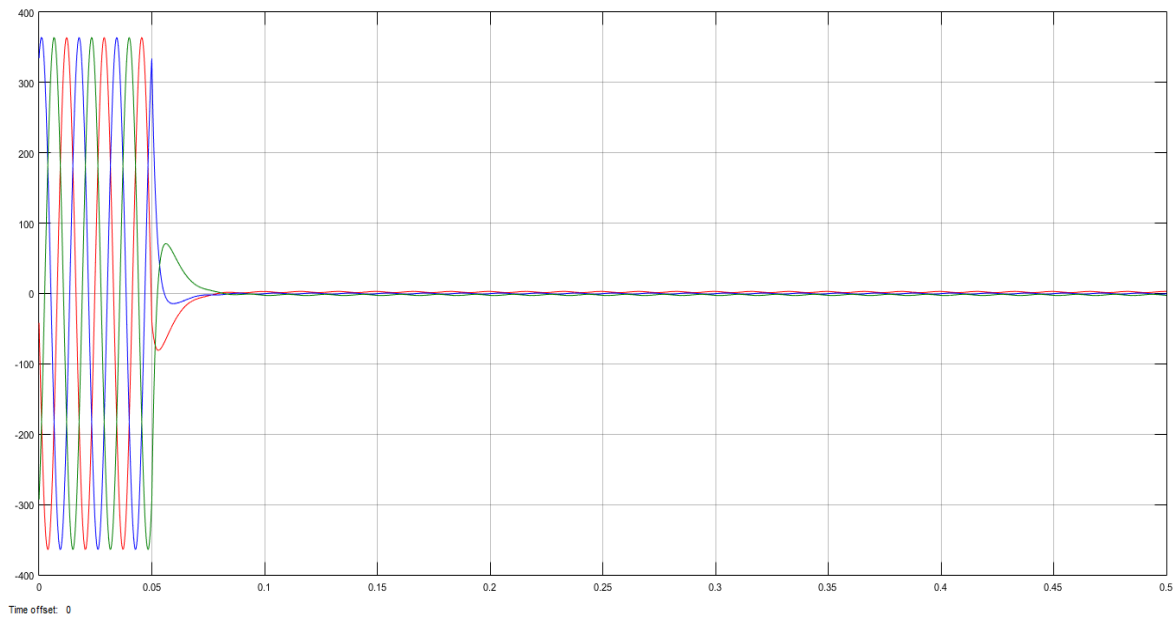


Figura 4.142. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Externa.

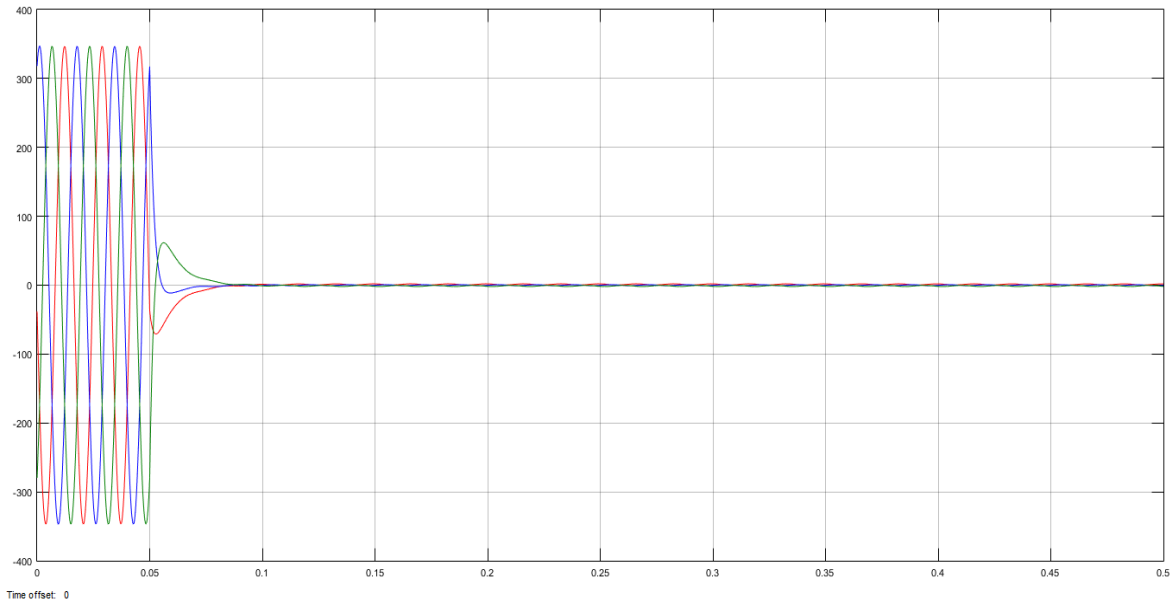


Figura 4.143. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Externa.

Voltajes Secundarios:

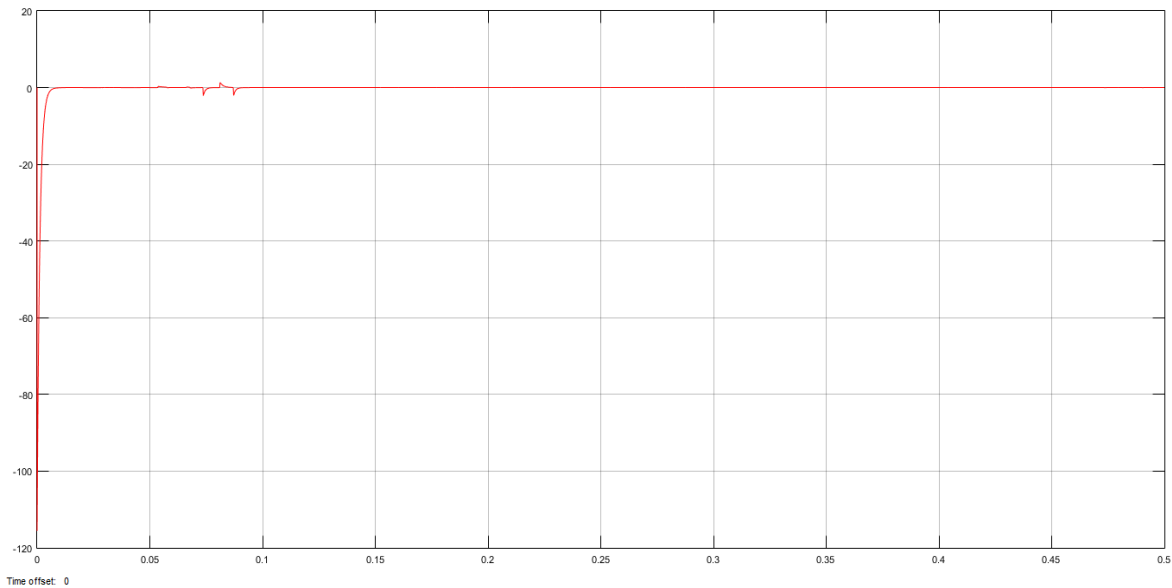


Figura 4.144. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

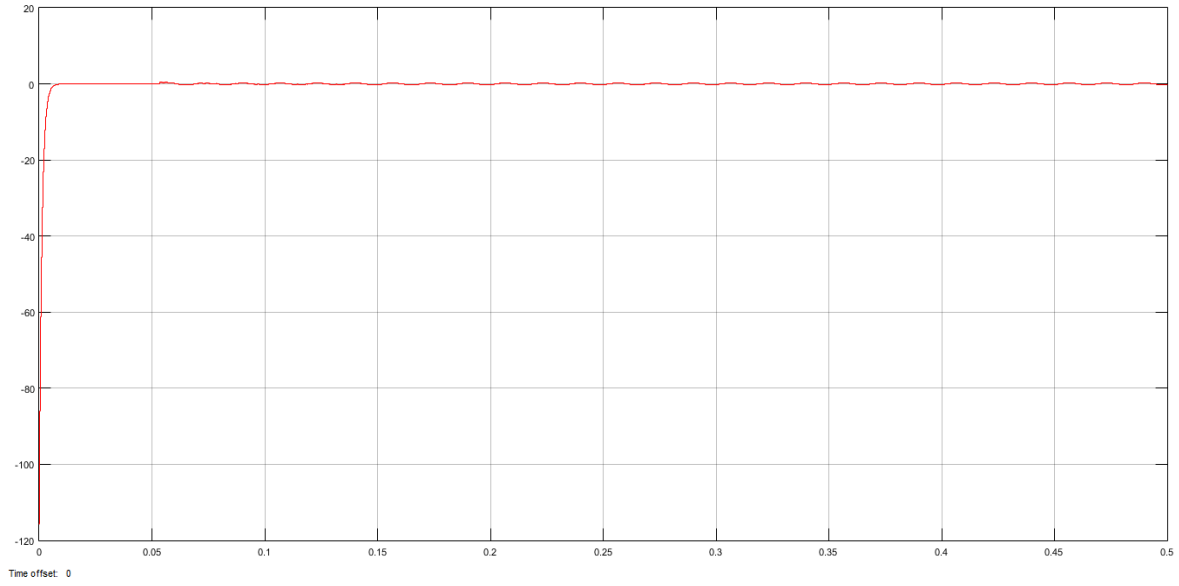


Figura 4.145. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

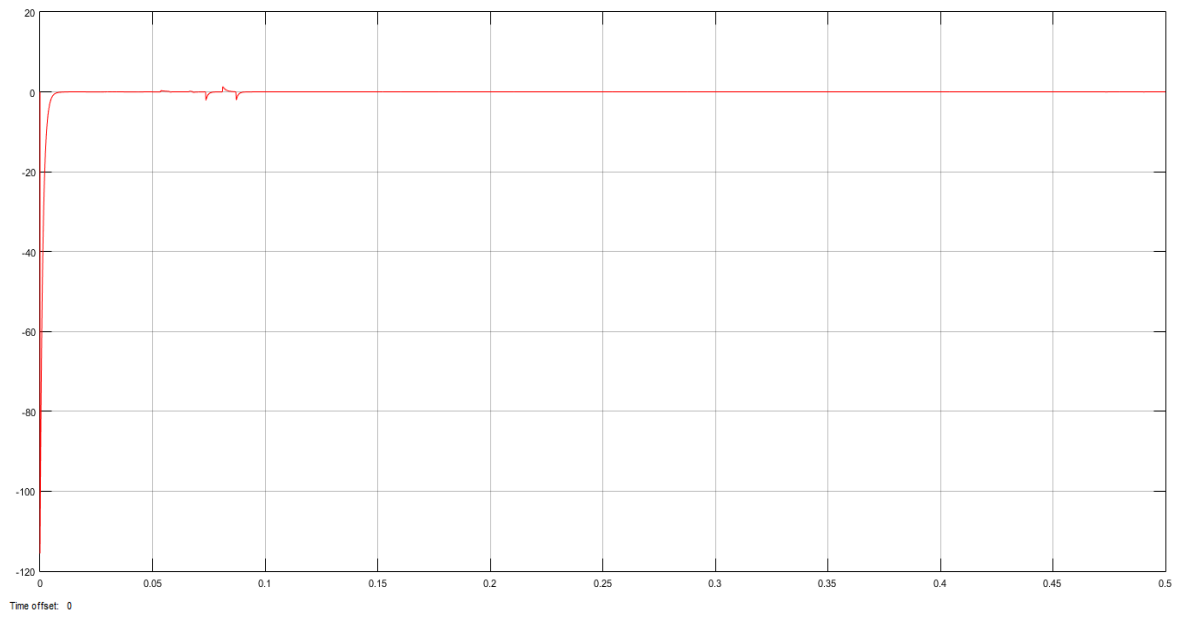


Figura 4.146. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

Señal de Disparo:

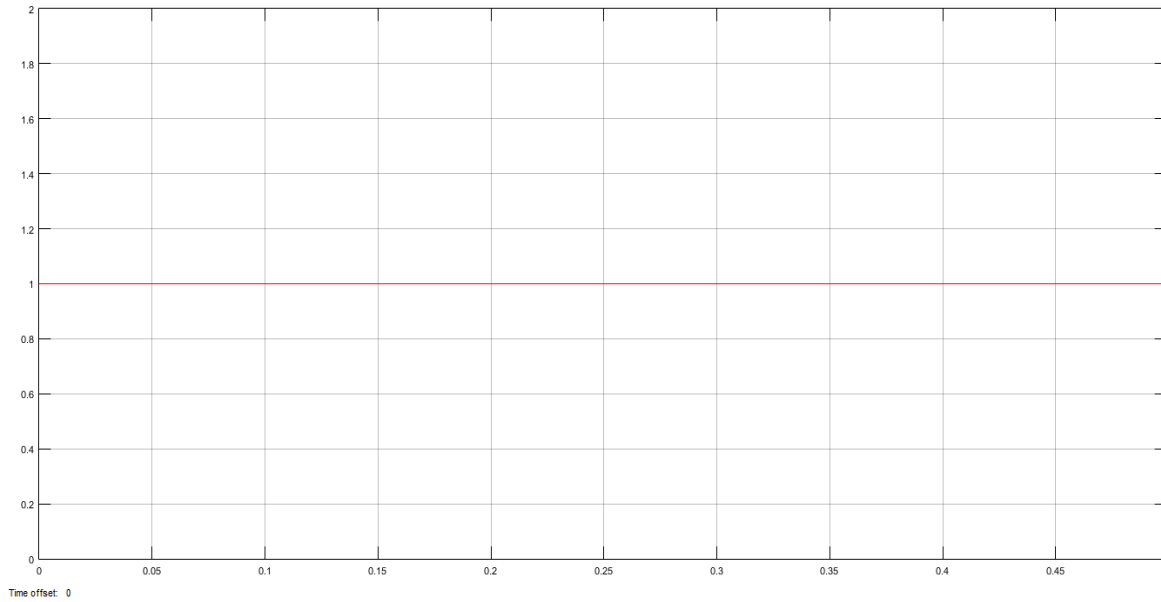


Figura 4.147. Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el sistema.

4.2.2.5 Falla Monofásica Interna (Fase A) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

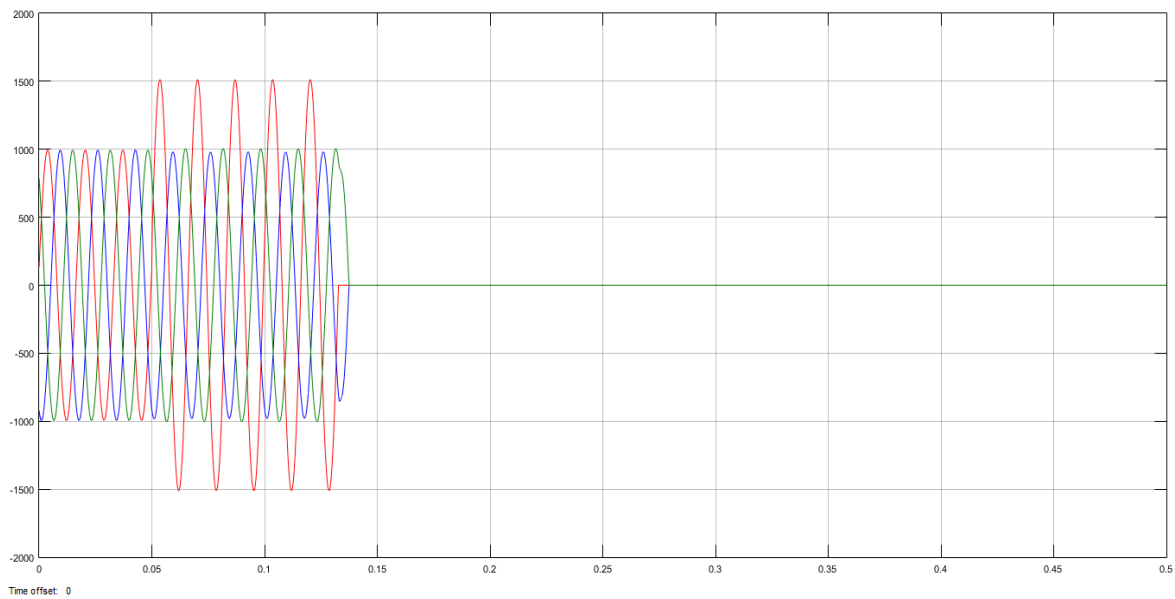


Figura 4.148. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Interna.

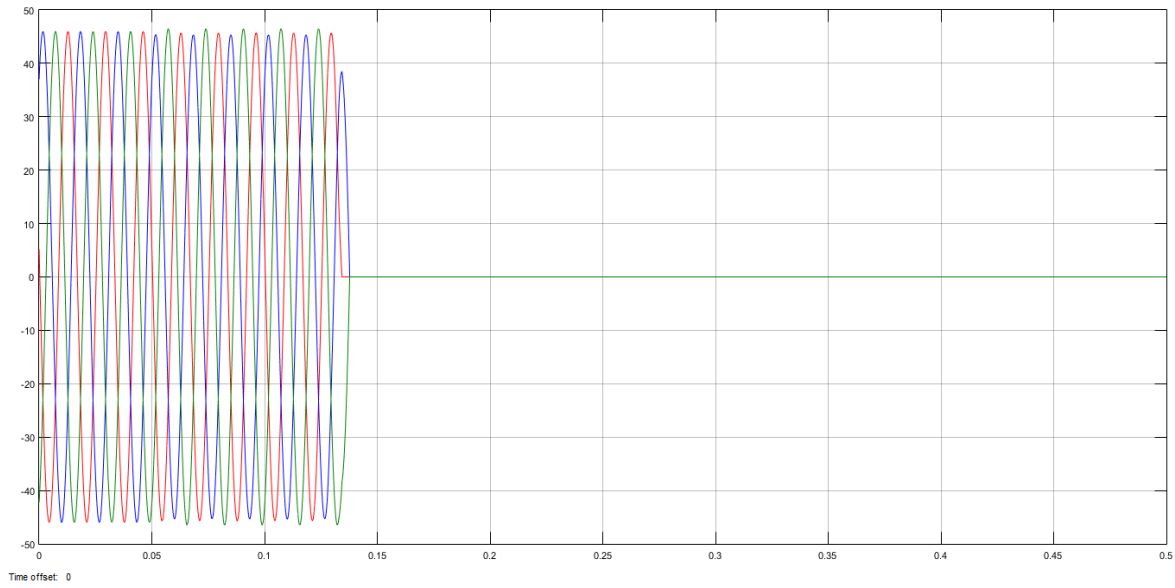


Figura 4.149. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Interna.

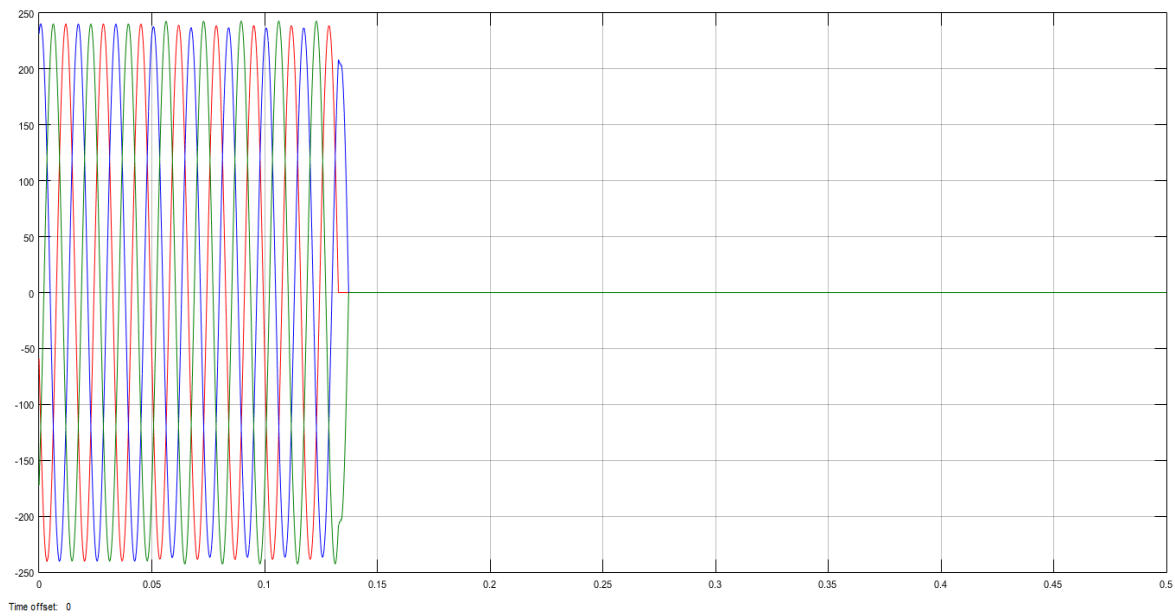


Figura 4.150. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Interna.

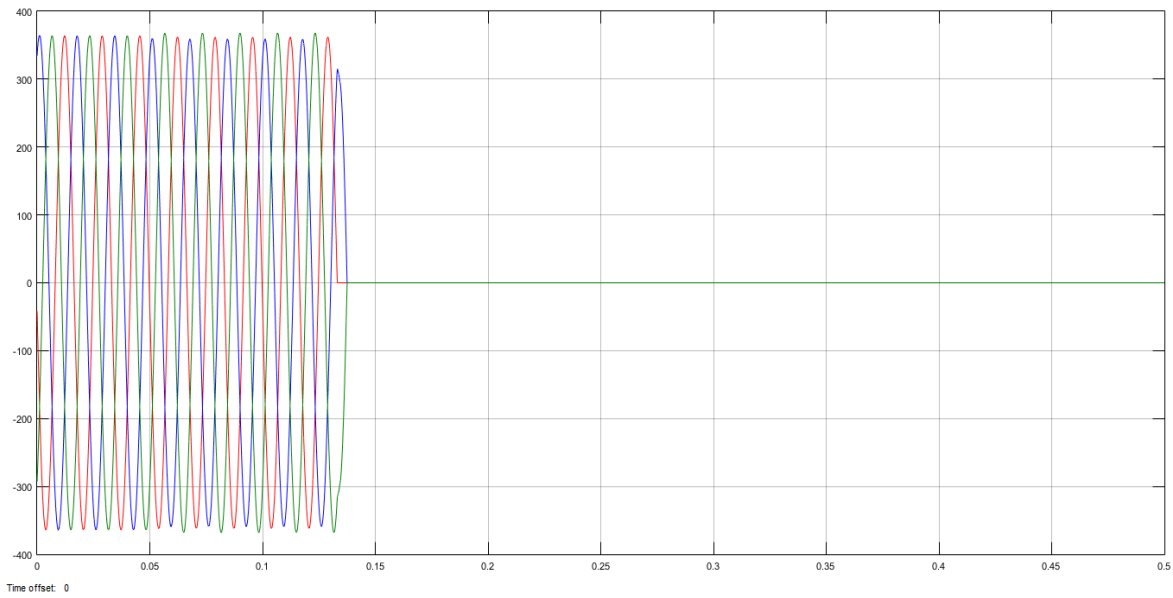


Figura 4.151. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Interna.*

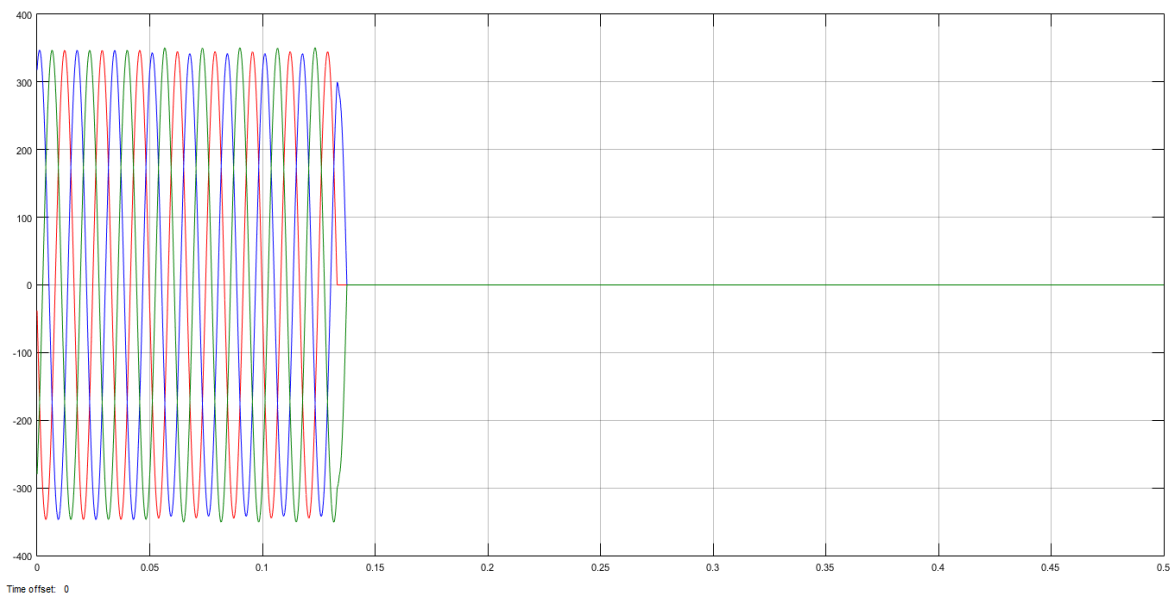


Figura 4.152. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Interna.*

Voltajes Secundarias:

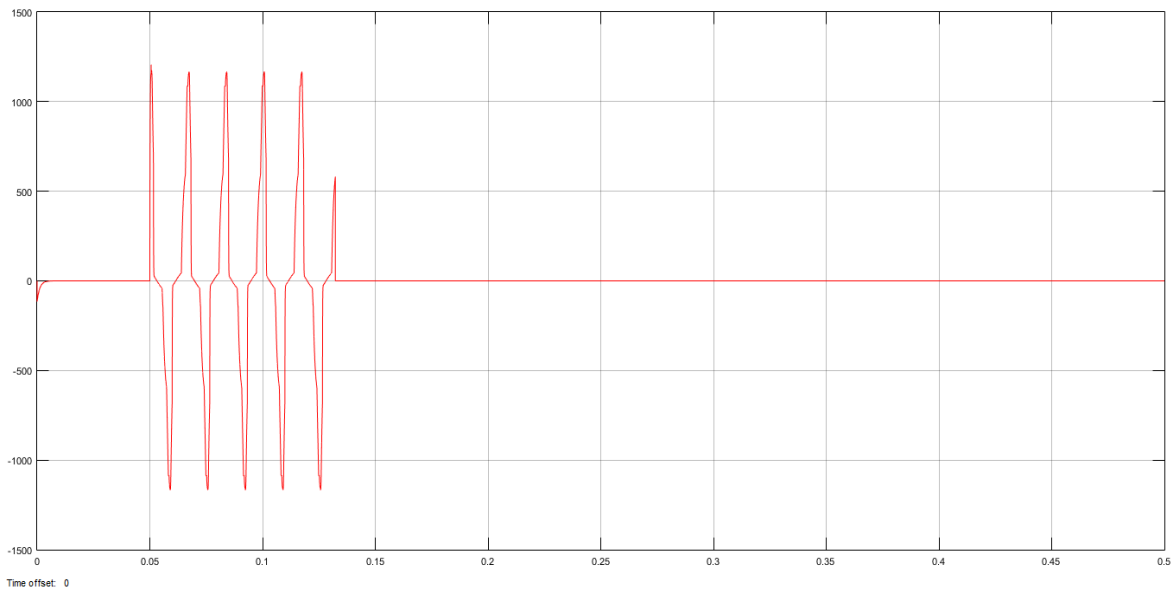


Figura 4.153. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

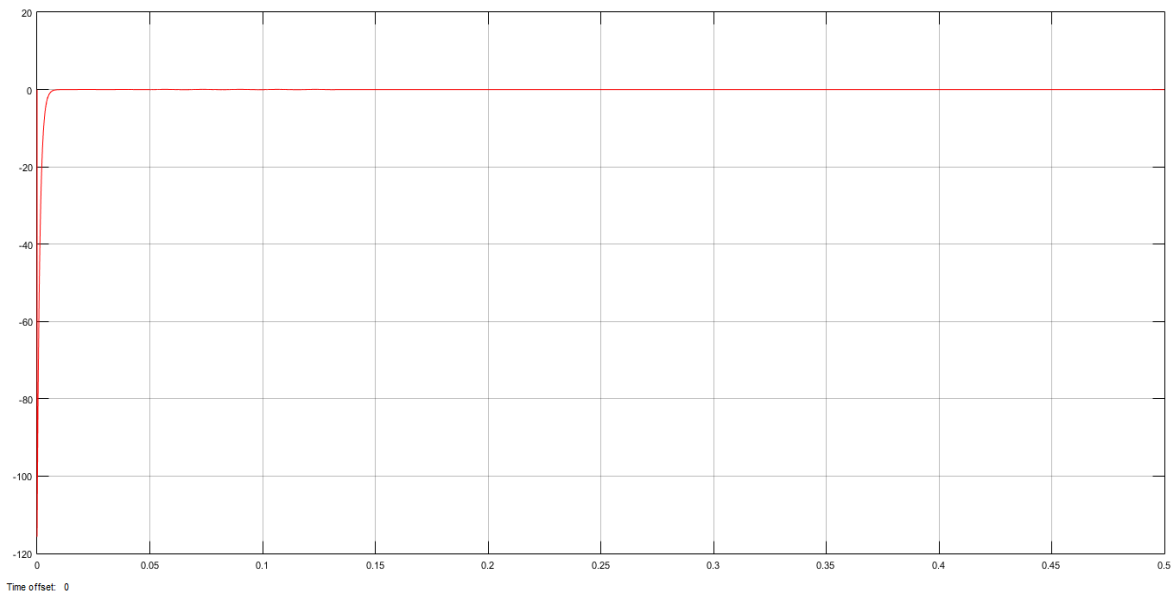


Figura 4.154. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

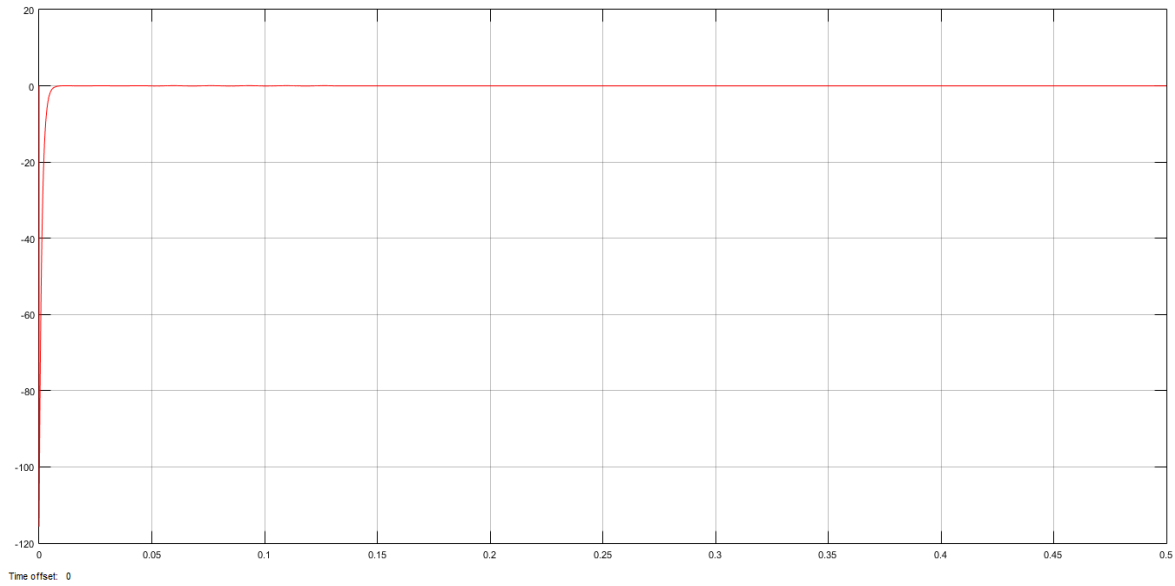


Figura 4.155. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

Señal de Disparo:

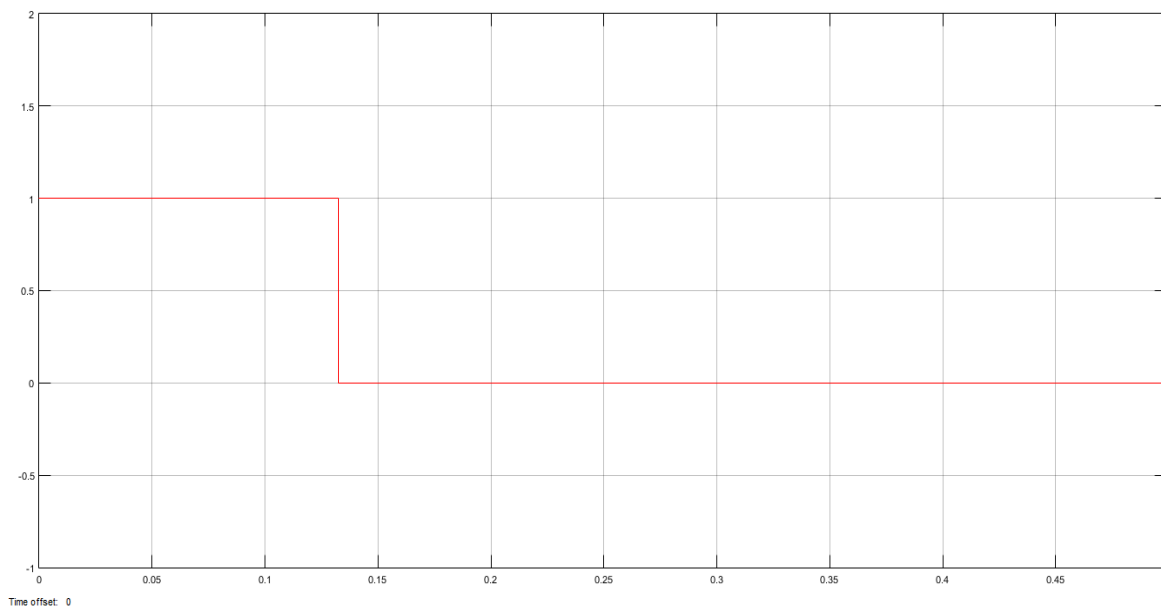


Figura 4.156. Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en el sistema.

4.2.2.6. *Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.*

Corrientes Primarias:

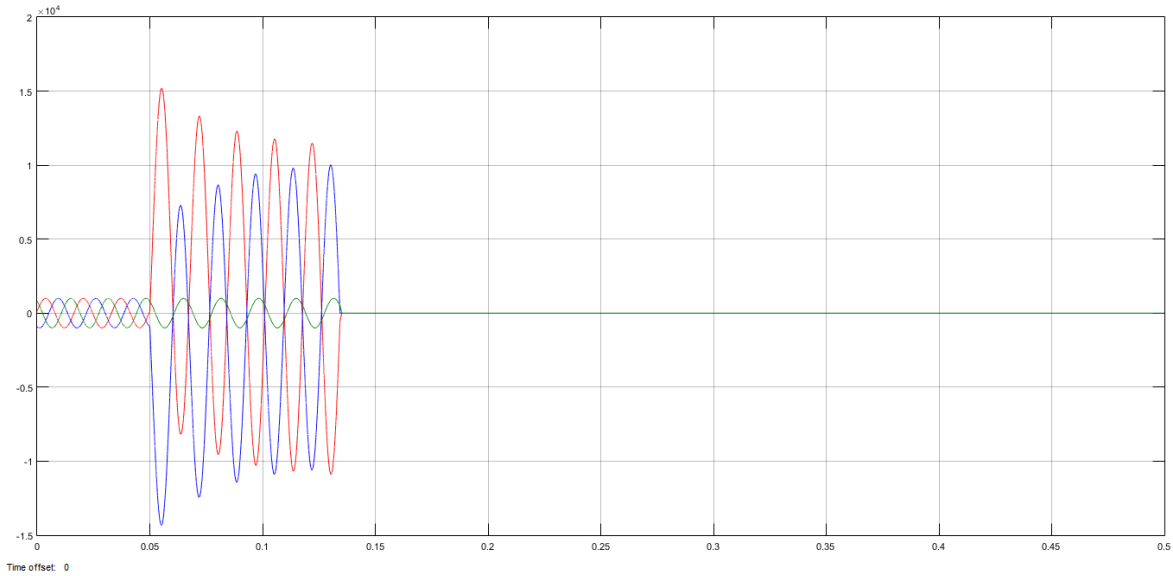


Figura 4.157. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Interna.*

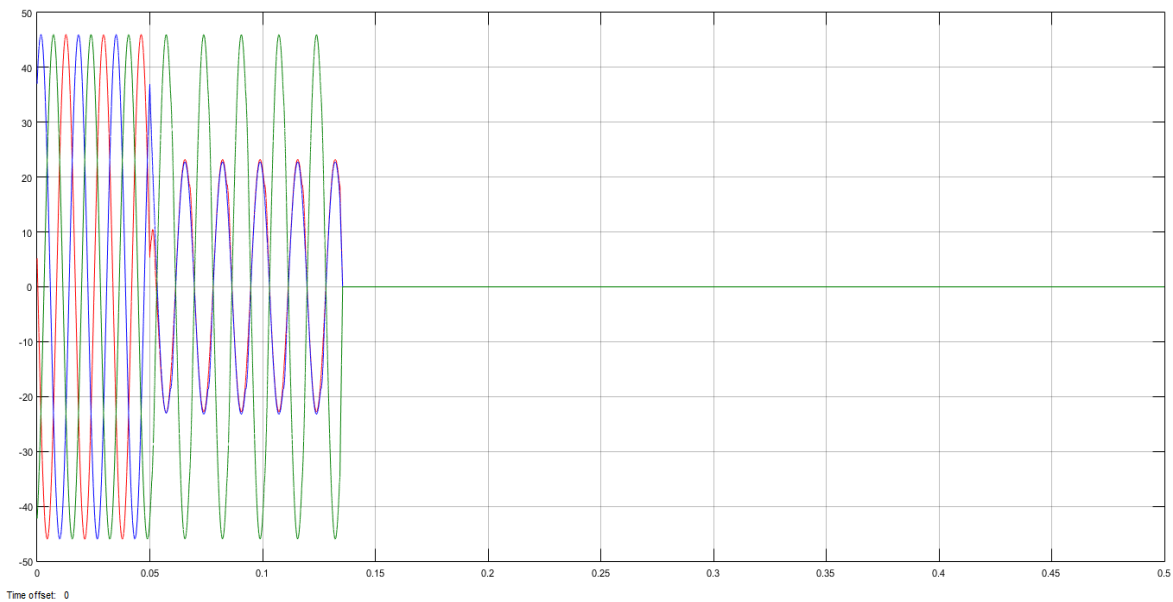


Figura 4.158. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Interna.*

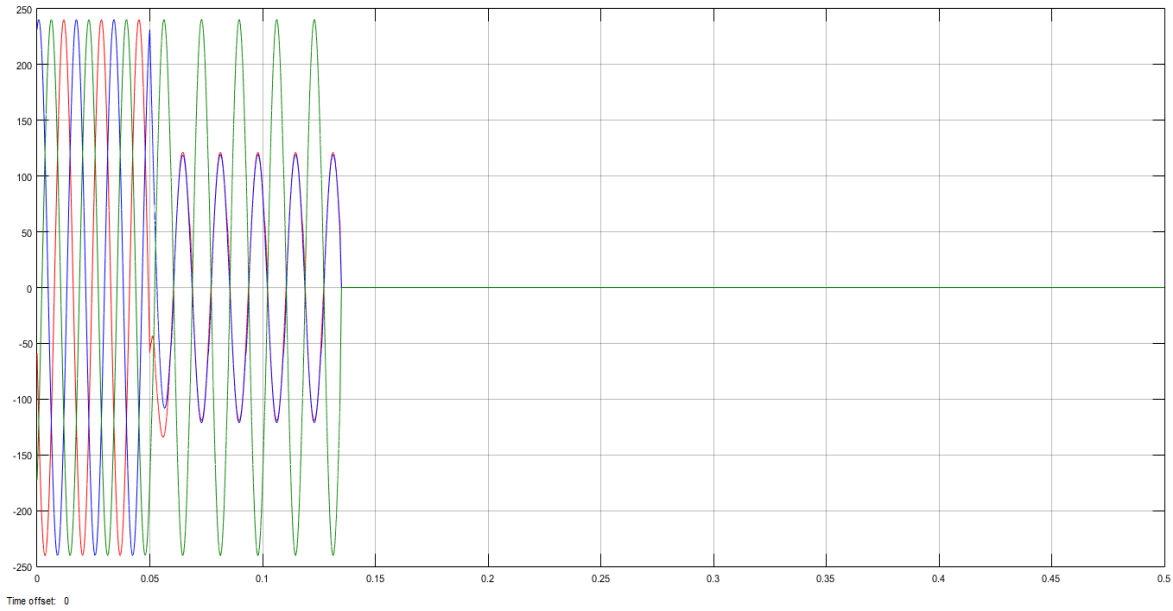


Figura 4.159. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Interna.*

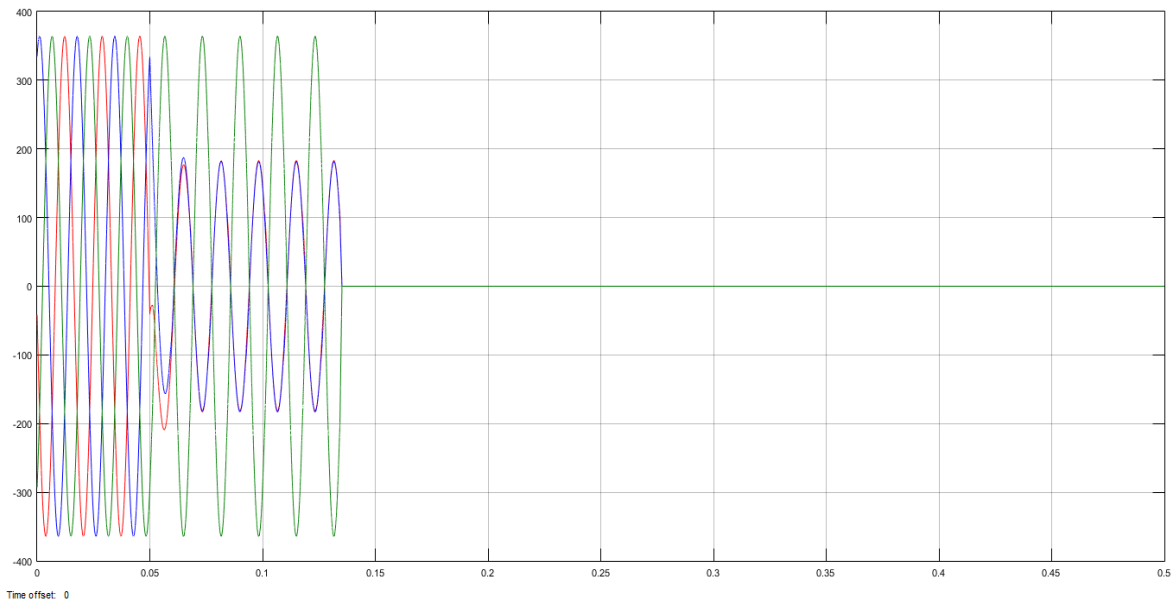


Figura 4.160. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Interna.*

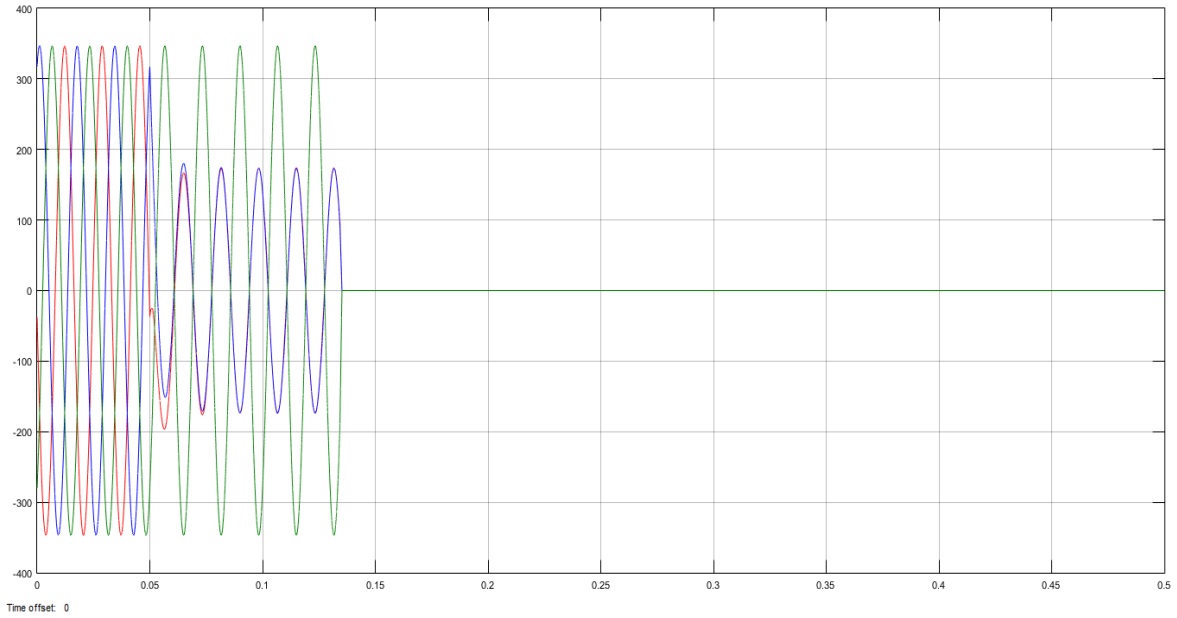


Figura 4.161. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Interna.

Voltajes Secundarias:

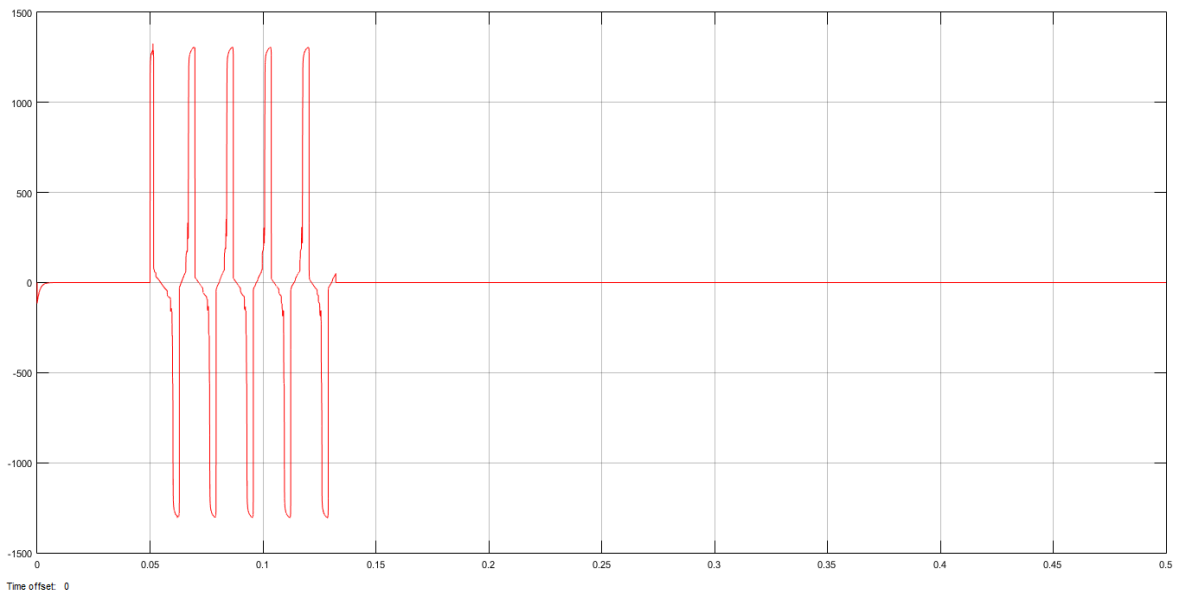


Figura 4.162. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.

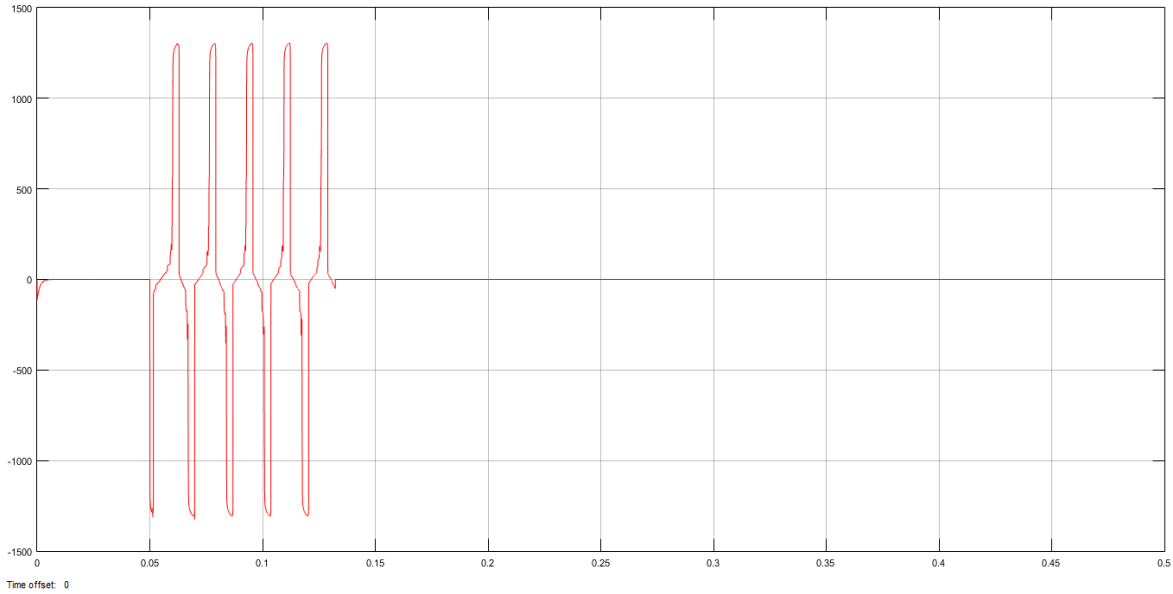


Figura 4.163. *Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.*

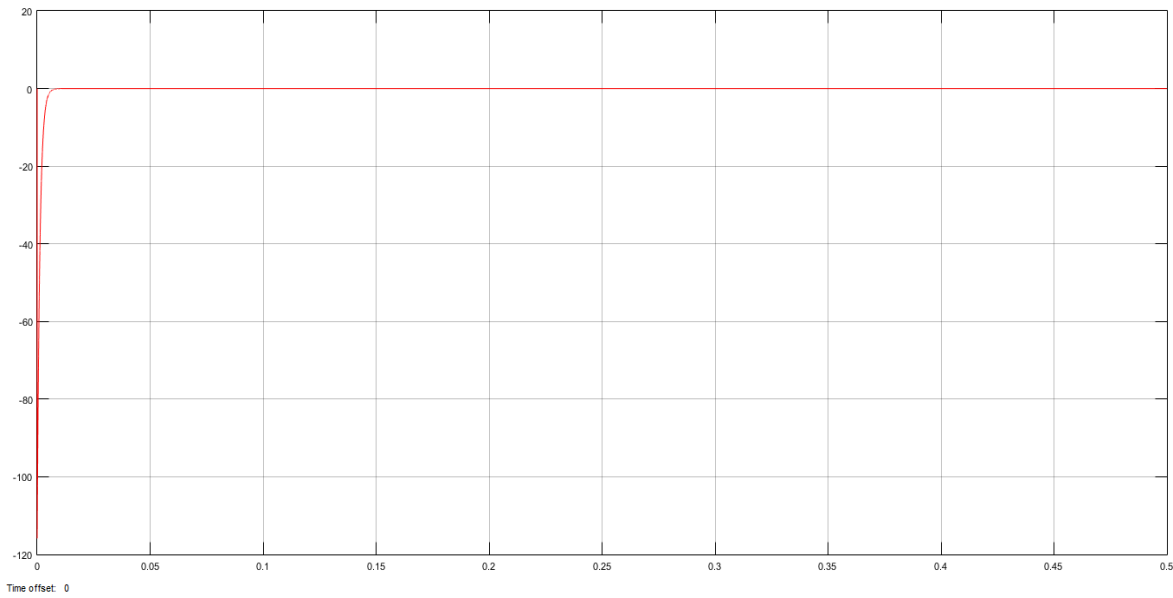


Figura 4.164. *Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.*

Señal de Disparo:

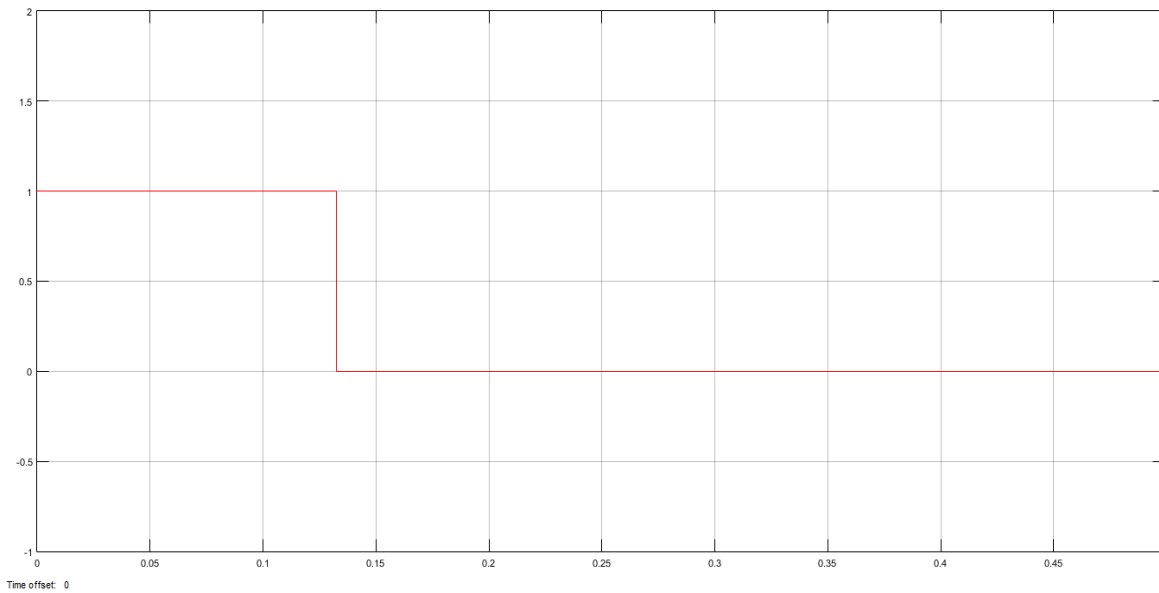


Figura 4.165. Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en el sistema.

4.2.2.7. Falla Trifásica Interna (las tres fases) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

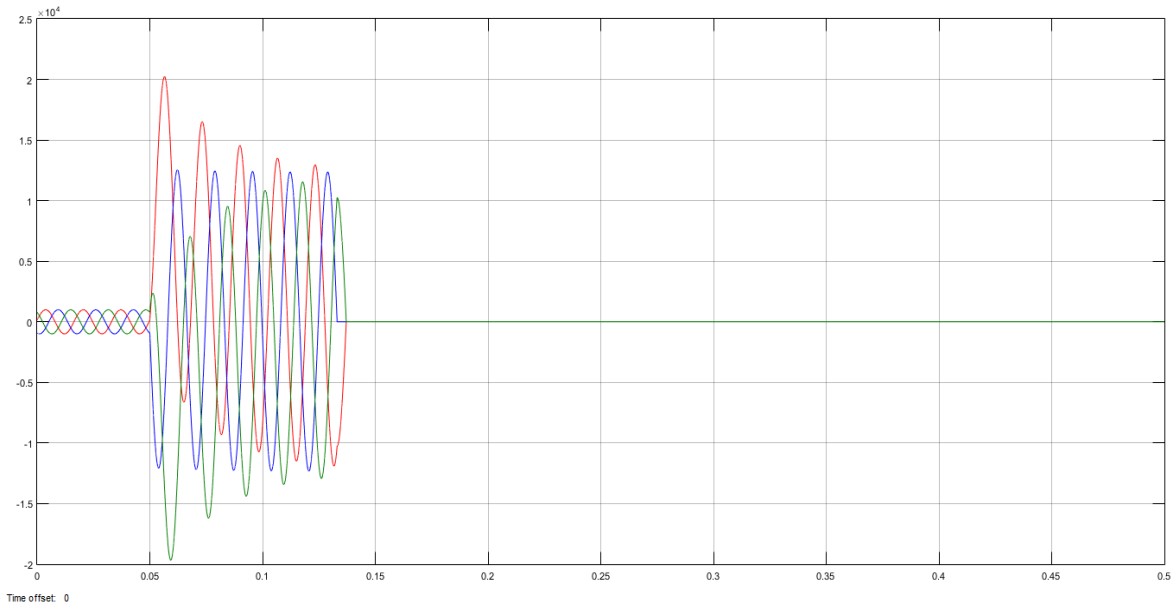


Figura 4.166. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Interna.

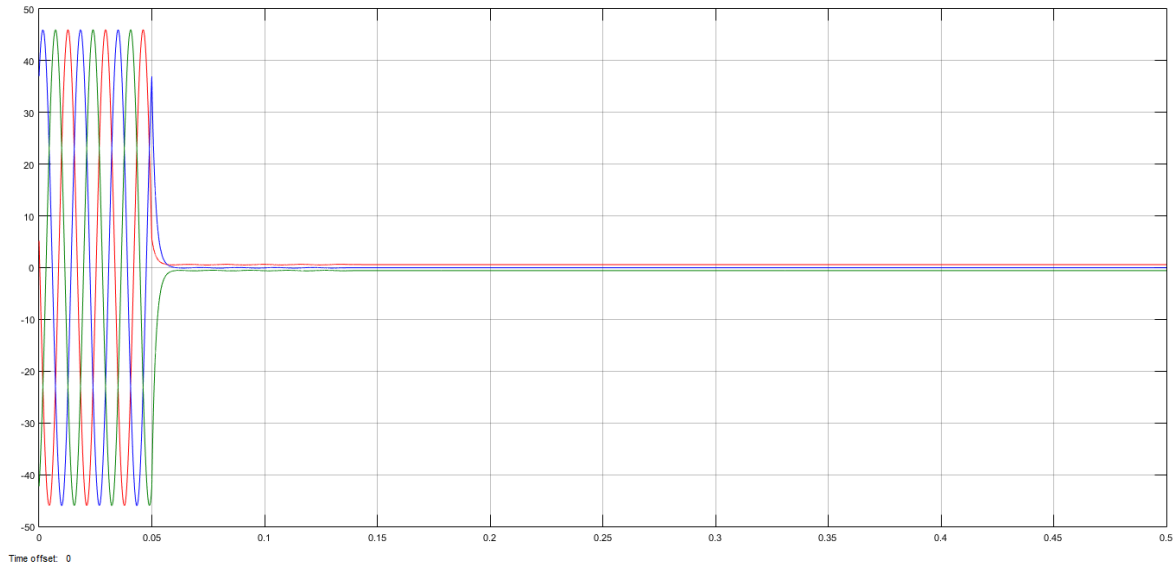


Figura 4.167. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Interna.

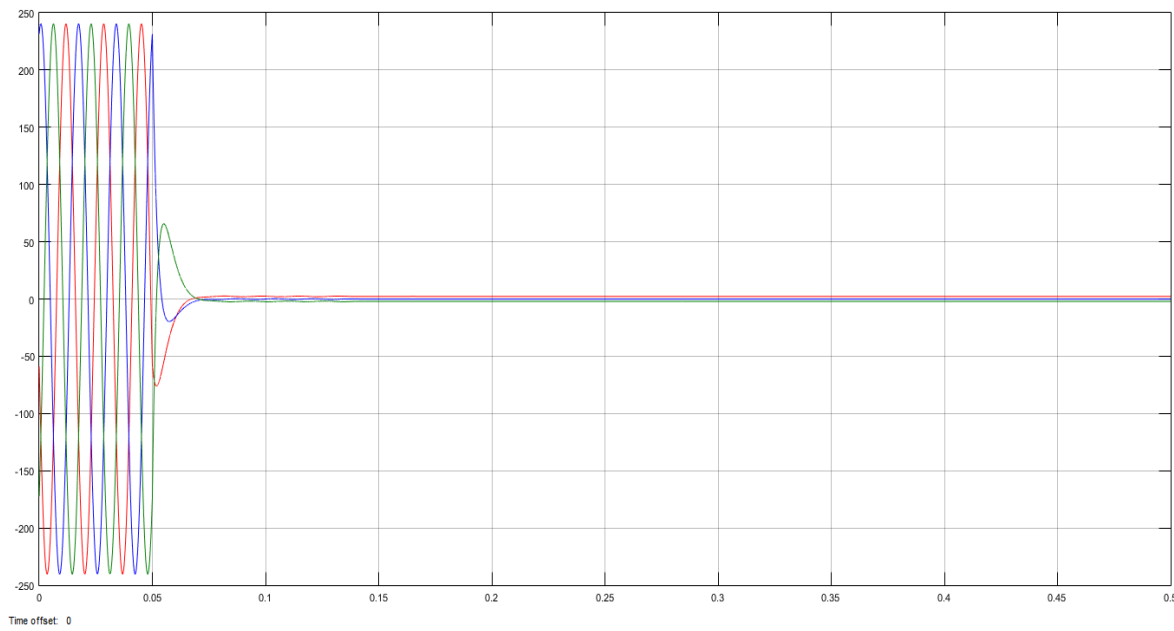


Figura 4.168. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Interna.

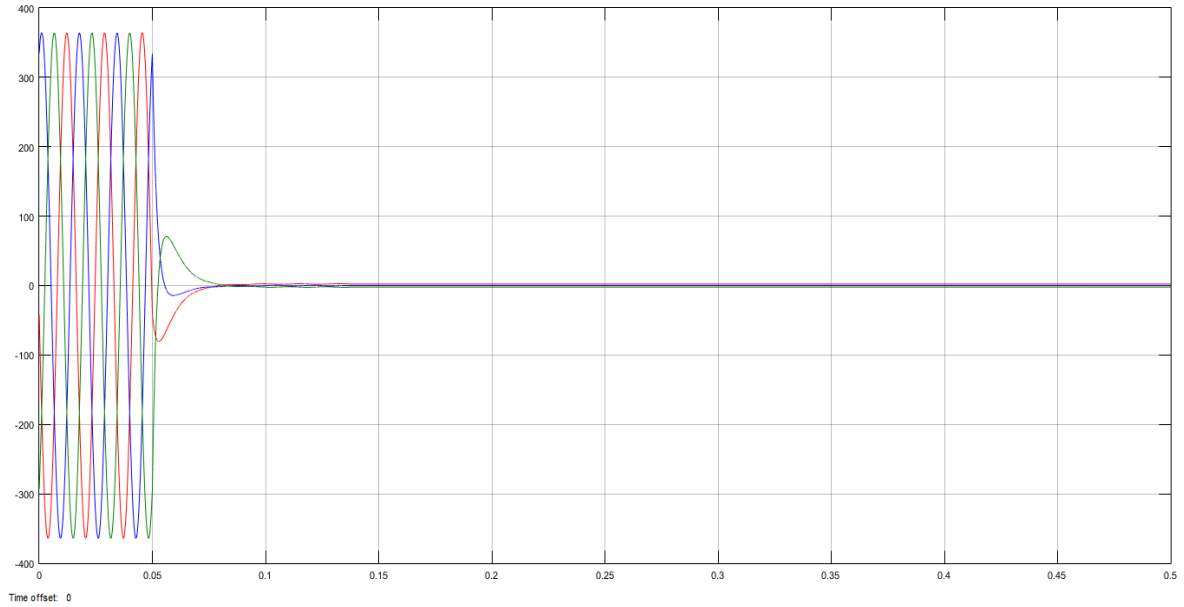


Figura 4.169. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Interna.

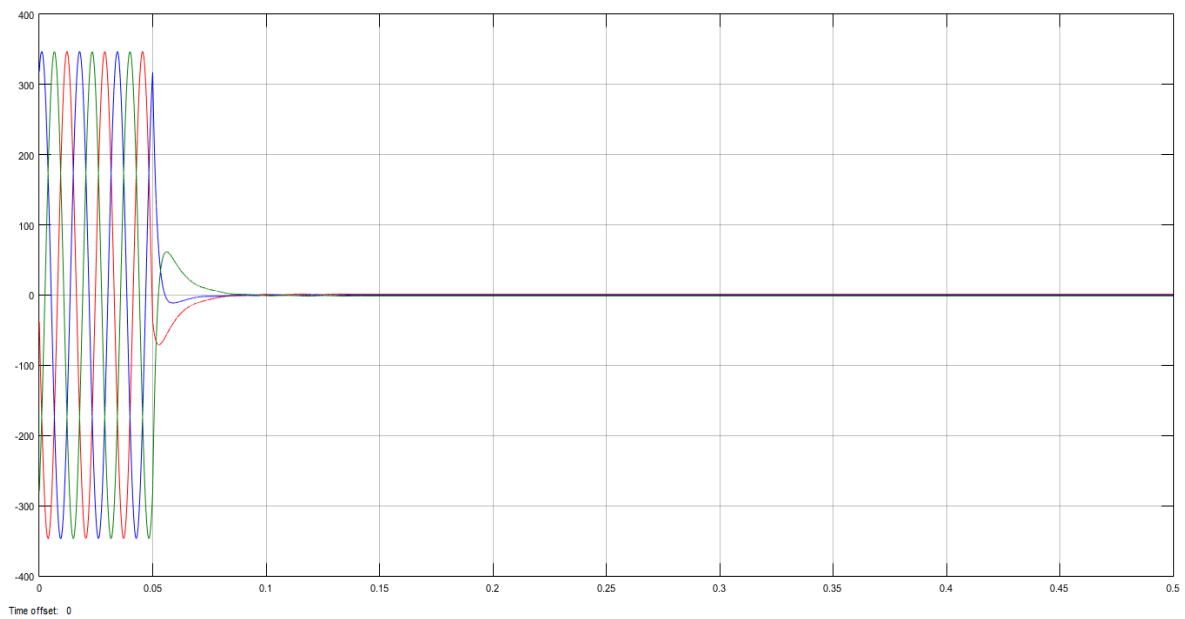


Figura 4.170. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Interna.

Voltajes Secundarios:

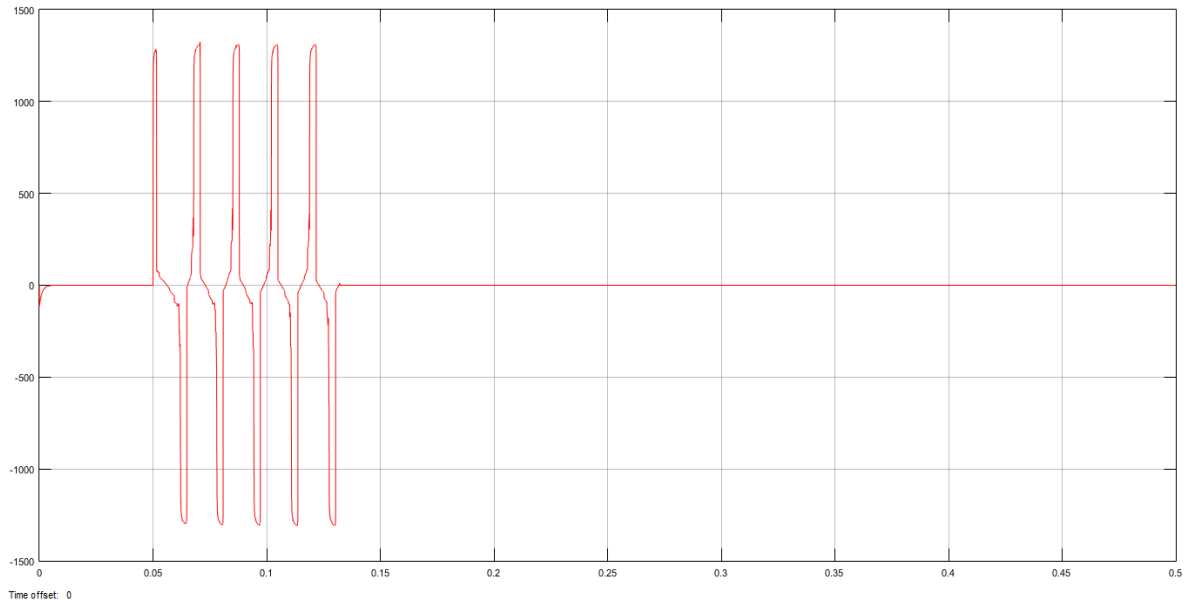


Figura 4.171. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

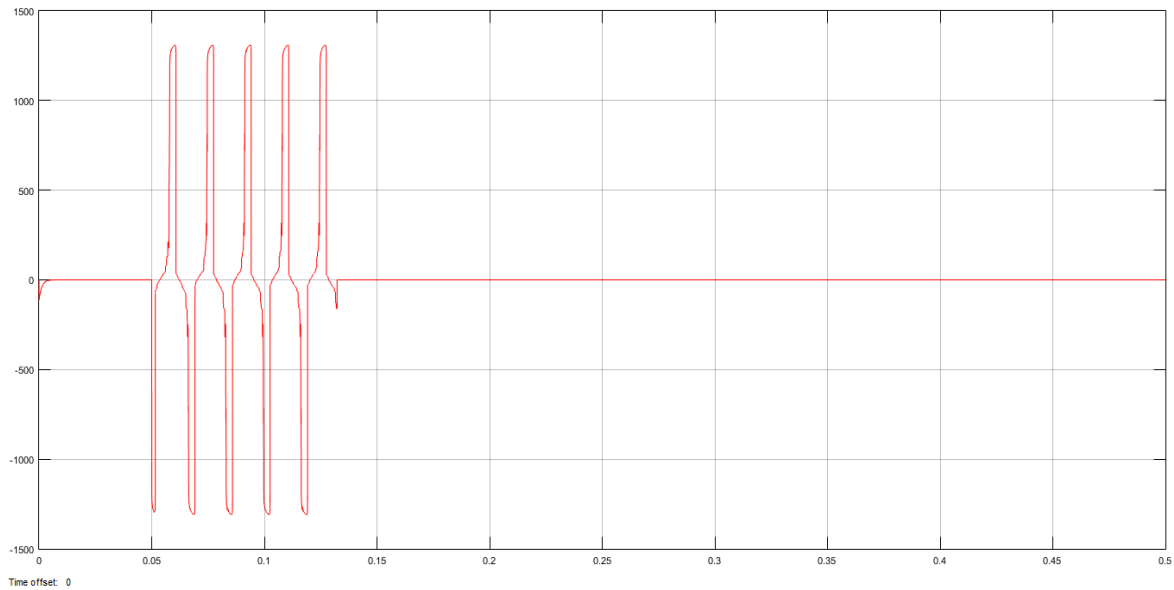


Figura 4.172. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

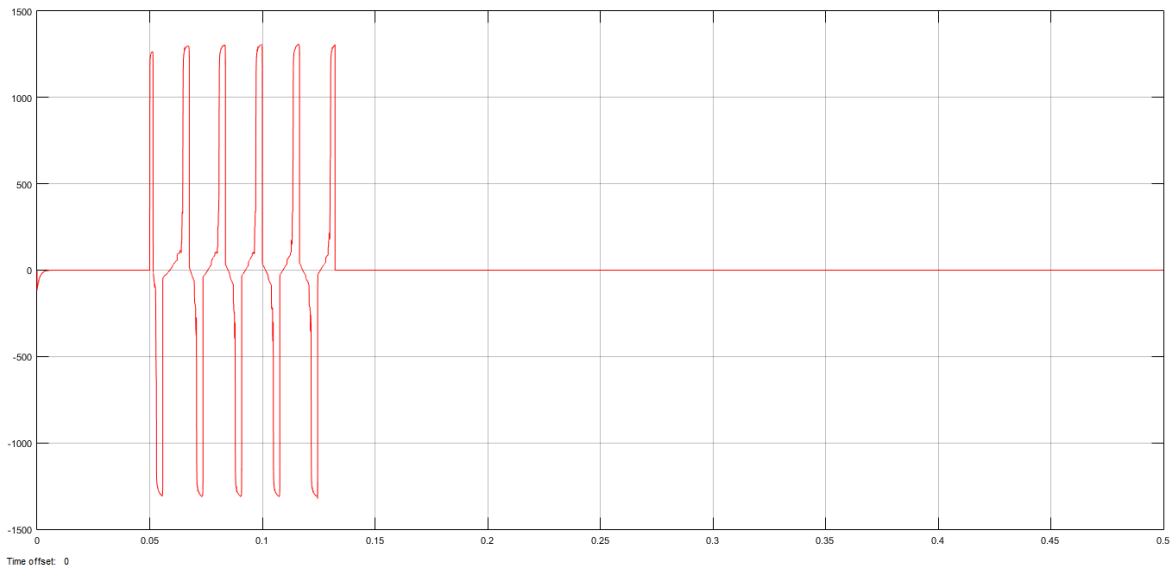


Figura 4.173. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

Señal de Disparo:

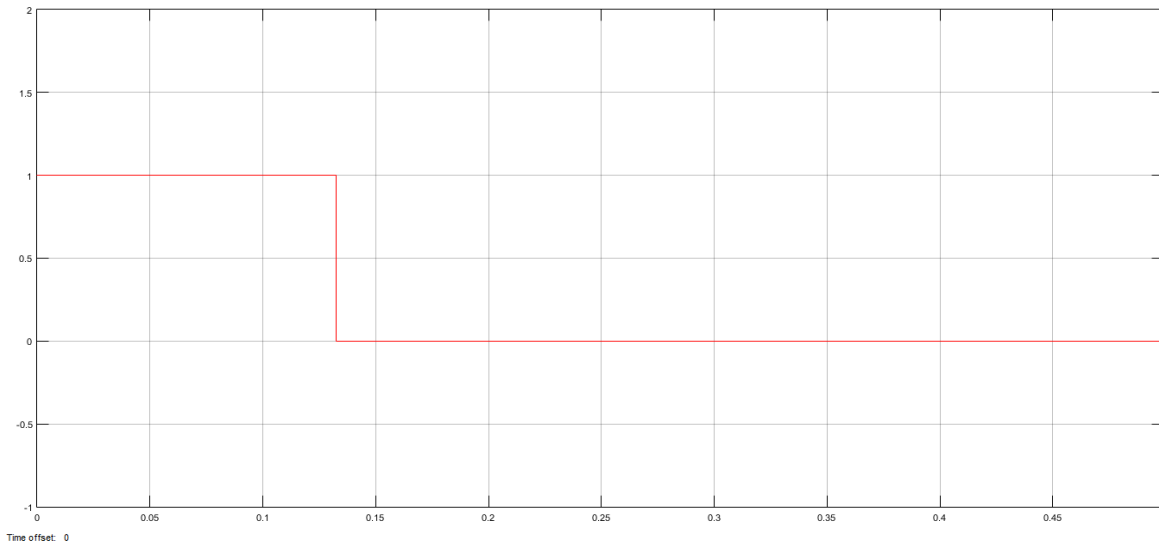


Figura 4.174. Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en el sistema.

Como se ve en la simulación en el Sistema Eléctrico Industrial, el modelo de Transformador de Corriente obtuvo buenas características de simulación para poder validar la protección diferencial de alta impedancia; que obtuvo buenos resultados para fallas dentro de la Barra.

Aplicación del Modelo Transformador de Corriente en Sistemas de Medición

En este capítulo se presenta la aplicación del modelo Transformador de Corriente en sistemas de Medición. Se implementa para medir potencias trifásicas (Activa, Reactiva y Aparente), kWh (kilo Watt hora), kVARh (kilo Volt-Amper hora), Factor de Potencia, Voltajes de Fase y Corriente de Fase.

Todo esto se modela en un Sistema Eléctrico Industrial en el Software en MATLAB® Simulink.

5.1. MEDIDOR DIGITAL DE ENERGIA ELECTRICA.

La correcta medición del suministro y consumo de la energía y por lo tanto garantizar la correcta facturación, es una necesidad fundamental tanto para las empresas suministradoras de energía como para sus clientes.

Términos como potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente y factor de potencia han sido ampliamente debatidos, y gran parte del desarrollo de equipos de medición de energía eléctrica se basa en la estimación de estos parámetros. Sin embargo, la mayoría de los equipos de medición de potencia y energía (analógicos o digitales) han sido diseñados para que funcionen adecuadamente cuando las condiciones son de señales sinusoidales, en sistemas trifásicos simétricos balanceados.

El resultado final de la medición también puede estar afectado por la inadecuada adquisición de los datos de tensión y corriente, por ejemplo, cuando se utiliza la conexión de dos elementos para medir la potencia trifásica, pues, aunque dicha conexión que es adecuada para estimar la potencia activa, puede incurrir en incertidumbres mayores a las especificadas en la clase del equipo cuando se miden la potencia no activa y la potencia aparente.

A su vez, el avance en el procesamiento de señales ha llevado a nuevos, más efectivos y más robustos algoritmos; cuya implementación es posible gracias a los desarrollos en la arquitectura de las computadoras, que han suministrado herramientas para la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos en tiempo real. Frente a lo cual se cuenta con las herramientas, condiciones y necesidades para el desarrollo de los dispositivos electrónicos de medición que requiere el sector de los servicios públicos, los cuales consideran diferentes escenarios de operación y permiten adicionalmente, la lectura, programación y pruebas automáticas de medidores.

A partir de los años ochenta se introdujeron en la industria, nuevos medidores de energía eléctrica basados en microprocesadores, capaces de registrar magnitudes eléctricas a partir del muestreo de las señales de tensión y corriente del sistema. La mayoría de los

medidores de esta primera generación fueron diseñados, simulando los procedimientos de medición de la generación previa de medidores electromecánicos o probados para implementar procedimientos de medición obsoletos.

En un medidor digital, las señales analógicas de tensión y corriente son adquiridas y digitalizadas tomando muestras y convirtiendo estas muestras en un registro. Una vez se tienen las señales digitales, los valores de éstas son utilizados para estimar los parámetros requeridos para evaluar las potencias y energías del sistema. Estas métricas son almacenadas en memoria y están disponibles para su utilización. Las estimaciones realizadas pueden ser visualizadas en una pantalla de cristal líquido (LCD) o leídas de la memoria del equipo por medio de un puerto de comunicación, lo que permite que estos resultados sean posteriormente visualizados en una computadora o un sistema central.

A continuación, se enuncian los algoritmos utilizados por estos medidores para la estimación de las diferentes potencias en un sistema eléctrico.

Potencia Activa. La estimación de la potencia activa monofásica de la Fase A y Potencia Activa Trifásica: $P_A = V * I * \cos \theta$ $P_{3\theta} = P_A + P_B + P_C$

Potencia Reactiva. La estimación de la potencia activa monofásica de la Fase A y Potencia Reactiva Trifásica: $Q_A = V * I * \sin \theta$ $Q_{3\theta} = Q_A + Q_B + Q_C$

Potencia Aparente. La estimación de la potencia activa monofásica de la Fase A y Potencia Aparente Trifásica: $S_A = V * I$ $S_{3\theta} = S_A + S_B + S_C$

Factor de Potencia. La forma posible para determinar el factor de potencia: $FP = \frac{P}{S}$

kWh. Para determinar los kWh se tiene integrando la potencia activa trifásica (en este punto se obtiene la energía en Joules) y multiplicando $2.77777778e-7$ (1 Watt es igual 3600 Joules)

kVARh. Para determinar los kVARh se tiene integrando la potencia Reactiva trifásica (en este punto se obtiene la energía en Joules) y multiplicando $2.77777778e-7$ (1 Watt es igual 3600 Joules)

Voltajes de Fase. El voltaje de cada fase se obtiene ya convertida en fasor y se multiplica por la relación de transformación del Transformador de potencial y dividir por $\sqrt{2}$ (en el caso de la simulación la relación de transformación es 66.39528096).

Corrientes de Fase. La corriente de cada fase se obtiene ya convertida en fasor y se multiplica por la relación de transformación del Transformador de Corriente y dividir por $\sqrt{2}$ (en el caso de la simulación la relación de transformación es 80)

5.1.1. Modelado del Medidor Digital de Energía Eléctrica para aplicar el modelo del Transformador de Corriente.

El sistema eléctrico donde se implementó el Medidor Digital de Energía es un sistema industrial alimentado por la compañía suministradora (115 kV), un transformador reductor de 115/13.8 kV, una Barra principal que alimenta a las cargas, 3 transformadores reductores de 13.8/4.16 kV con cargas de motores y banco de Capacitores y un Transformador reductor de 13800/480 Volts para pequeños motores en planta y respectivos bancos de capacitores (en esta última Carga se implementara el medidor de energía). Todo se muestra en la Figura 5.1.

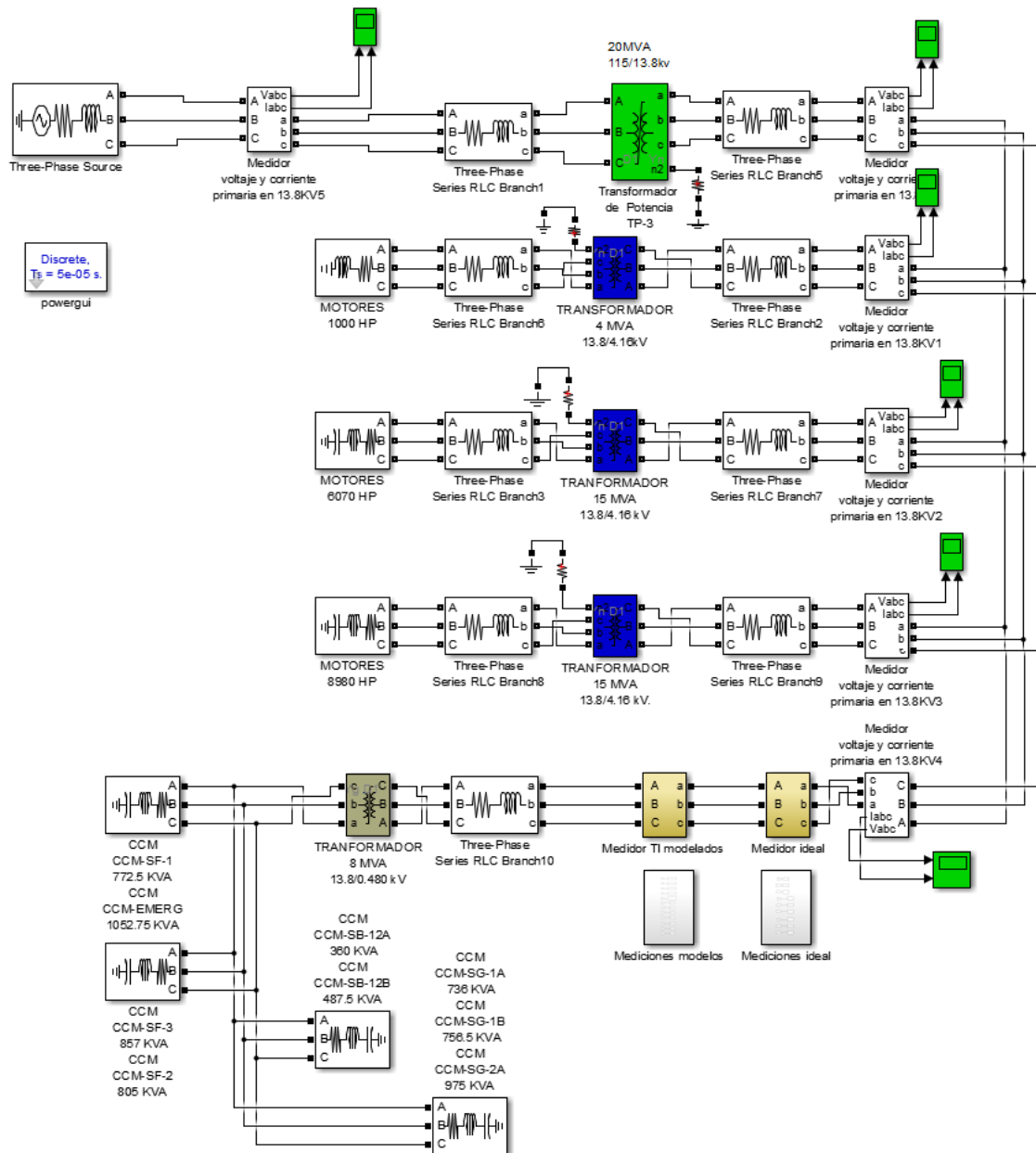


Figura 5.1. Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.

En la figura 5.1 se observan los sistemas en amarillo el bloque Transformador de instrumentos modelados que son los Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial (Figura 5.2), y el bloque de medidor ideal que es solo es un divisor para tener la relación de Transformación (Figura 5.3) con esto se valida que los transformadores modelados tienen buena respuesta.

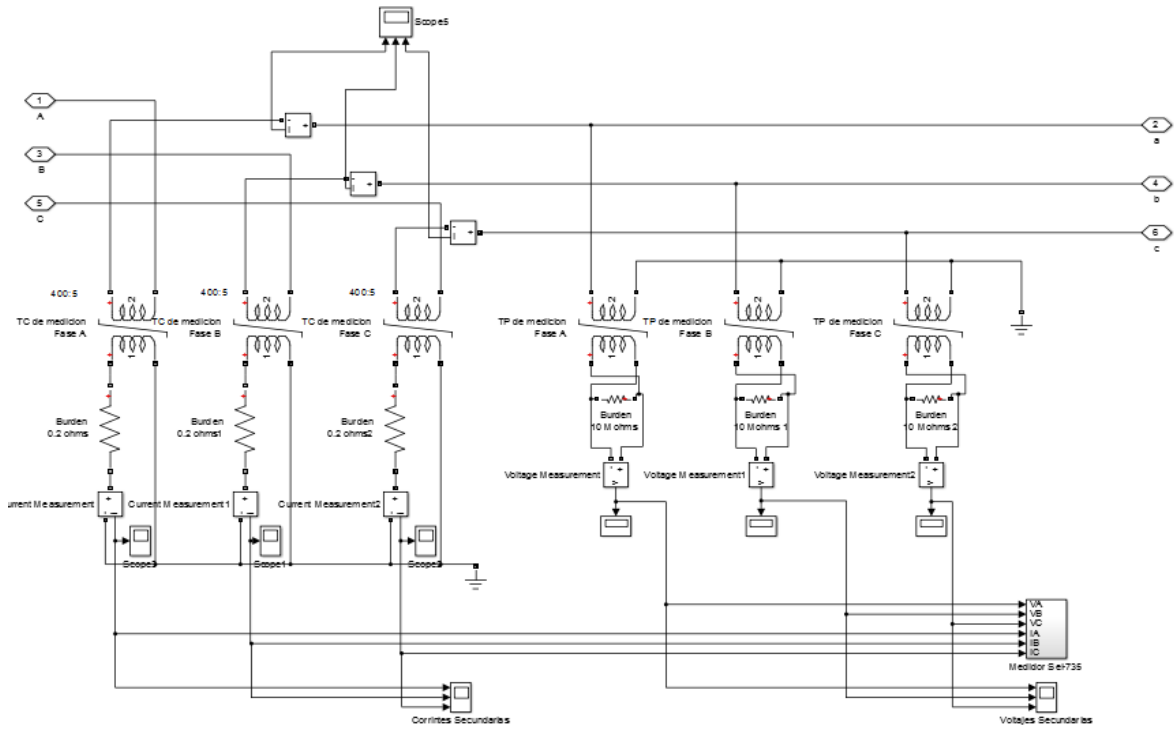


Figura 5.2. Modelos de Transformadores de Corriente y Transformadores de Potencial para el medidor de energía.

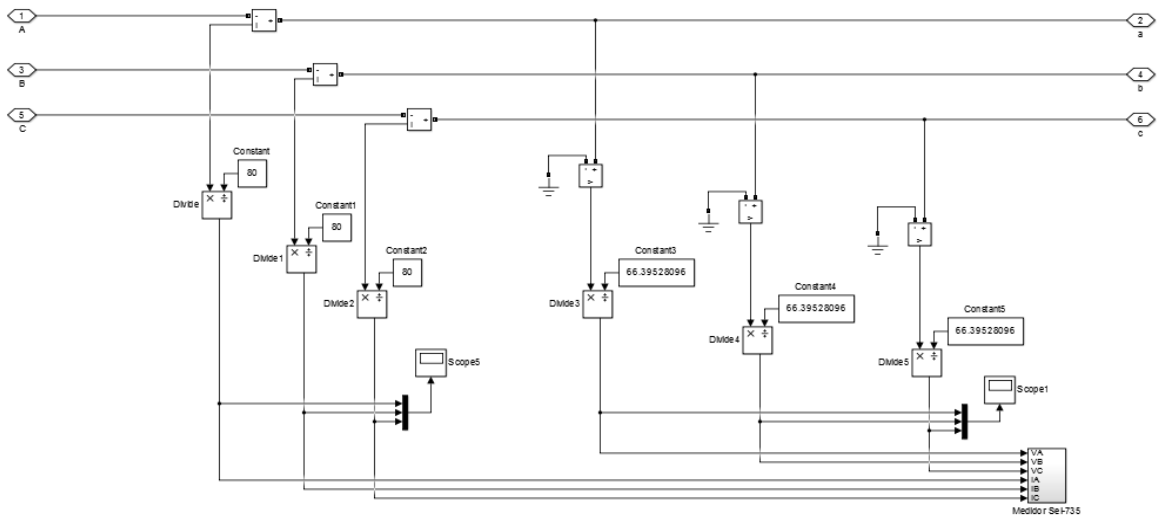


Figura 5.3. Transformación ideal para validar los Transformadores de instrumentos.

Se hace un muestreo de 512 muestras por ciclo con el bloque Zero-Order Hold y con el Bloque Fourier se obtiene tanto la magnitud como el Angulo de la señal muestreada. Se Hace para cada señal de Voltaje y corriente de cada Fase. (Figura 5.4)

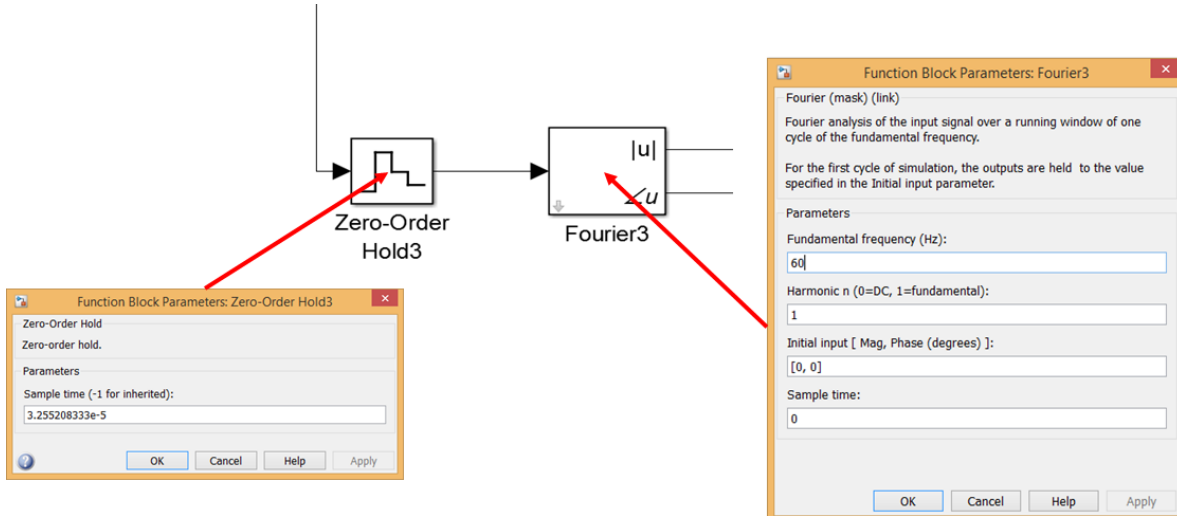


Figura 5.4. Modulo para digitalizar la señal obteniendo magnitud y ángulos de la Corriente y el Voltaje.

En la Figura 5.5 la señal de la magnitud se multiplica por la Relación de Transformación de los transformadores de instrumentos (por ejemplo, si el TC es de 400:5 la Relación de transformación es de 80). La obtención de valor RMS es solo la división entre raíz de 2.

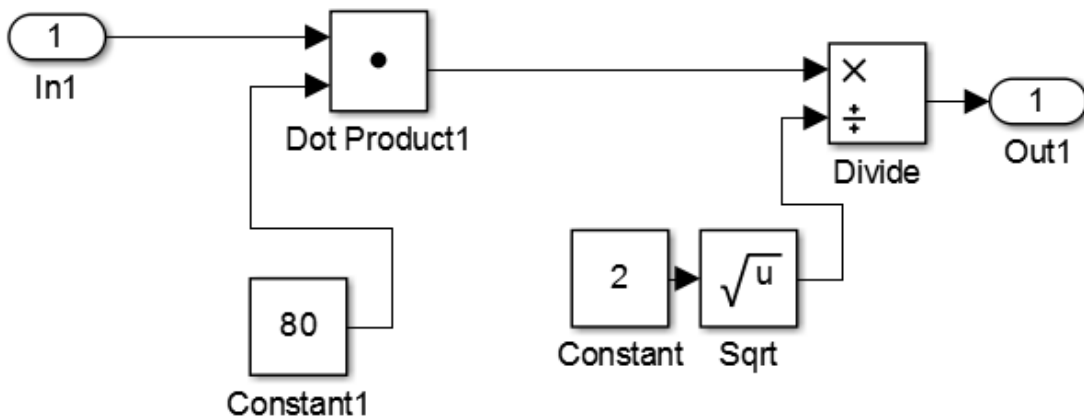


Figura 5.5. Obtención de la magnitud real y valor RMS.

Teniendo la magnitud del Voltaje y la Corriente y sus respectivos Ángulos se procede a hacer los siguientes cálculos de la Figura 5.6:

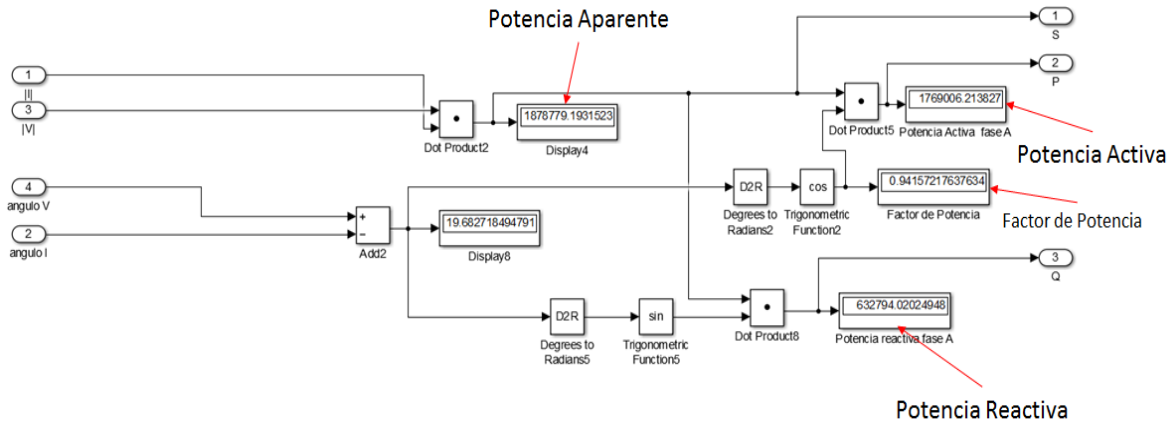


Figura 5.6. Obtención de Potencia Activa (P), Reactiva (Q), Aparente (S) y Factor de Potencia (FP) de cada fase.

Resultando cada una de las Potencias de las 3 Fases se procede a sumarlas para obtener las potencias Trifásicas en la Figura 5.7.

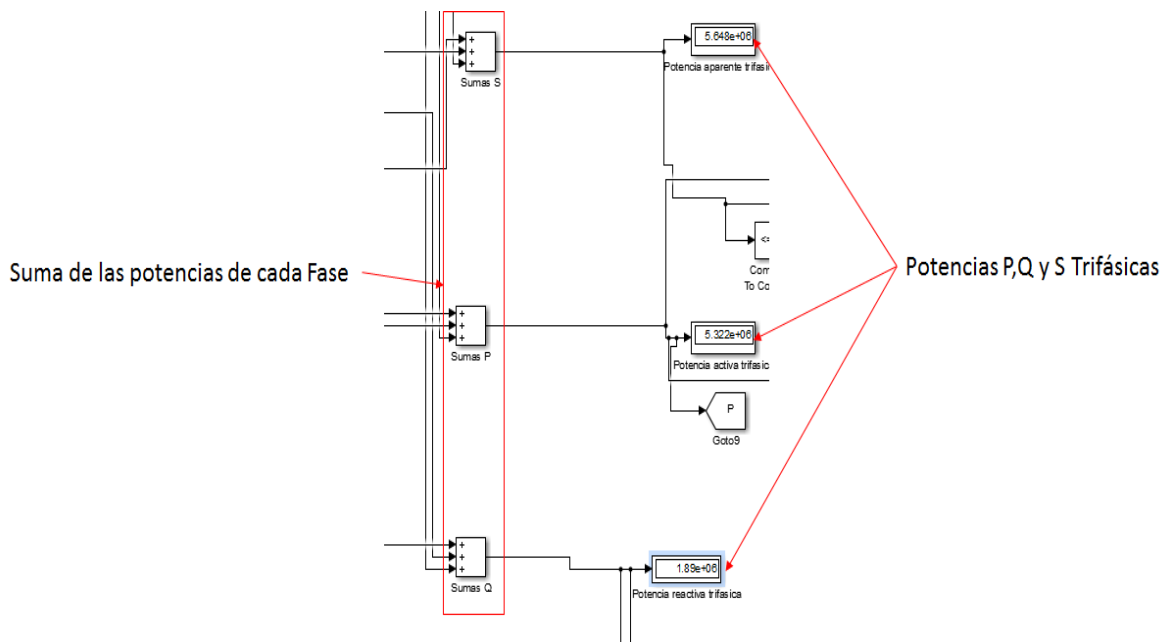


Figura 5.7. Obtención de las Potencias Trifásicas P, Q y S.

El Factor de Potencia Trifásico se obtiene dividiendo la Potencia Activa Trifásica entre la Potencia Aparente Trifásica como se muestra en la Figura 5.8.

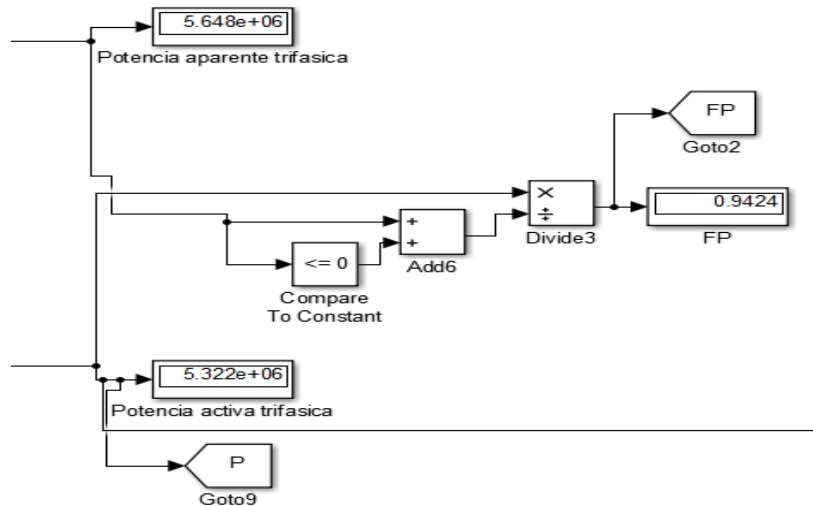


Figura 5.8. Cálculo del Factor de Potencia Trifásico.

Los kWh y kVARh se obtienen a partir de la potencia Activa y Reactiva colocando un bloque integrador para obtener energía (Joule) y multiplicarlo por una constante para pasarlo en energía Activa y Reactiva (KWh y KVARh) como en la Figura 5.9. Se hace el mismo procedimiento para ambas potencias.

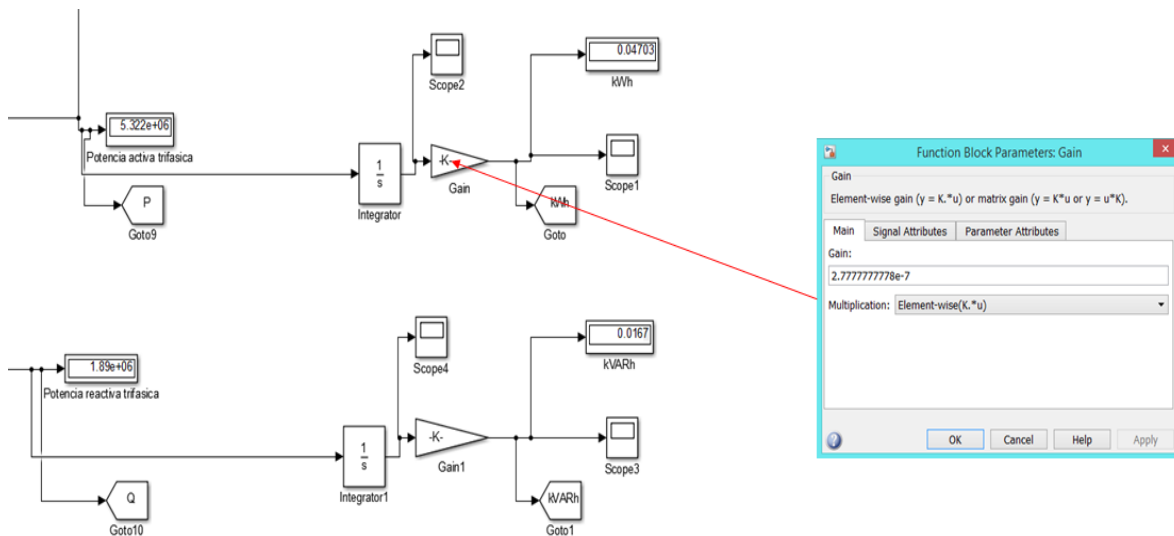


Figura 5.9. Cálculo de kWh y kVARh.

Los Voltajes y Corrientes por Fase resultan de las Magnitudes de la corriente y voltaje que se multiplicaron por las relaciones de Transformación y dividido por la raíz de 2 para obtener el valor RMS como se muestra en la Figura 5.10.

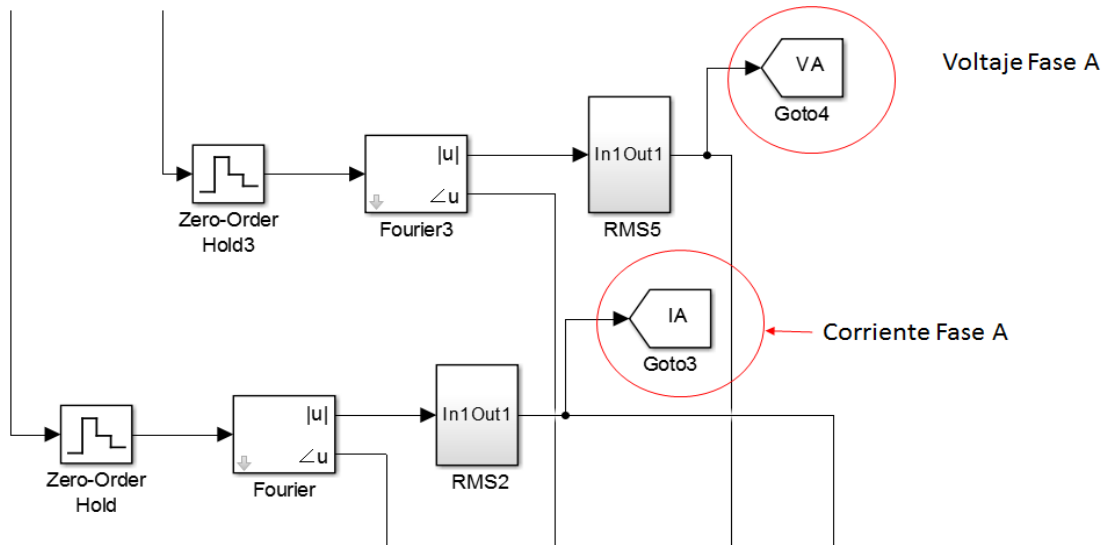


Figura 5.10. Cálculo de Voltajes y Corrientes por Fase.

5.1.2. Análisis de Resultados del Sistema de Medición Digital de Energía Eléctrica.

5.1.2.1. Voltajes y Corrientes primarias.

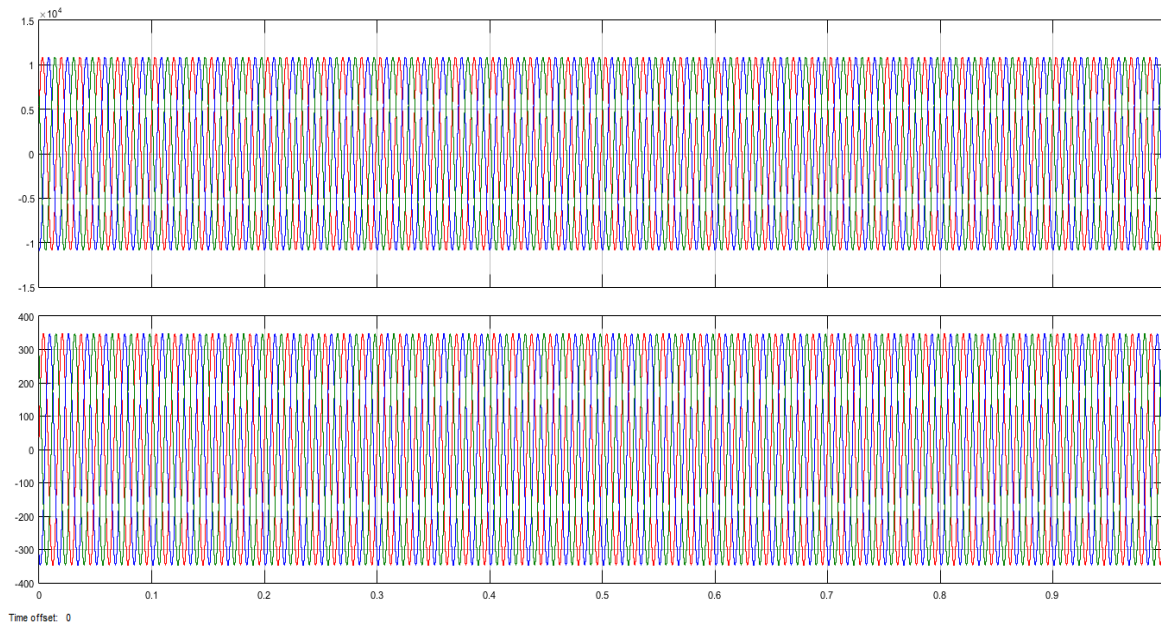


Figura 5.11. Oscilograma de Voltajes y Corrientes primarias con carga nominal.

5.1.2.2. Voltajes y Corrientes Secundarias.

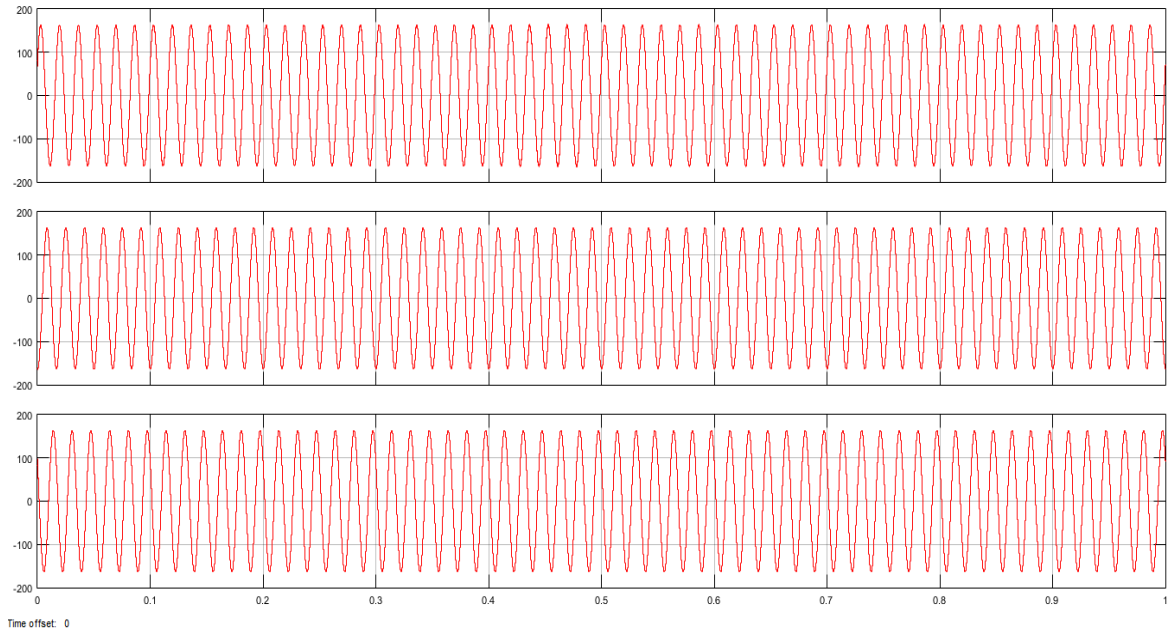


Figura 5.12. Oscilograma de Voltajes Secundarios del Transformador de Potencial modelado.

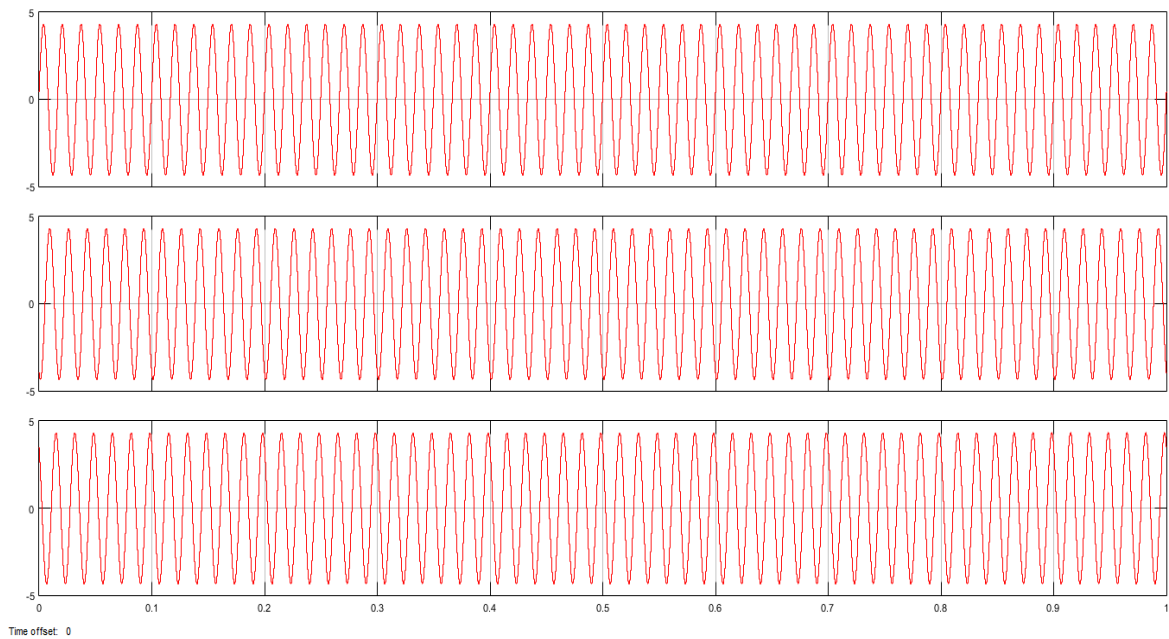


Figura 5.13. Oscilograma de Corrientes Secundarias del Transformador de Corriente modelado.

5.1.2.3. Señal muestreada, Magnitud y Angulo de los Voltajes y Corrientes de Fase.

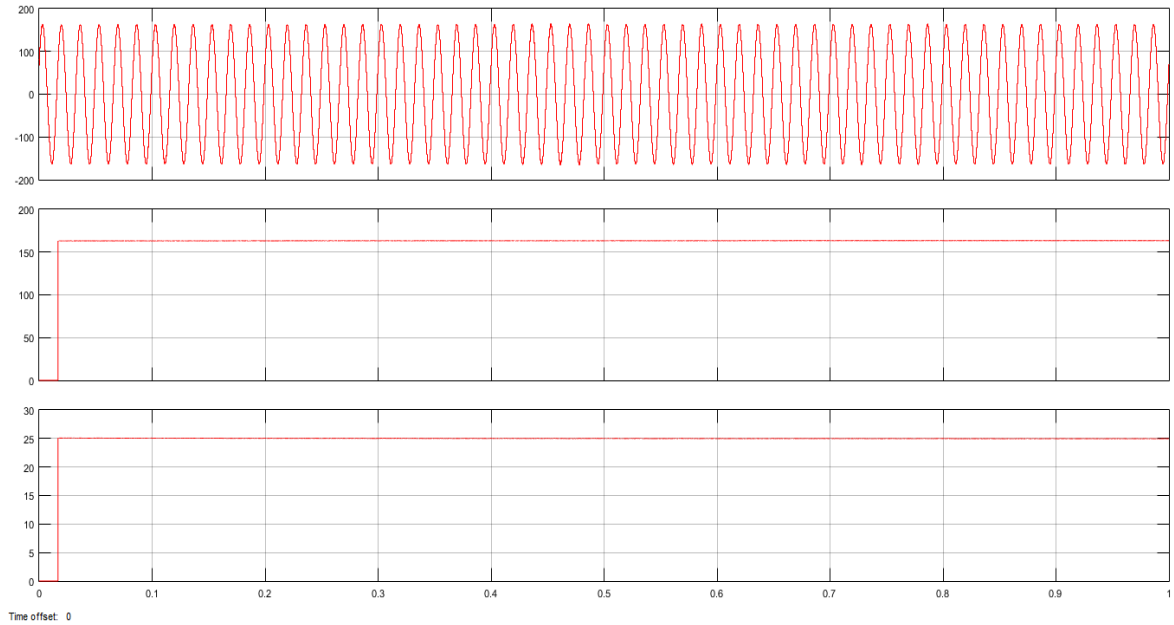


Figura 5.14. Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Voltaje de la Fase A.

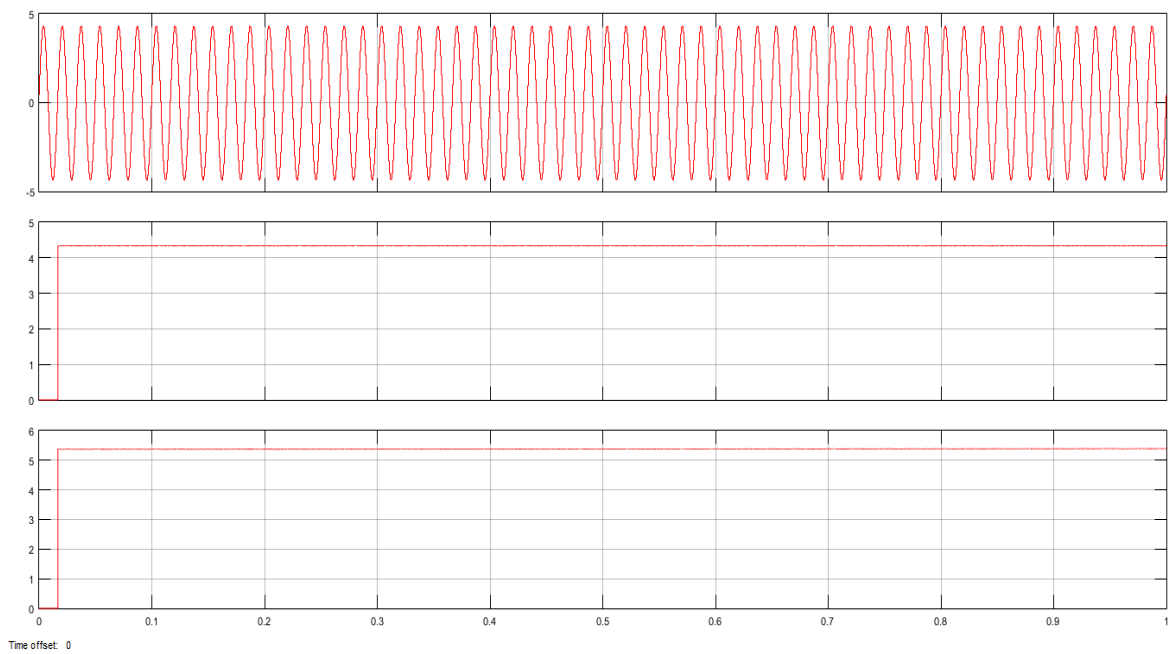


Figura 5.15. Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Corriente de la Fase A.
5.1.2.4. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de Fase.

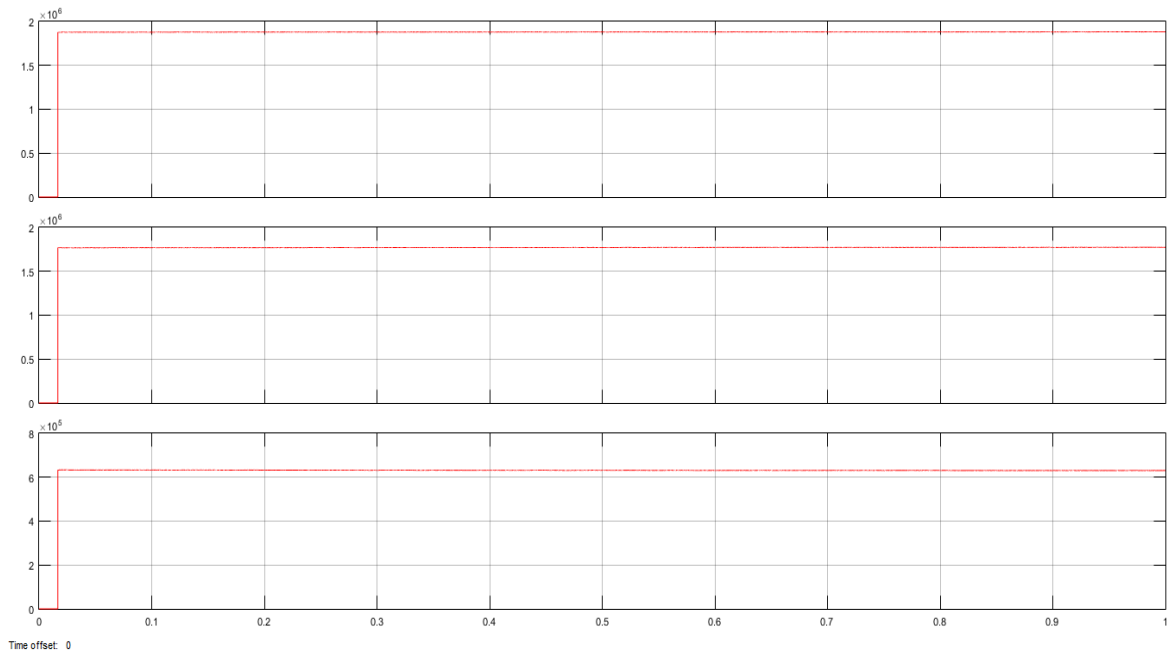


Figura 5.16. Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de la Fase A.

5.1.2.5. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásicas.

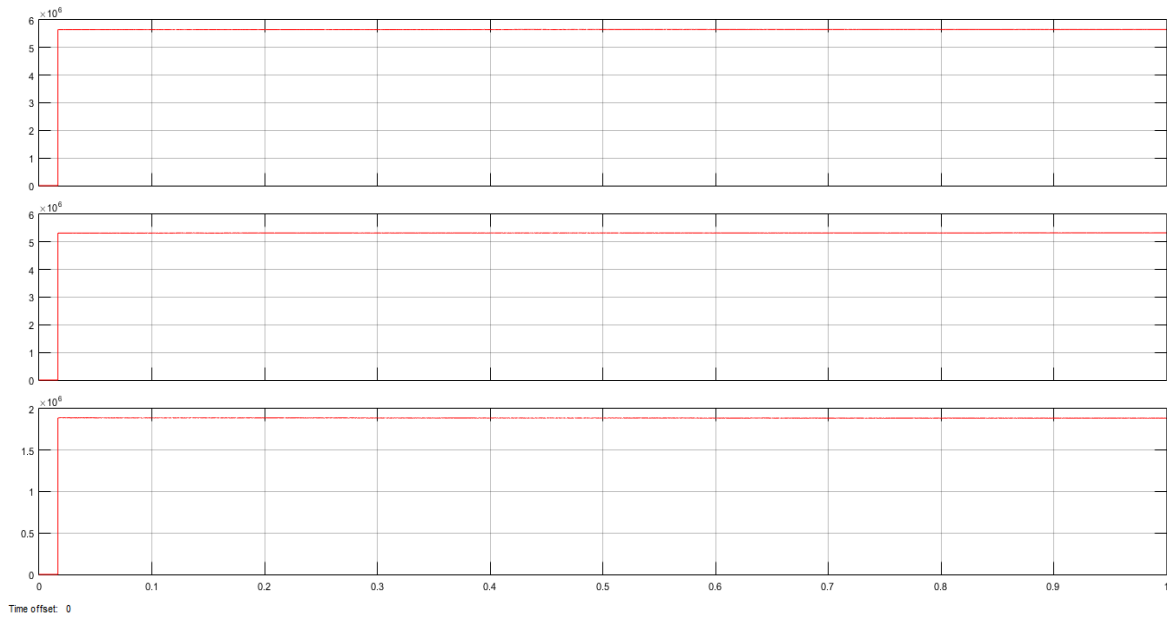


Figura 5.17. Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásica.
5.1.2.6. Señal del Factor de Potencia Trifásicas.

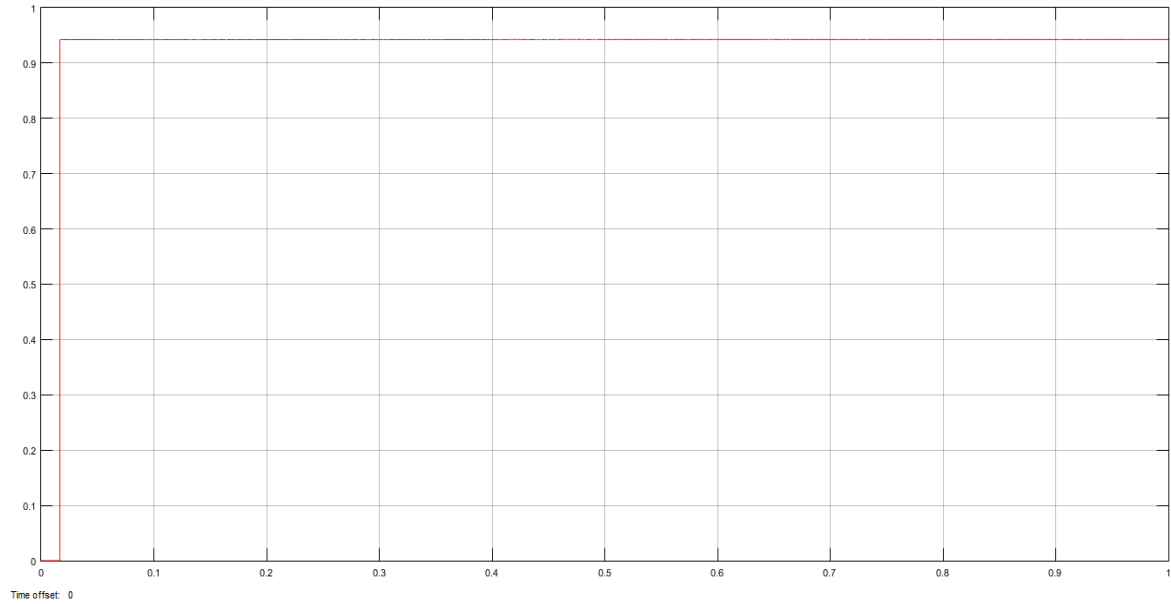


Figura 5.18. Oscilograma de la señal del Factor de Potencia Trifásica.

5.1.2.7. Señal de los kWh.

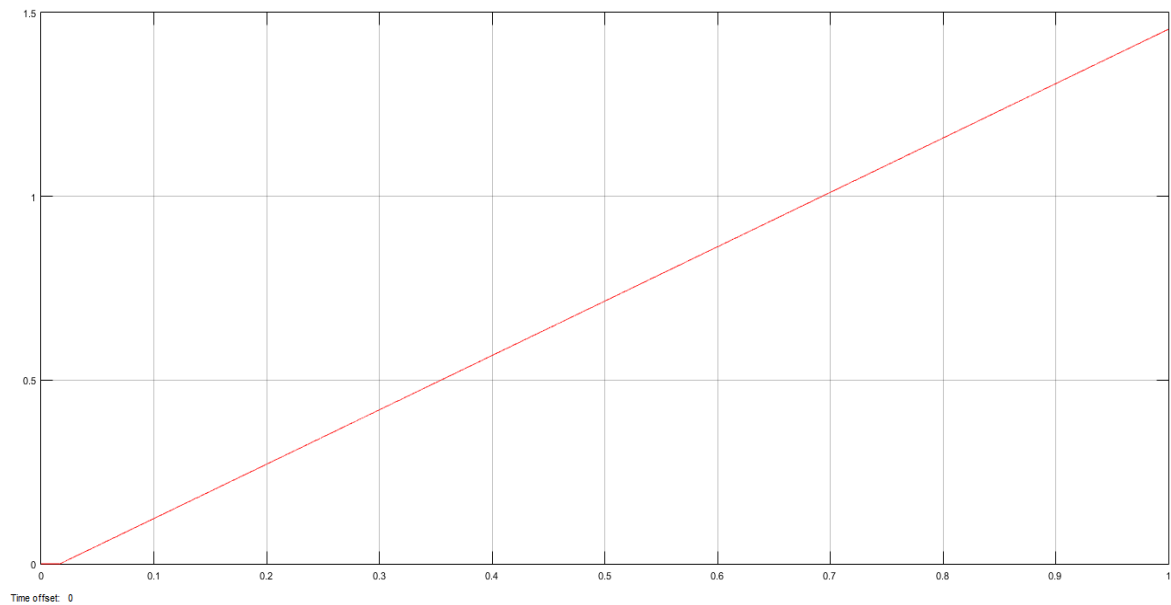


Figura 5.19. Oscilograma de la señal de los kWh.

5.1.2.8. Señal de los kVARh.

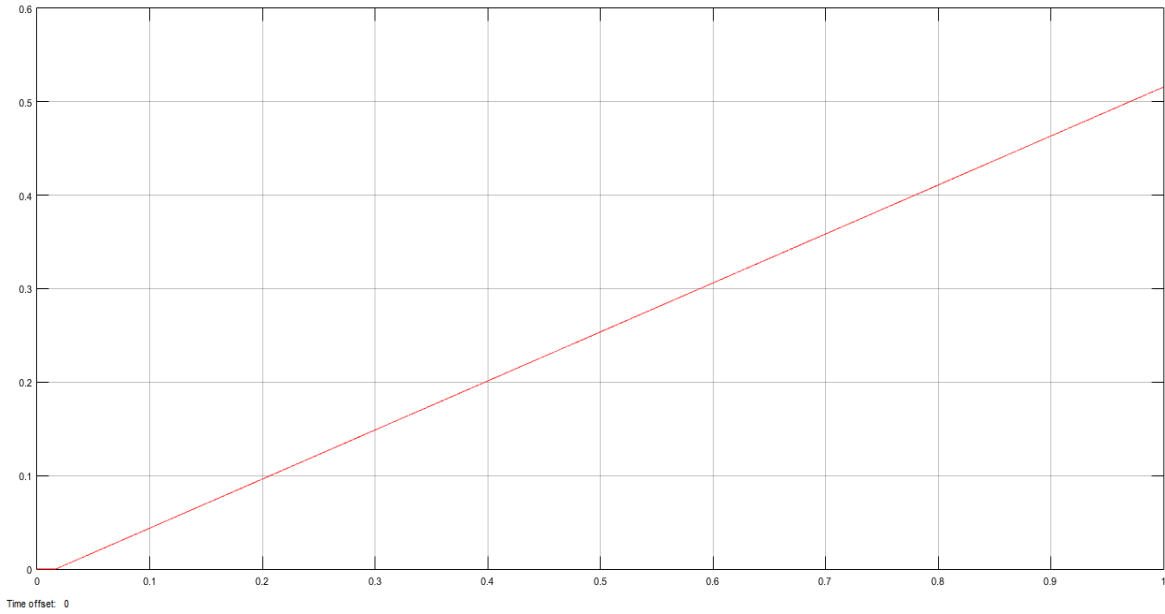


Figura 5.20. Oscilograma de la señal de los kVARh.

5.1.2.9. Señal de los Voltajes y Corrientes RMS por Fase.

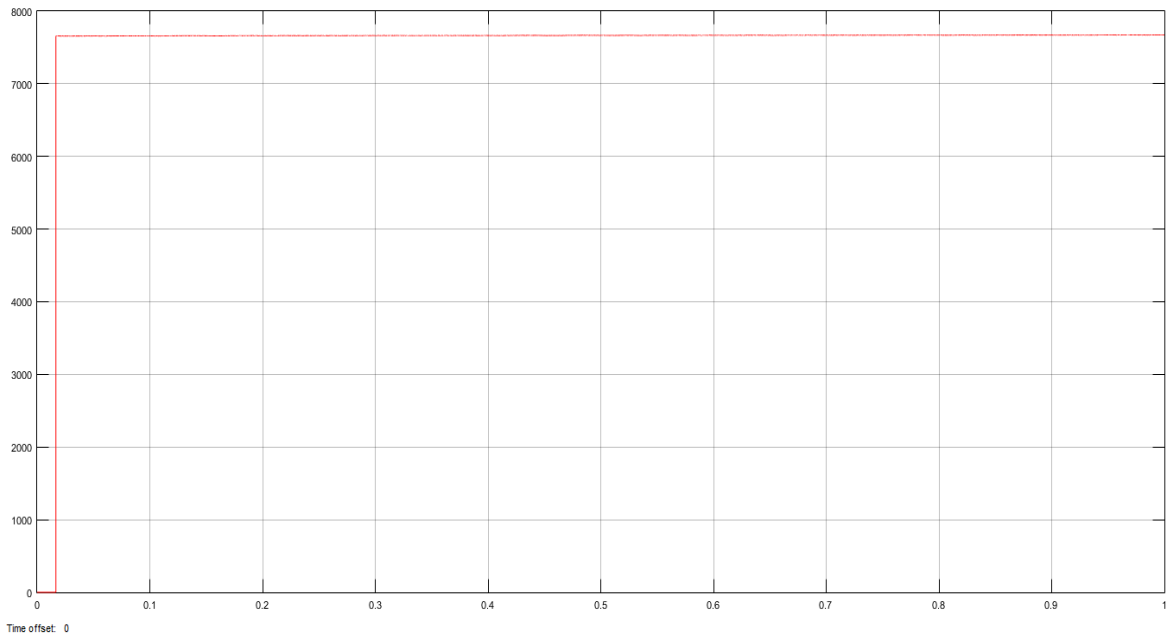


Figura 5.21. Oscilograma de la señal de Voltaje RMS Fase A.

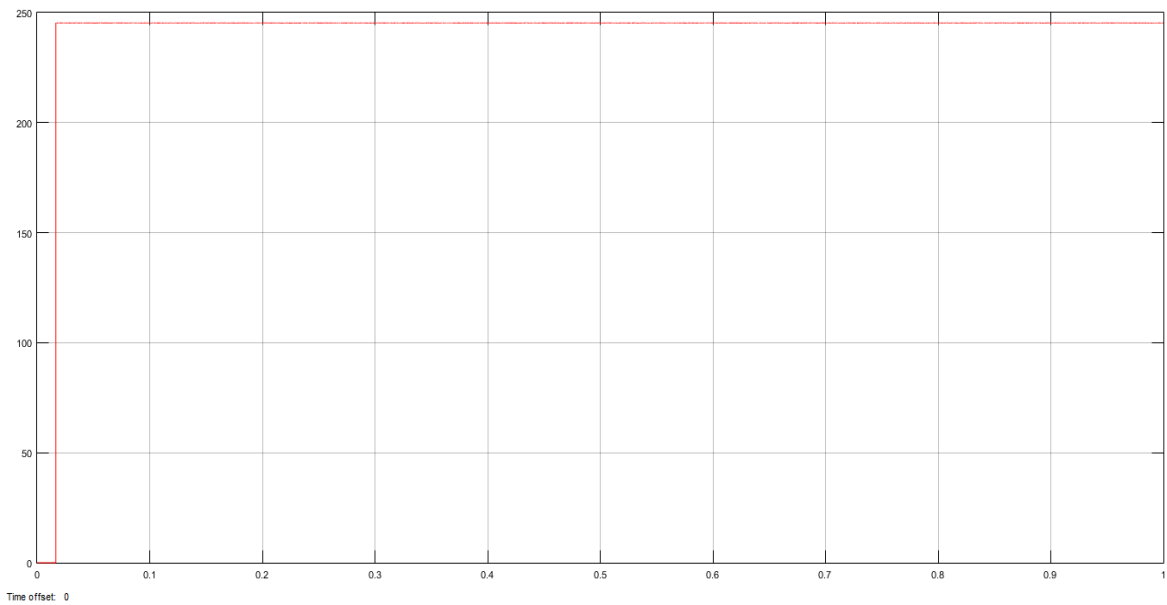


Figura 5.22. Oscilograma de la señal de Corriente RMS Fase A.

5.1.2.10. Comparación Medidor con Transformadores de Instrumentos y medidor Ideal.

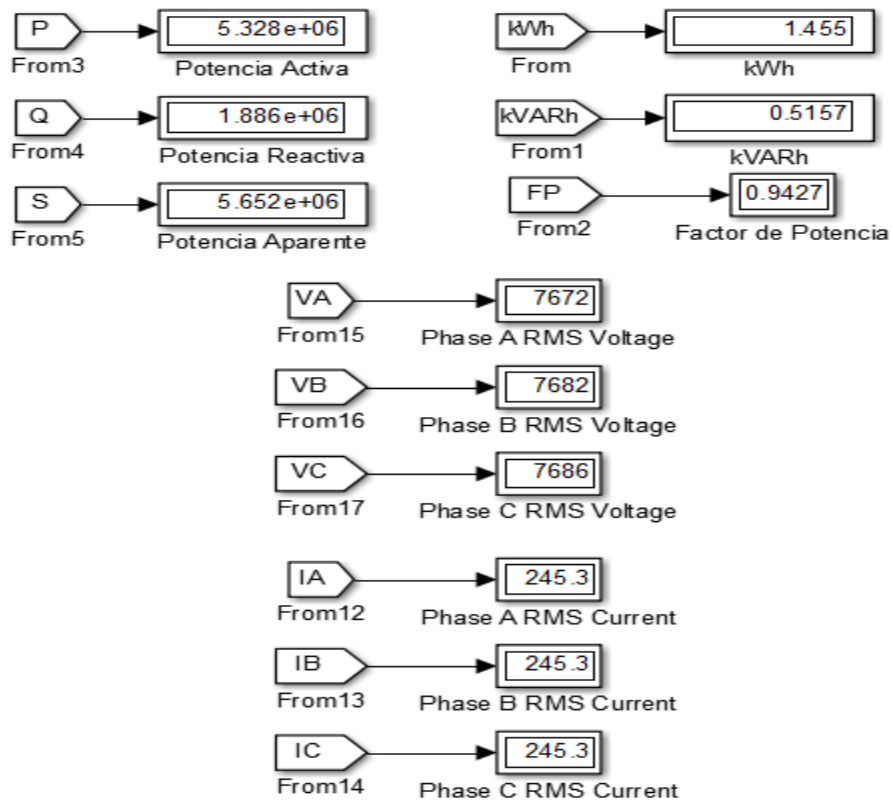


Figura 5.23. Parámetros obtenidos en Medidor con Transformadores de Instrumentos.

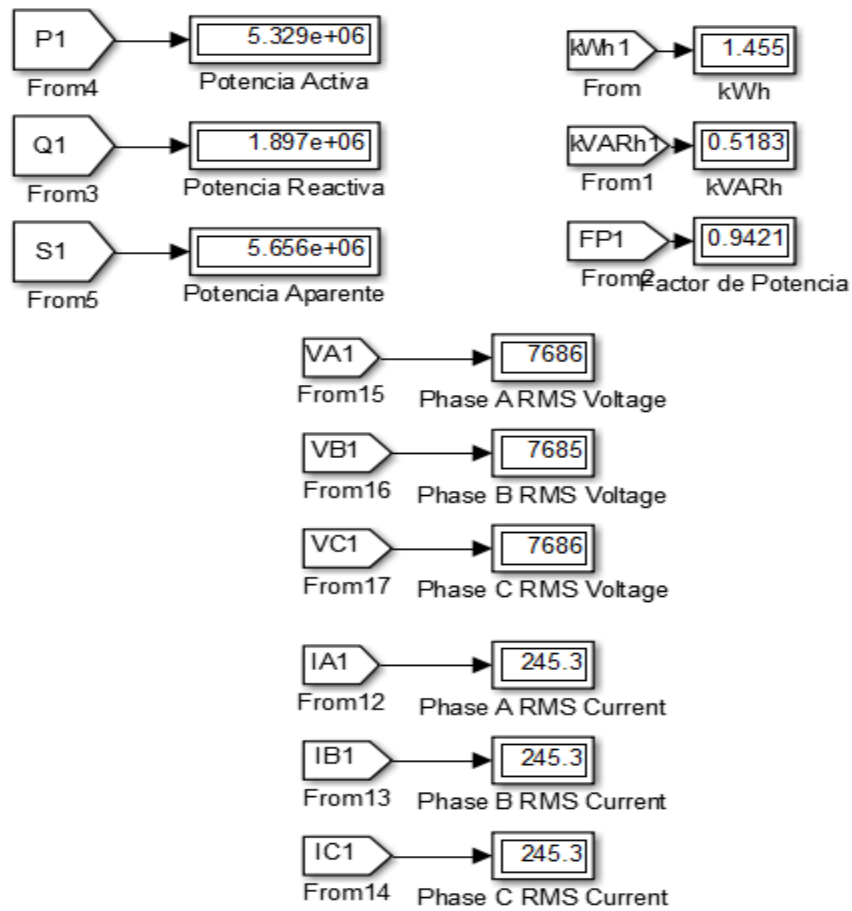


Figura 5.24. Parámetros obtenidos en Medidor Ideal.

Como se ve en la simulación el Transformador de corriente modelado en conjunto con el Transformador de Potencial se obtienen buenas mediciones para los cálculos que se requieren de Potencia para el Medidor Digital de Energía Eléctrica.

Aplicación del Modelo Bobina Rogowski en Sistemas de Protección (87B y 87Z)

En este capítulo se presenta la aplicación del modelo Bobina Rogowski en sistemas de protección. Se implementa en dos tipos de Relevadores: un Relevador Estático Diferencial de Barras (87B) y en un Relevador Digital Diferencial de barras de Alta Impedancia (87Z).

Así como generar diferentes fallas para ver el comportamiento de la Bobina Rogowski en los sistemas de Protección modelados. El Software donde se implementaran los modelos es MATLAB® Simulink.

6.1. RELEVADOR ESTÁTICO DIFERENCIAL DE BARRA (87B).

Los esquemas tradicionales de protección diferencial que utilizan Transformadores de Corriente requieren estabilización para fallas externas o trastornos que causen saturación en el Transformador, ya que no es factible evitar la saturación del Transformador de Corriente en todas la circunstancias, incluso cuando el Transformador de corriente son de diseño similar y los cables entre cada conjunto de Transformador y el relevador diferencial están equilibradas, el Transformador de Corriente no se sature en el mismo grado, al mismo tiempo debido a flujo remante.

La solución para los sistemas de protección son las Bobinas Rogowski, que mejoran el rendimiento de la protección por que tiene alta fiabilidad y proporciona alta seguridad para la falla fuera de la zona (superiores a 60 kA). Los algoritmos de protección son simples ya que las bobinas Rogowski no se saturan.

Las bobinas Rogowski pueden reemplazar los transformadores de corriente para la medición y protección. La figura 6.1 muestra aplicaciones viables para las bobinas de Rogowski en un sistema eléctrico.

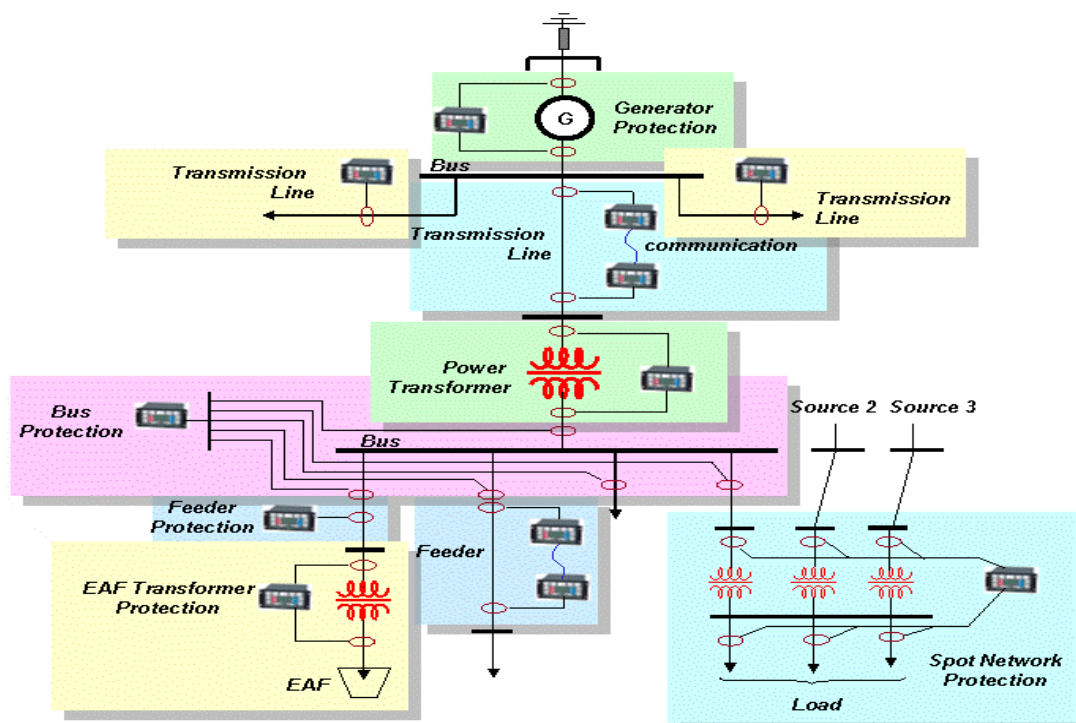


Figura 6.1. Aplicación de la Bobina Rogowski en Protección en Sistema Eléctrico.

6.1.1. Modelado del Relevador Estático Diferencial (87B) para aplicar el modelo de Bobina Rogowski.

El modelo del sistema Eléctrico de Potencia fue desarrollado con la siguiente información (Figura 6.2):

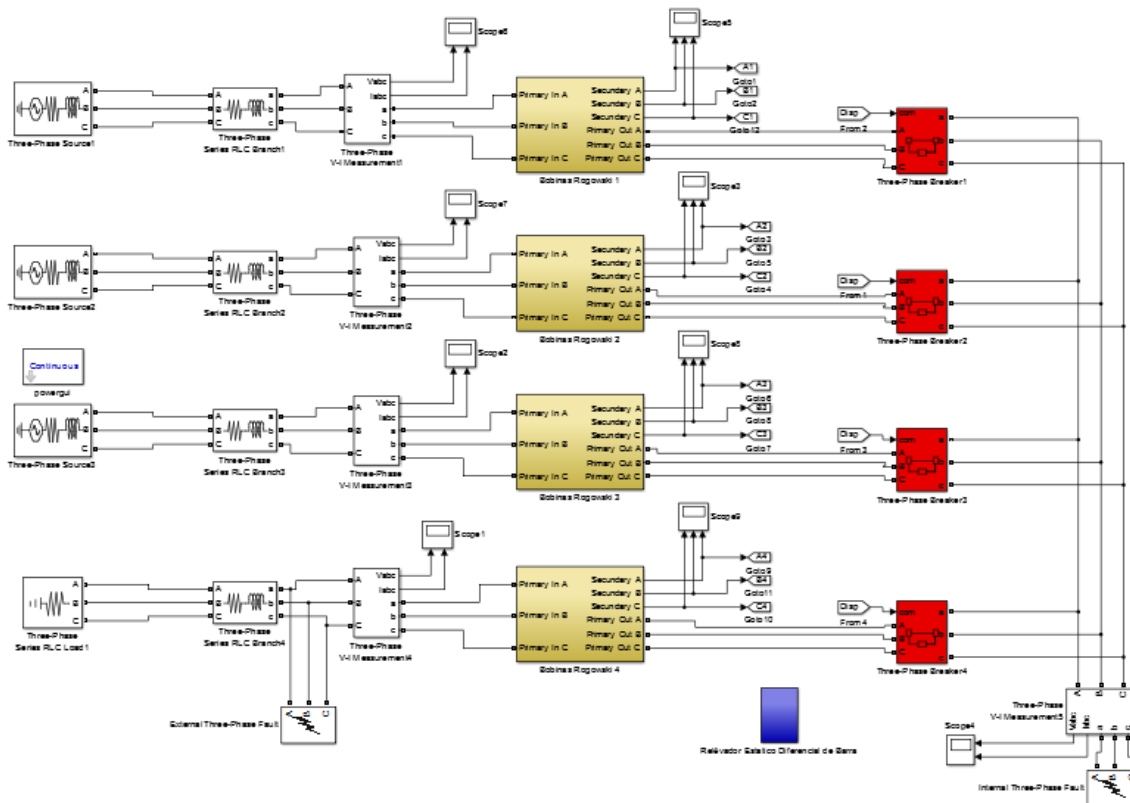


Figura 6.2. Esquema General del Modelo.

- Voltaje en cada generador del sistema: 230 kV
- Impedancia de Línea 1: $1 + j10 \Omega$.
- Impedancia de Línea 2: $0.75 + j7.5 \Omega$.
- Impedancia de Línea 3: $0.5 + j5 \Omega$.
- Impedancia de Línea 4: $0.25 + j2.5 \Omega$.
- Carga 1: 230 kV, 200 MW, 50 MVar
- Fallas internas: 0Ω , tiempo de inicio 0.05 seg sin falla externa.
- Fallas externas: 0Ω , tiempo de inicio 0.05 seg sin falla interna.
- Bobina Rogowski 2.6191 mV/A
- Relevador Estático Diferencial de barra.

En la figura 6.2 se observa los sistemas en amarillo que son las Bobinas Rogowski, tres por cada módulo con un total de Bobinas Rogowski en el sistema eléctrico de potencia (Figura 6.3).

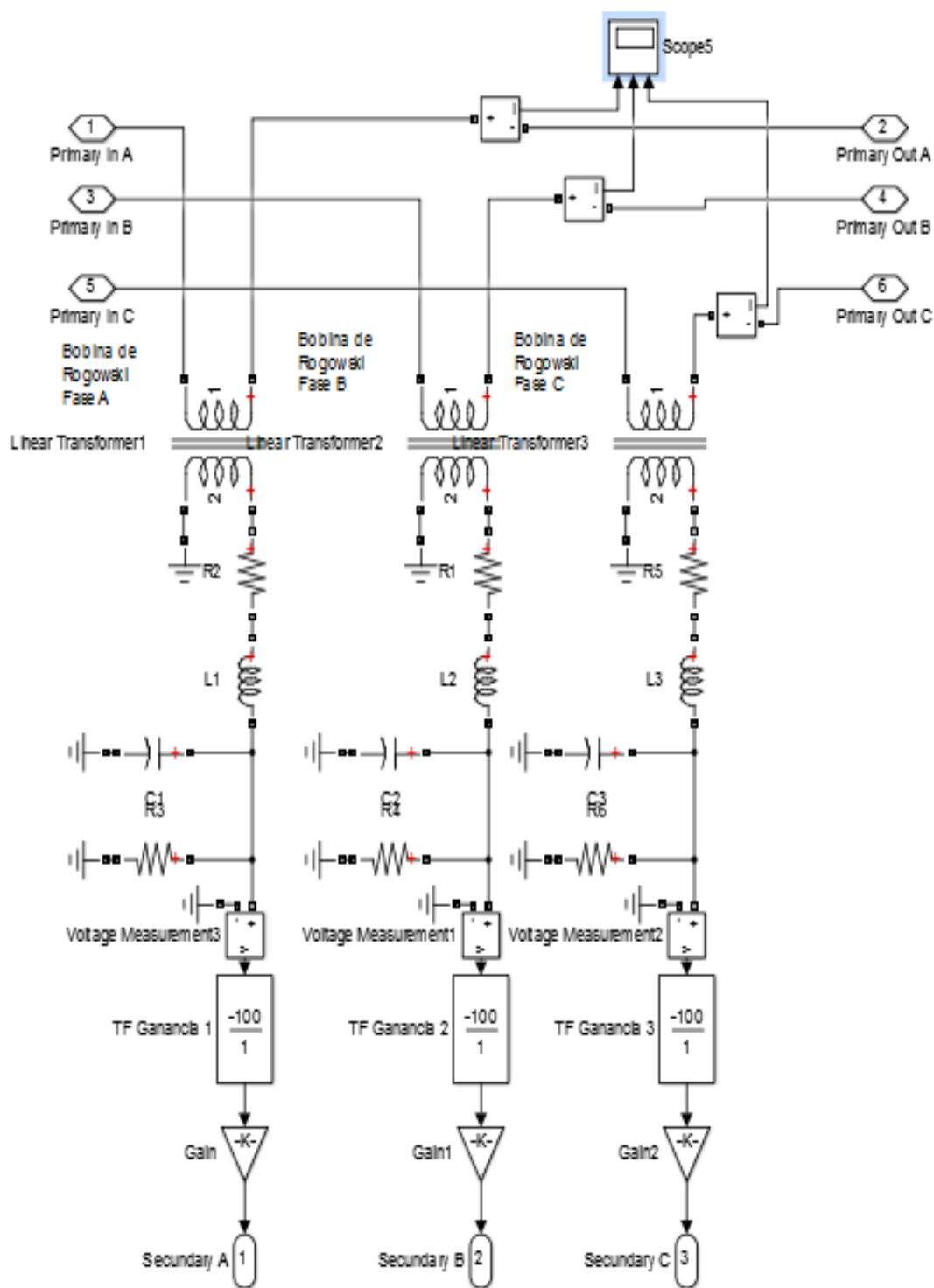


Figura 6.3. Bobinas Rogowski por cada subsistema, una por cada Fase.

Uno de los puntos importantes es el relevador, que para este tipo de estudios es importante que su lógica este bien diseñada para operar para fallas dentro de la barra a proteger. En la figura 6.4 muestra el cálculo de las corrientes de operación y en la Figura 6.5 se muestra la lógica del relevador.

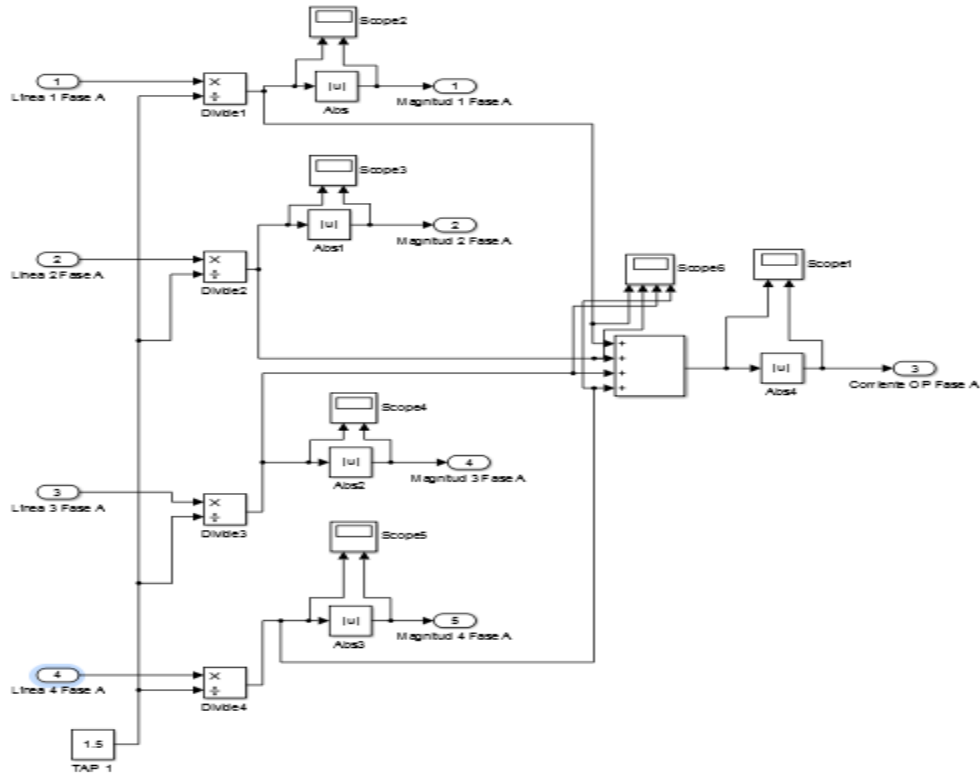


Figura 6.4. Cálculos de las Corrientes de Operación.

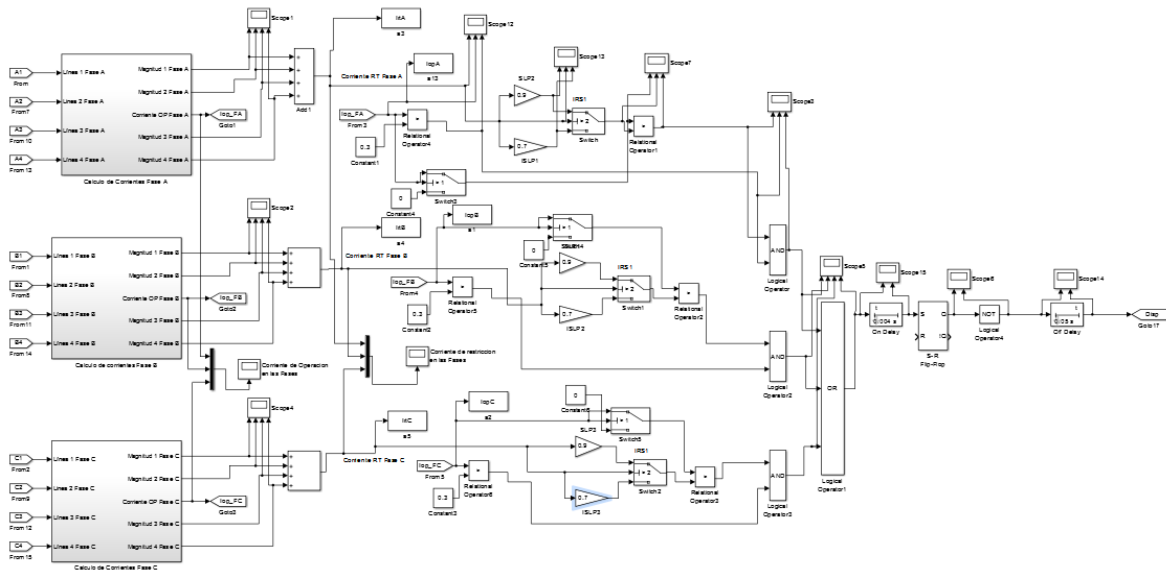


Figura 6.5. Lógica del relevador estático diferencial de barra.

6.1.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.

6.1.2.1. Operación Normal del sistema con carga nominal.

Corrientes Primarias:

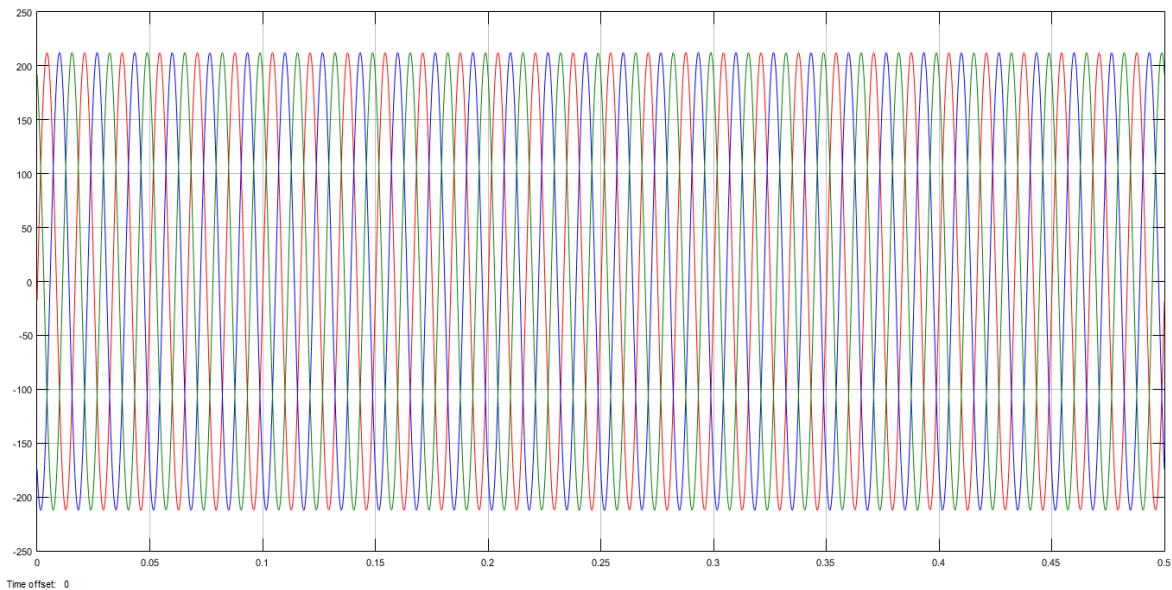


Figura 6.6. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 1 con carga nominal.

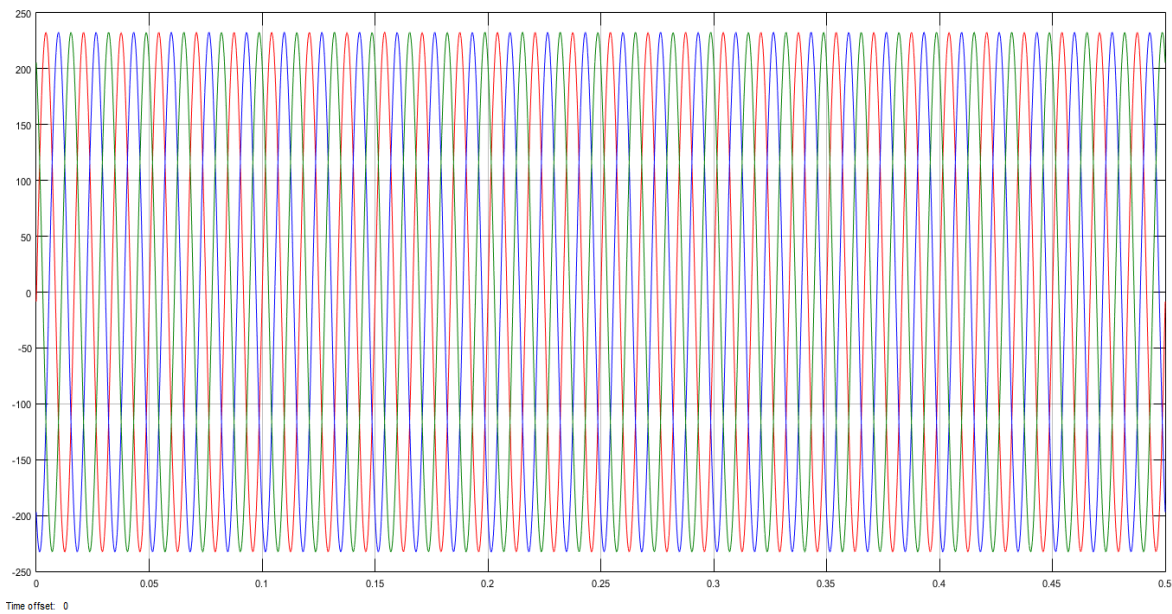


Figura 6.7. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 2 con carga nominal.

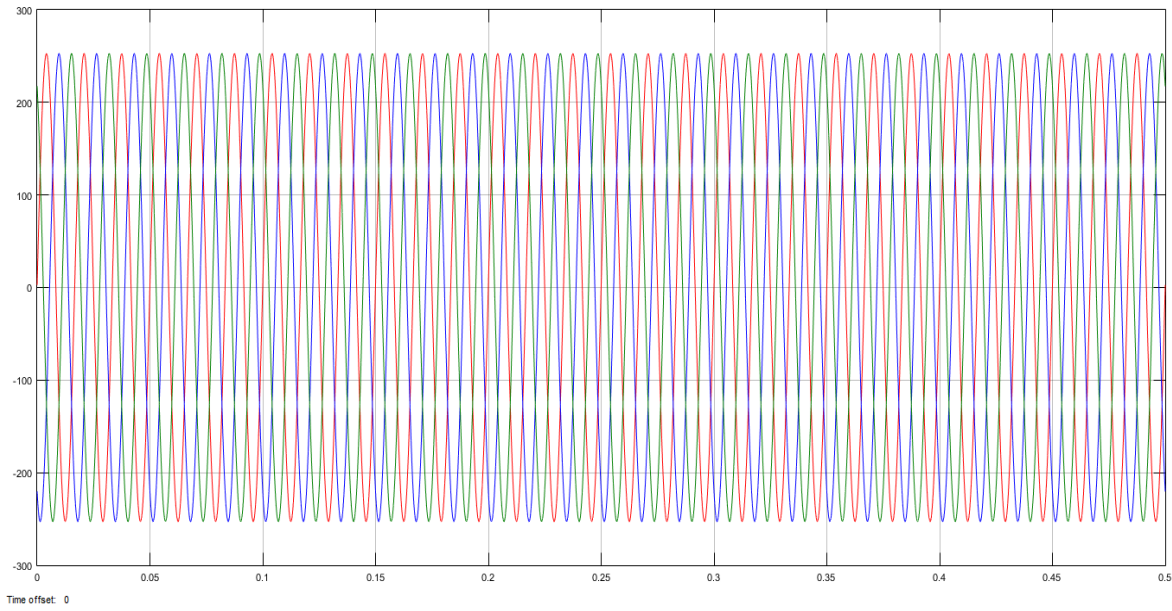


Figura 6.8. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Generador 3 con carga nominal.

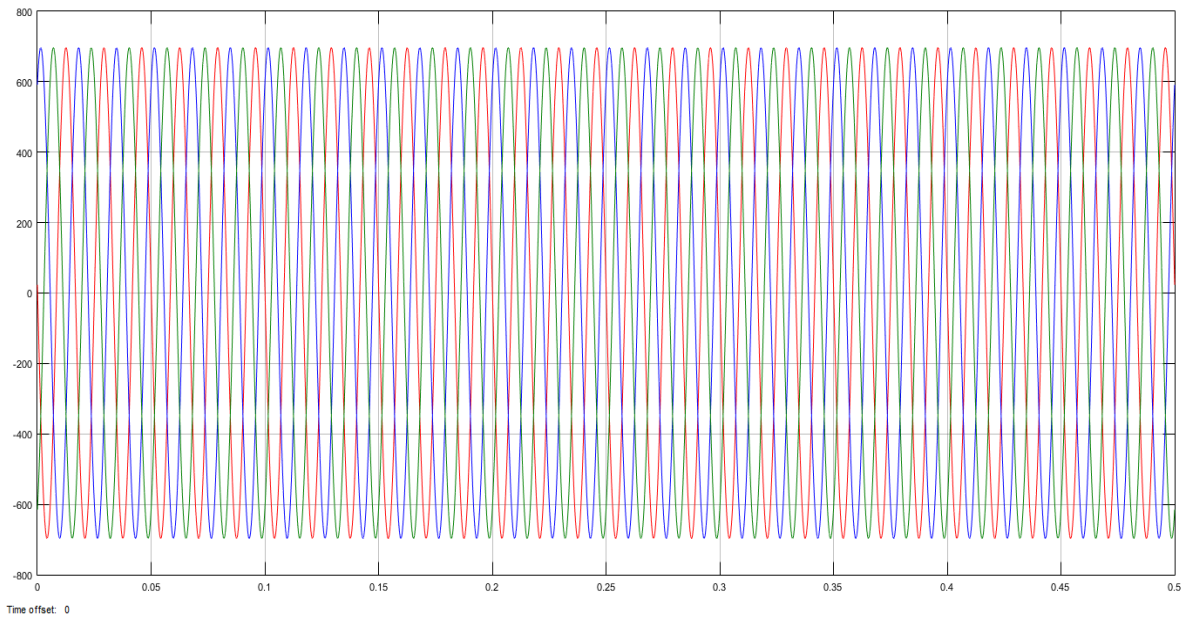


Figura 6.9. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con Carga nominal.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

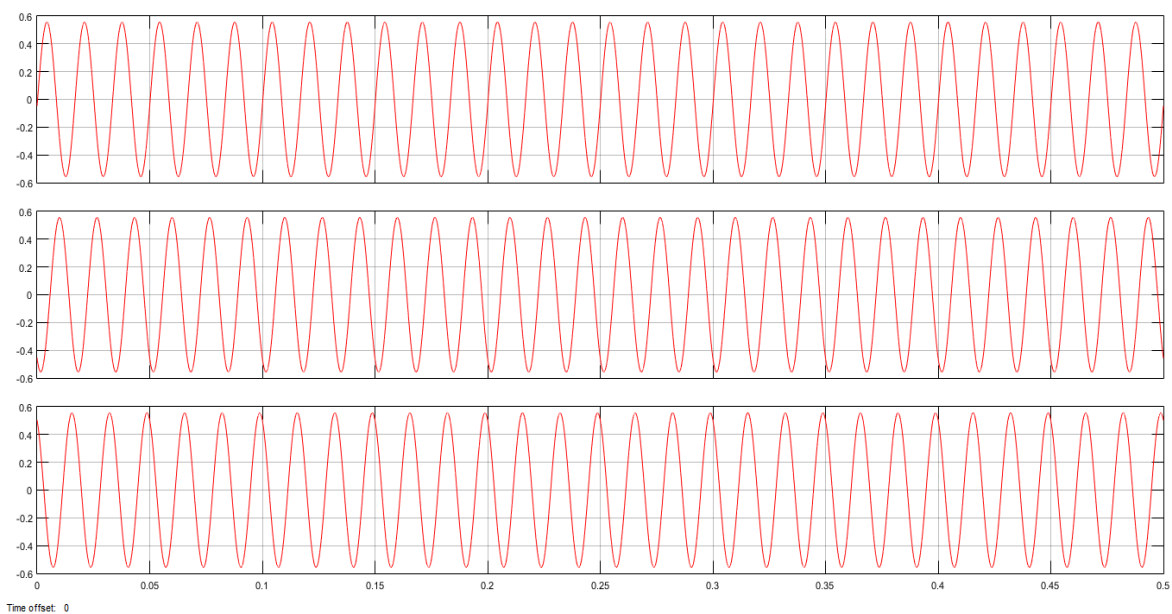


Figura 6.10. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con carga nominal.

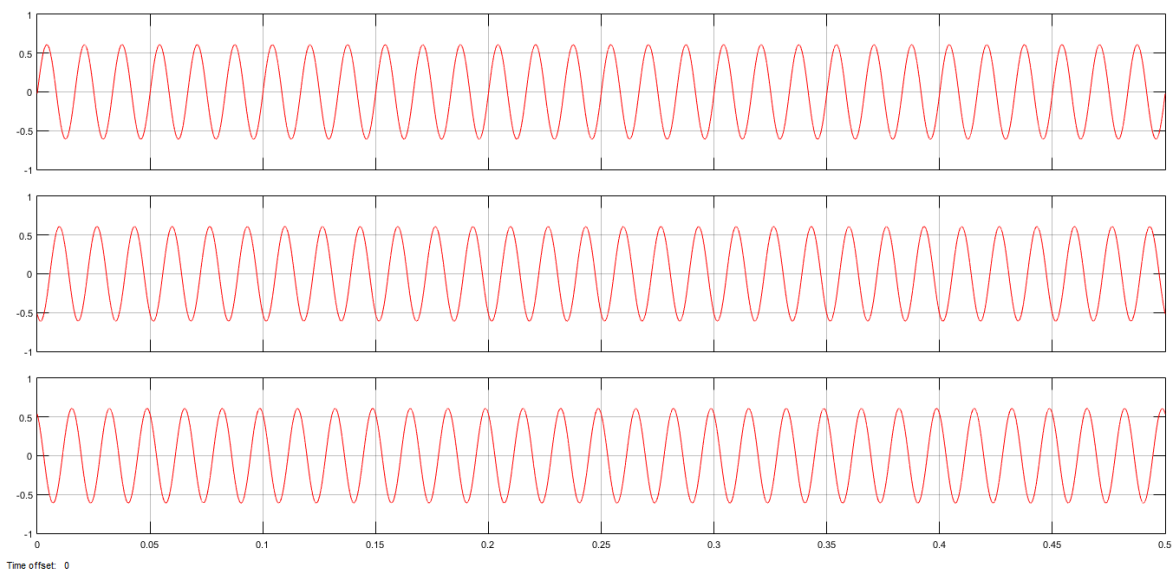


Figura 6.11. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con carga nominal.

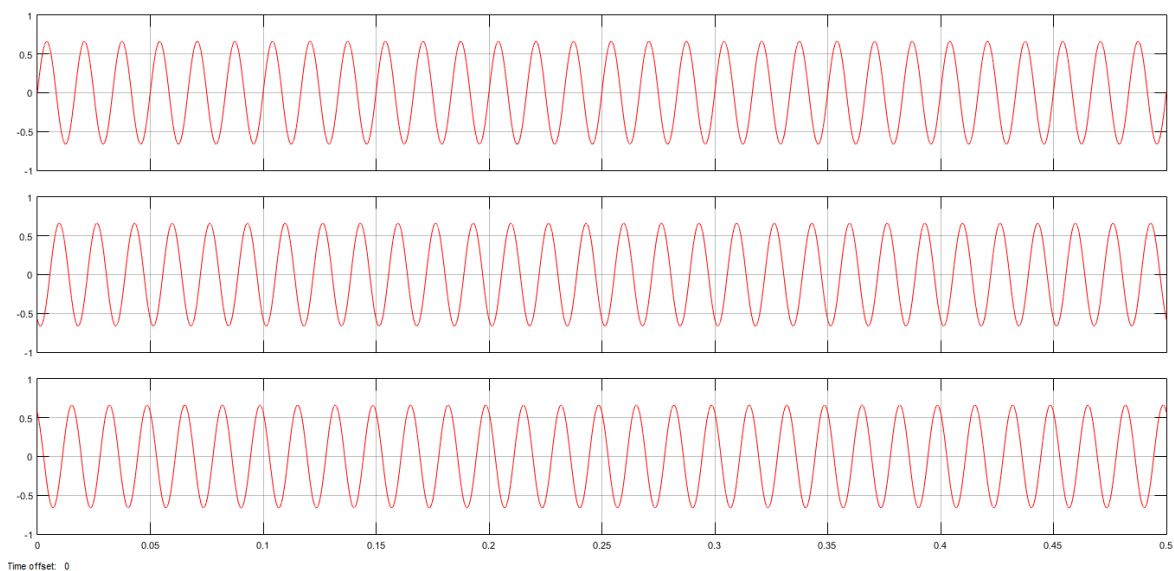


Figura 6.12. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con carga nominal.

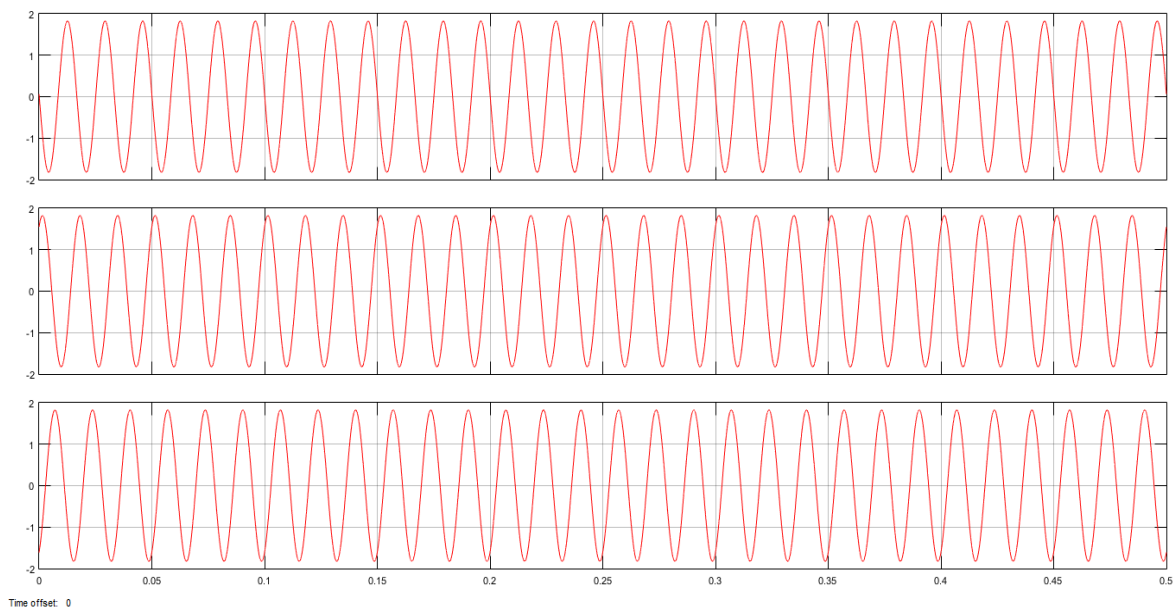


Figura 6.13. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con Carga nominal.

Corrientes de Operación y Restricción:

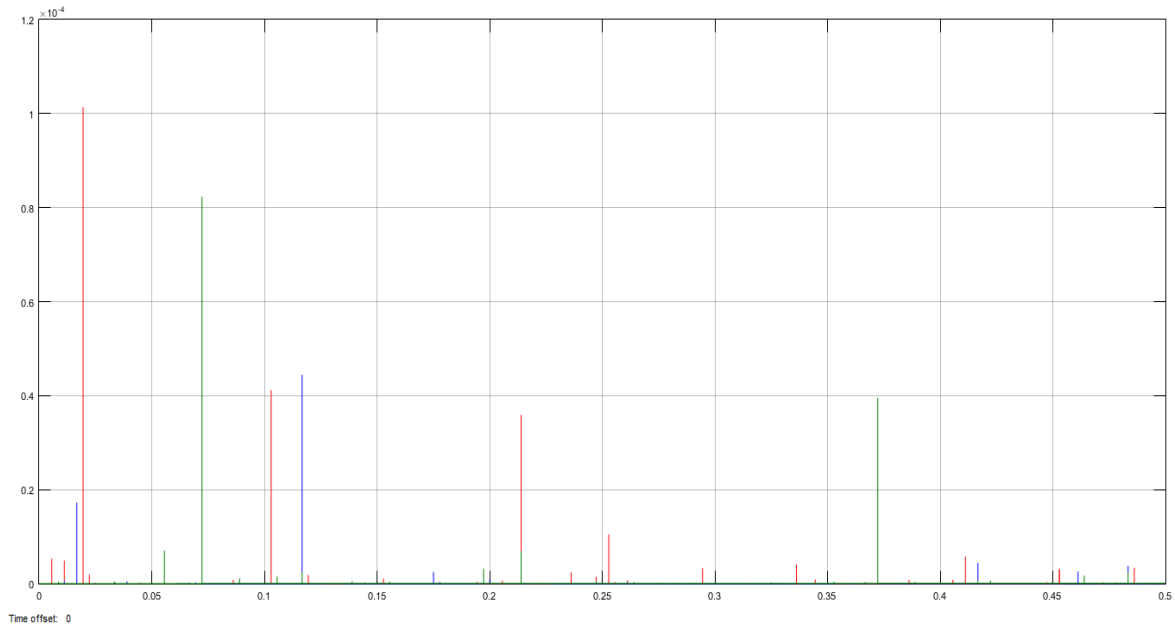


Figura 6.14. Oscilograma de la corriente de Operación sin falla en el sistema con Carga Nominal.

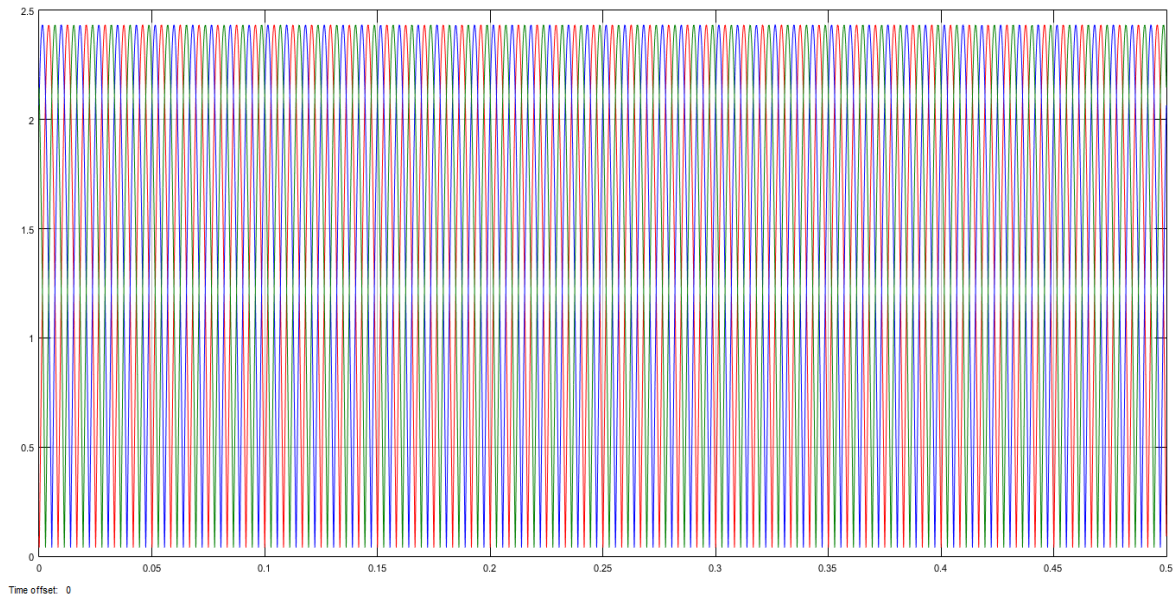


Figura 6.15. Oscilograma de la corriente de Restricción sin falla en el sistema con Carga Nominal.

Región de Operación del Relevador:

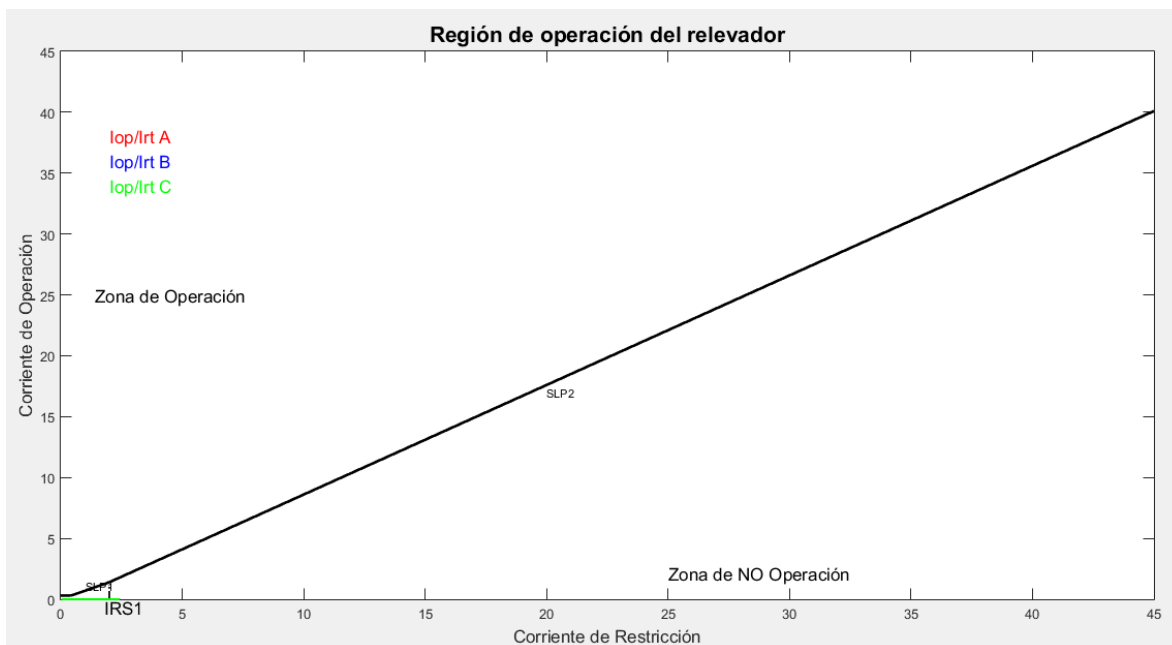


Figura 6.16. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción sin falla en el sistema con carga nominal.

Señal de Disparo:

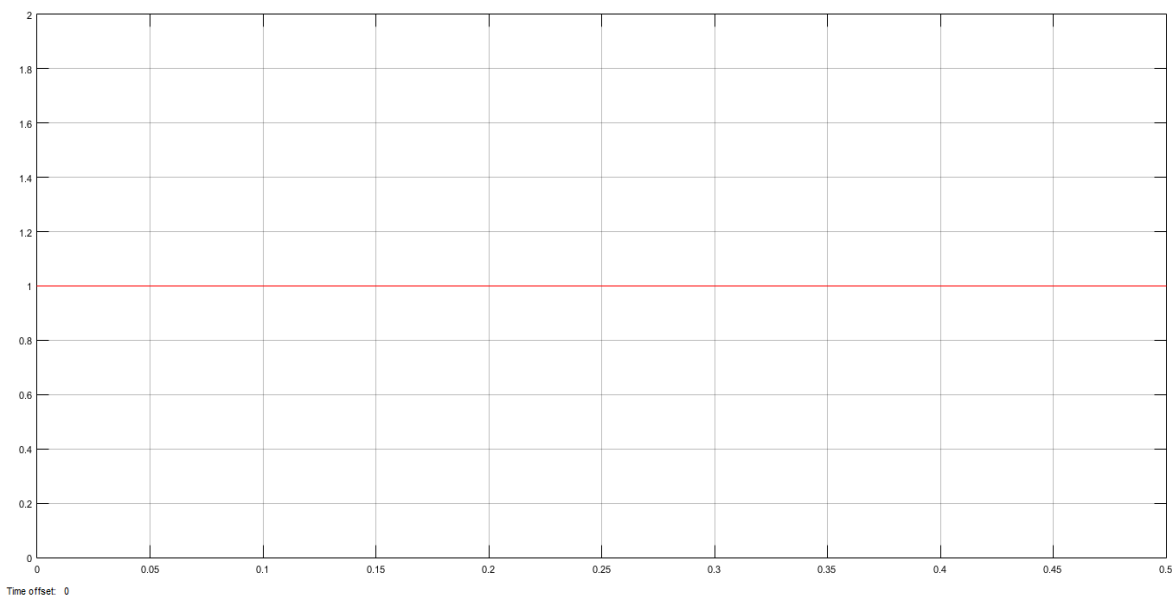


Figura 6.17. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.

6.1.2.2. Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga.

Corrientes Primarias:

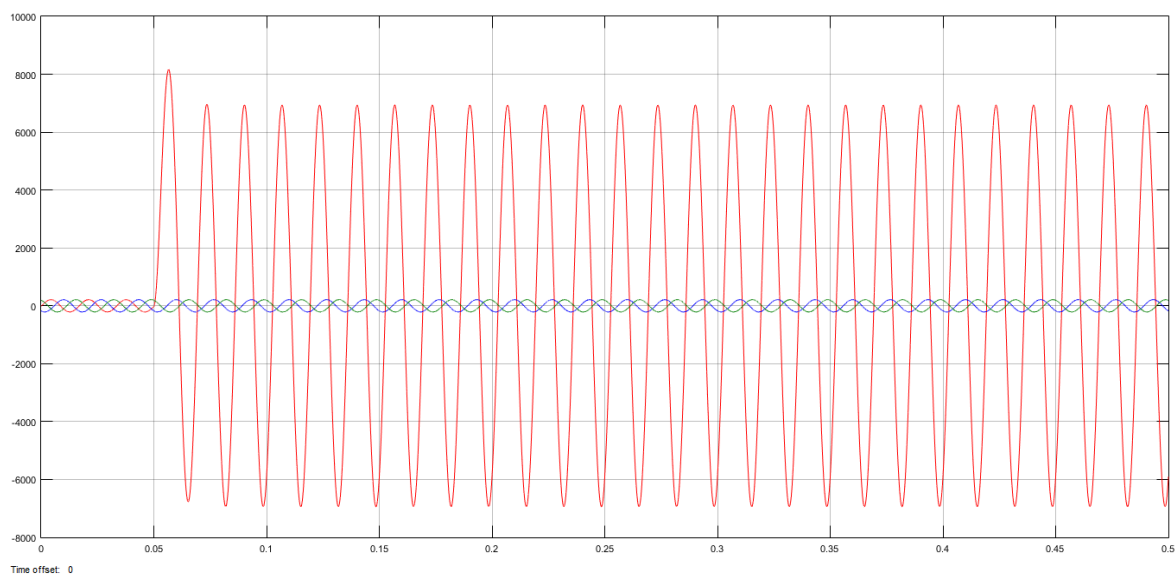


Figura 6.18. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.

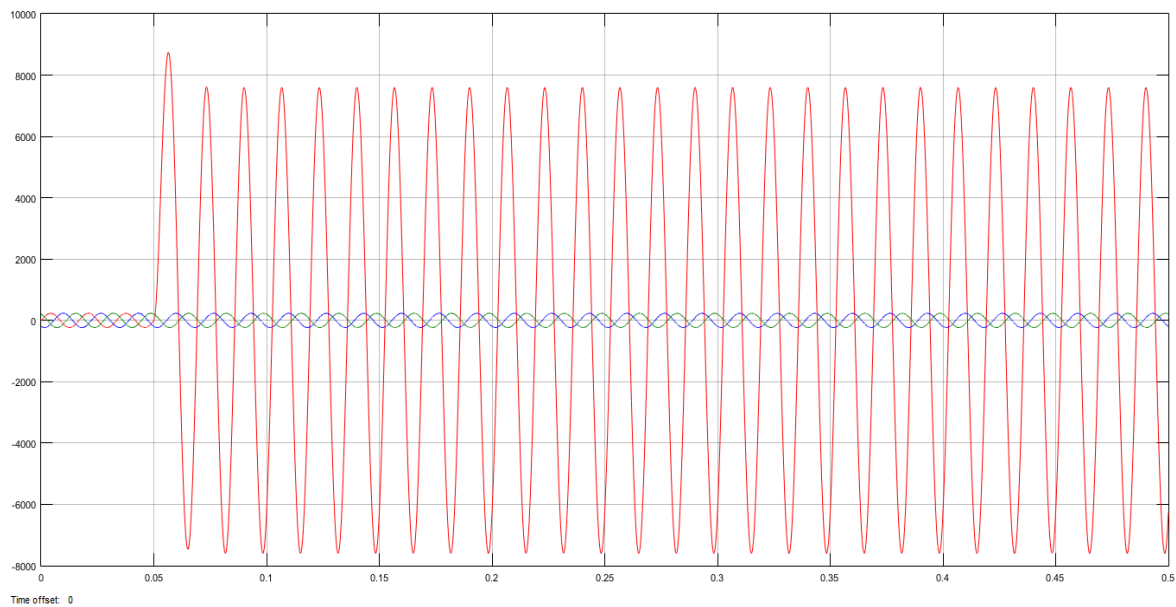


Figura 6.19. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.

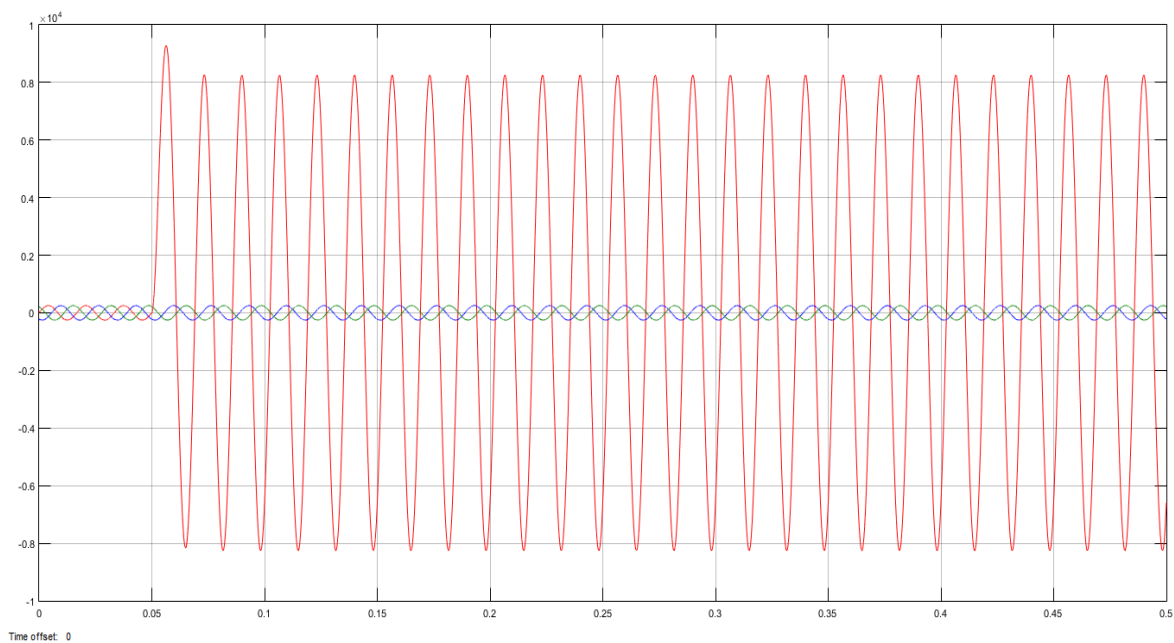


Figura 6.20. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.

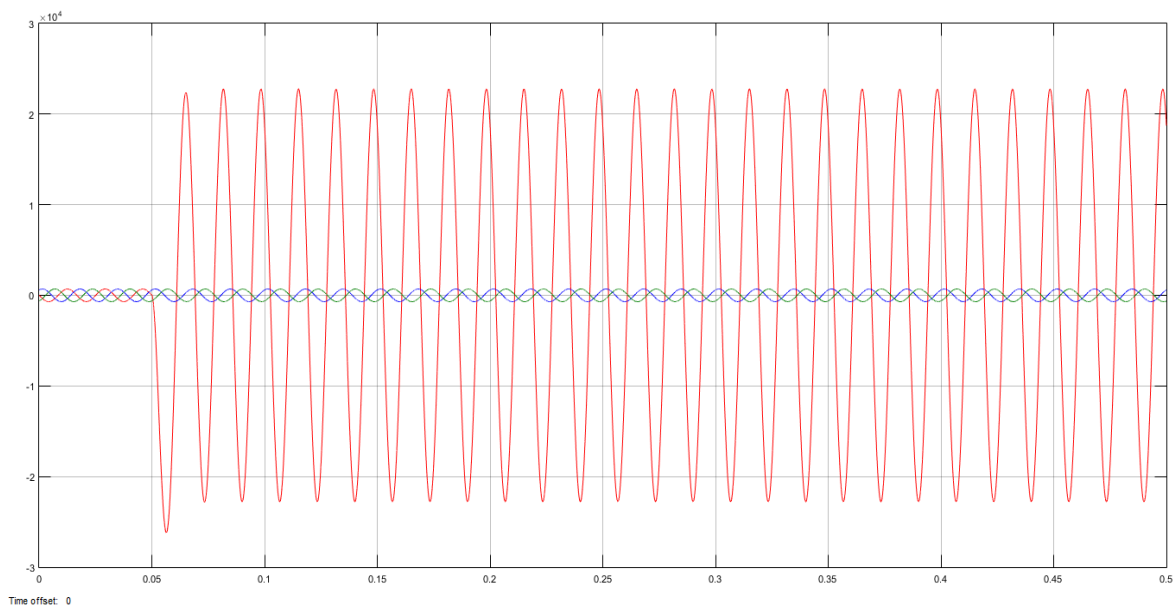


Figura 6.21. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

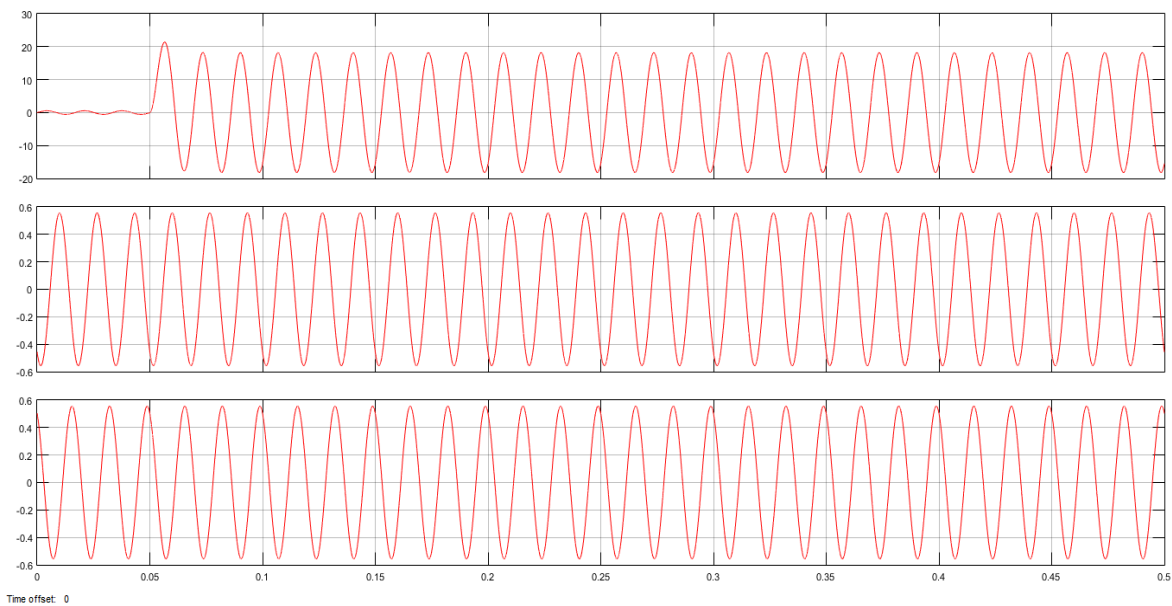


Figura 6.22. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Externa.

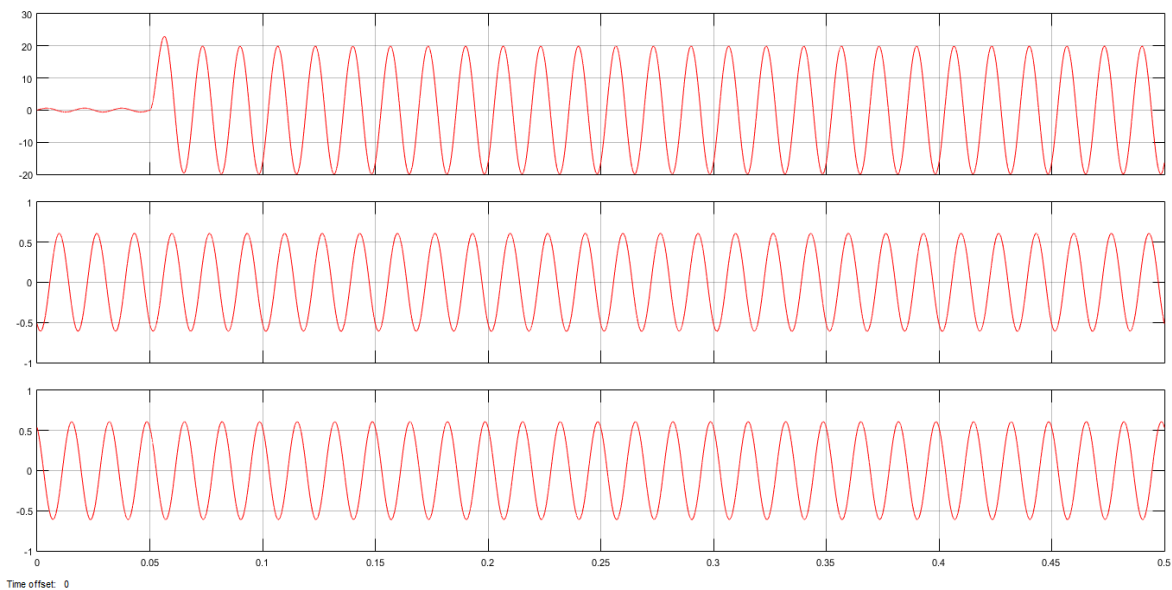


Figura 6.23. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Externa.

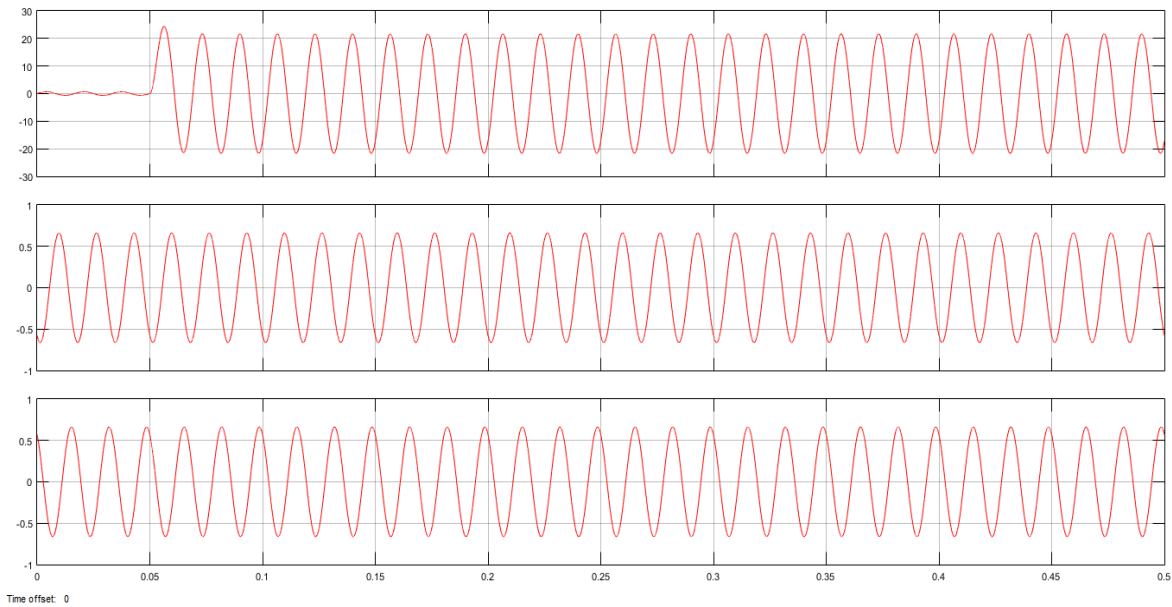


Figura 6.24. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Externa.

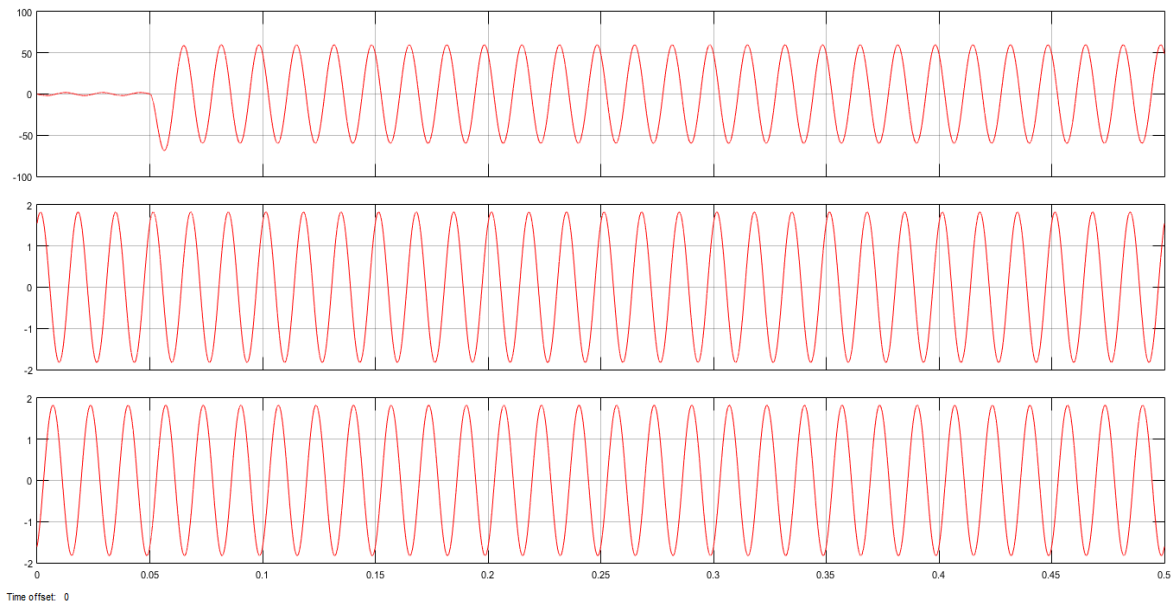


Figura 6.25. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

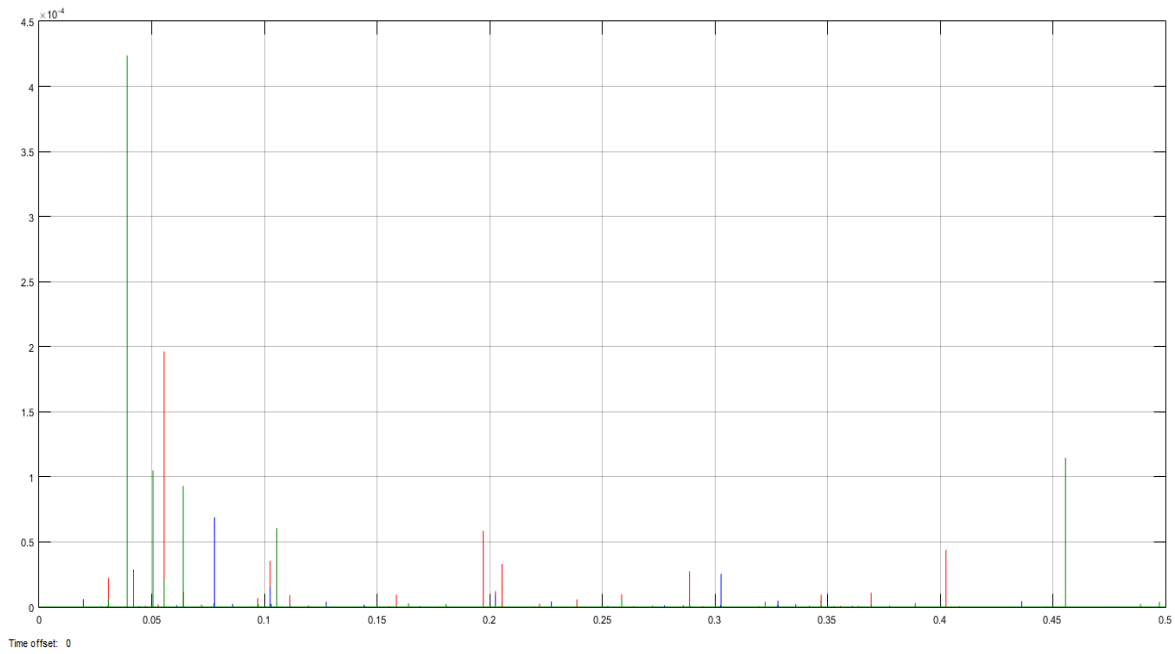


Figura 6.26. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Externa.

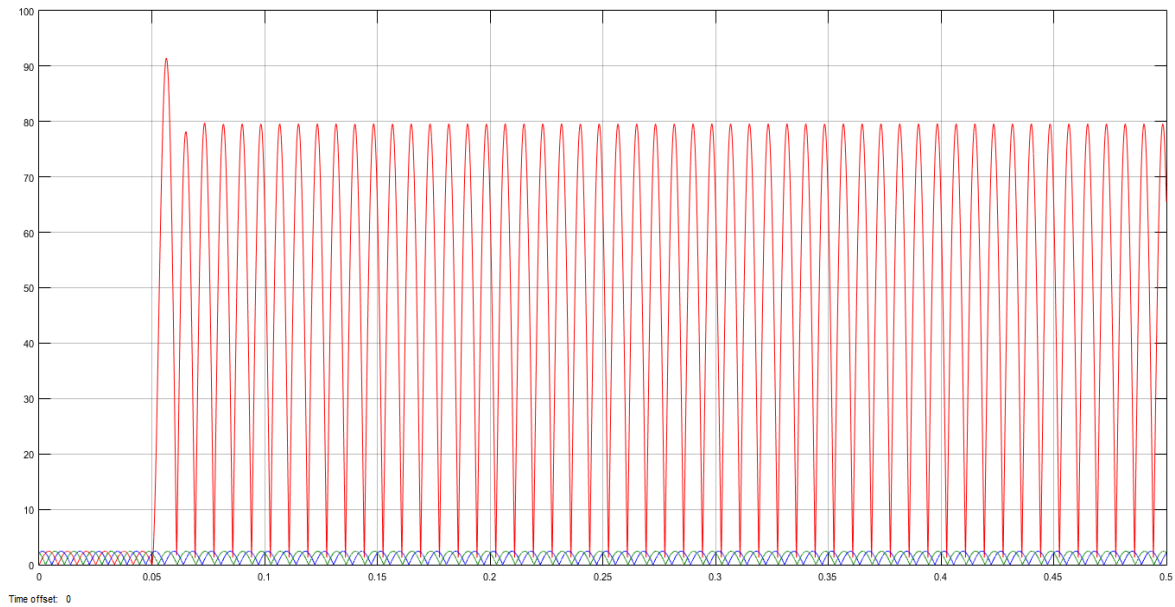


Figura 6.27. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Externa.

Región de Operación del Relevador:

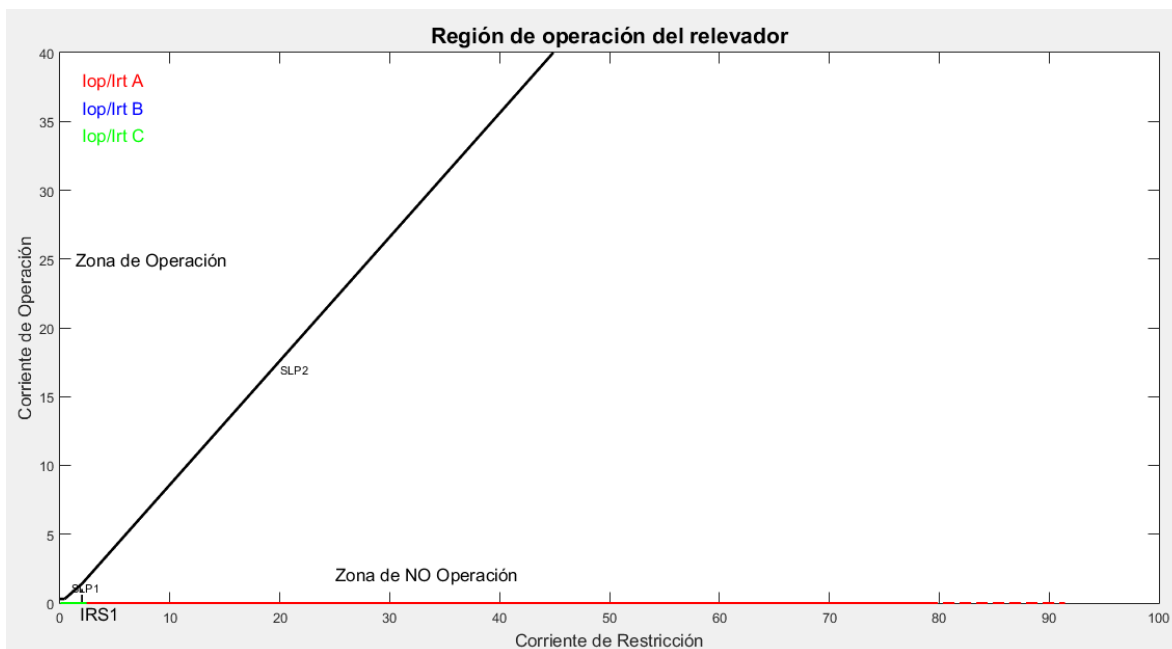


Figura 6.28. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Externa.

Señal de Disparo:

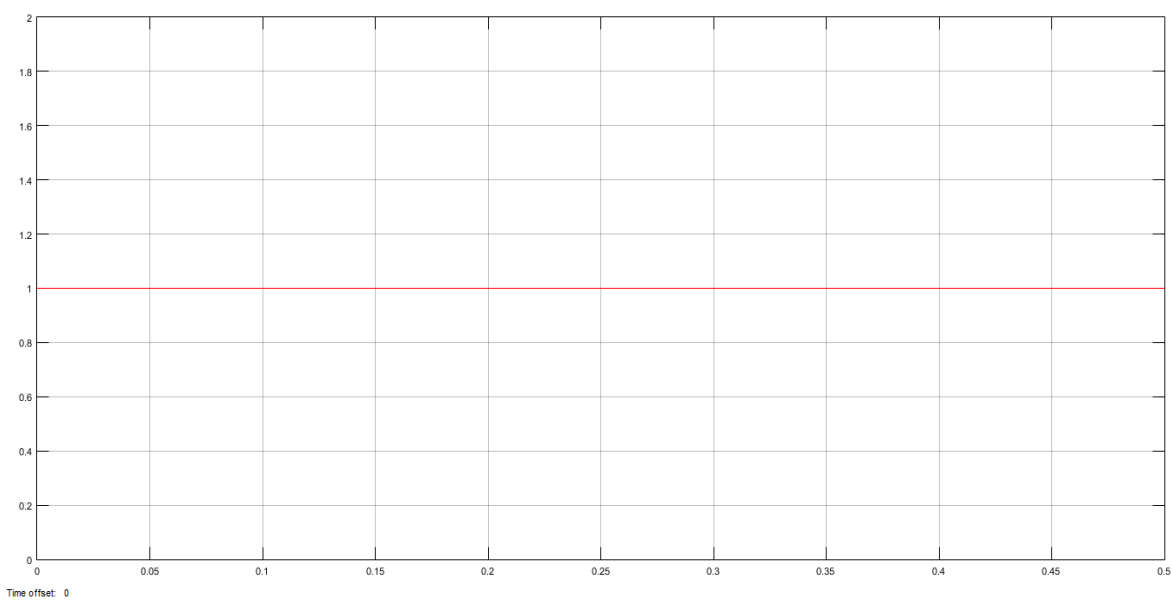


Figura 6.29. Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el Sistema.

6.1.2.3. *Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga.*

Corrientes Primarias:

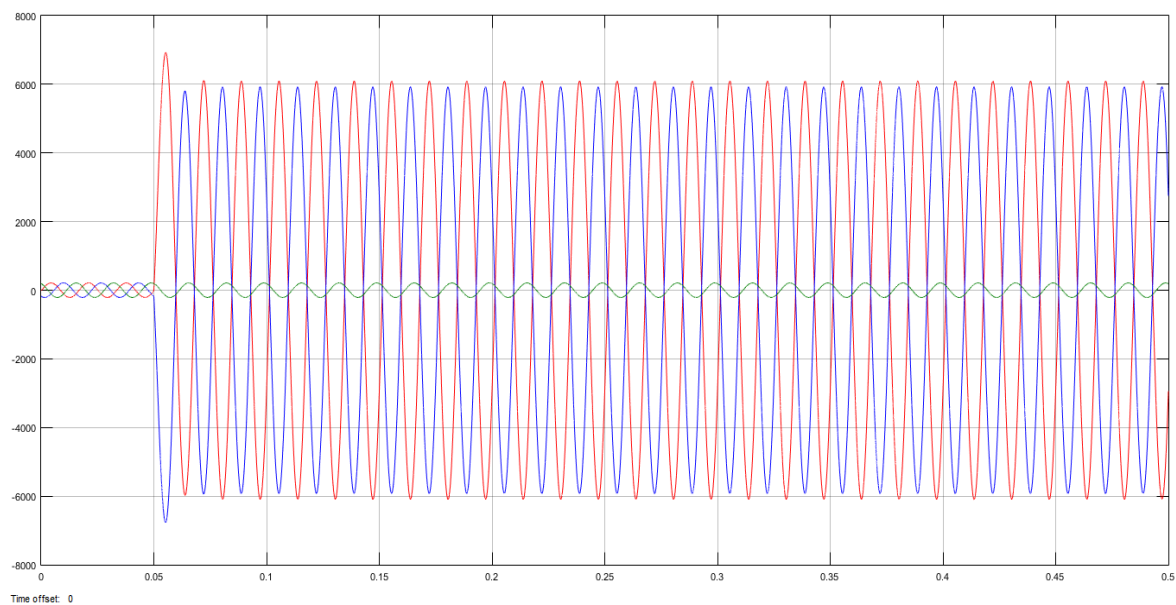


Figura 6.30. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.*

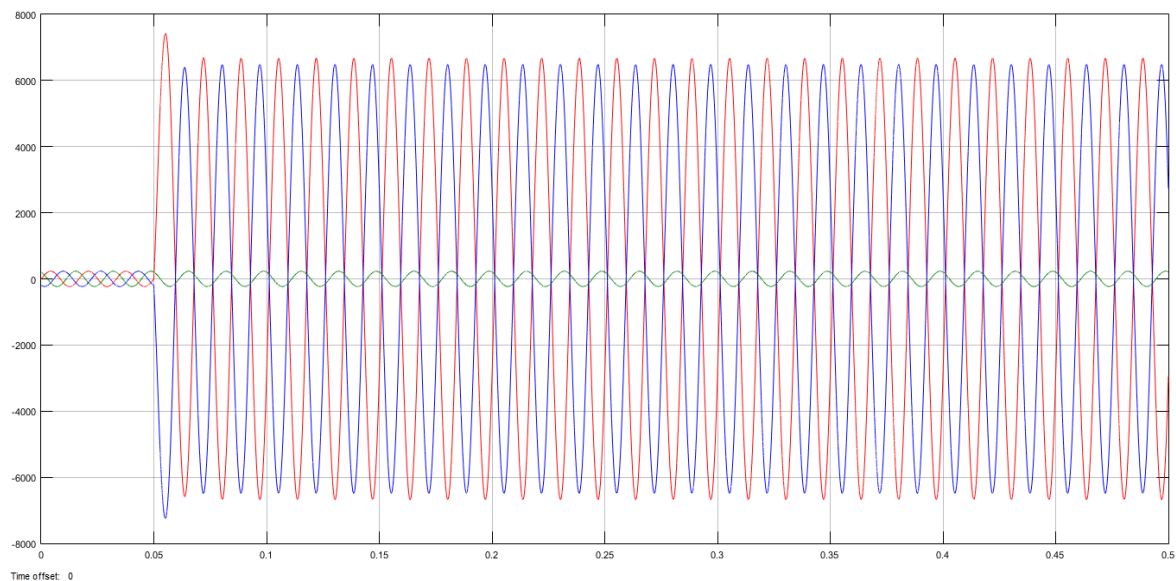


Figura 6.31. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.*

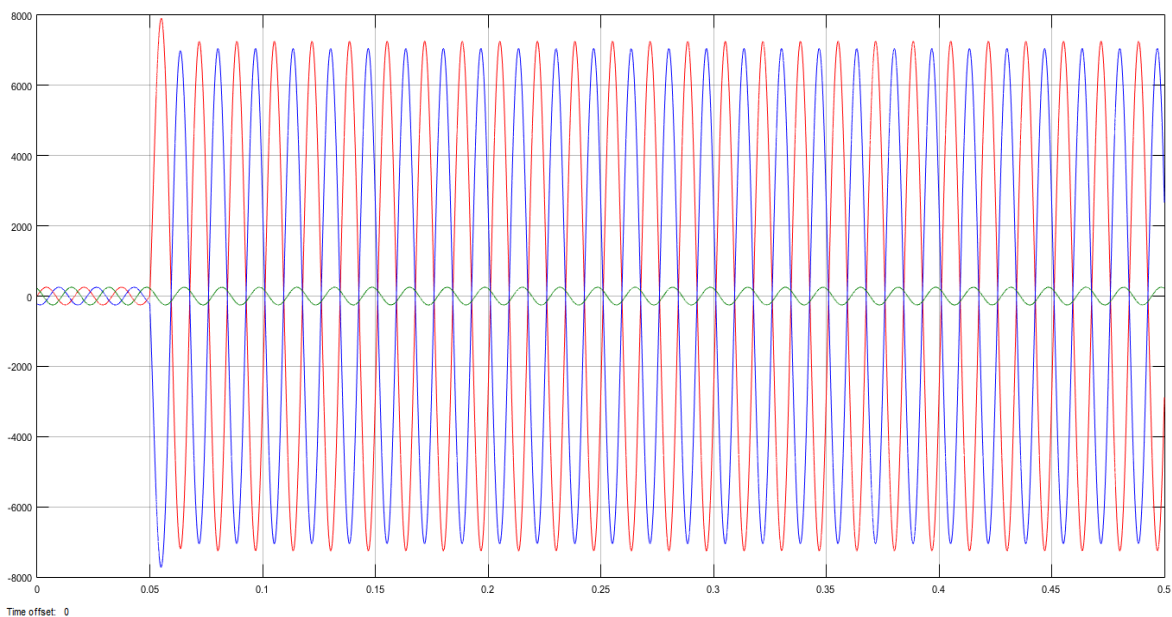


Figura 6.32. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.

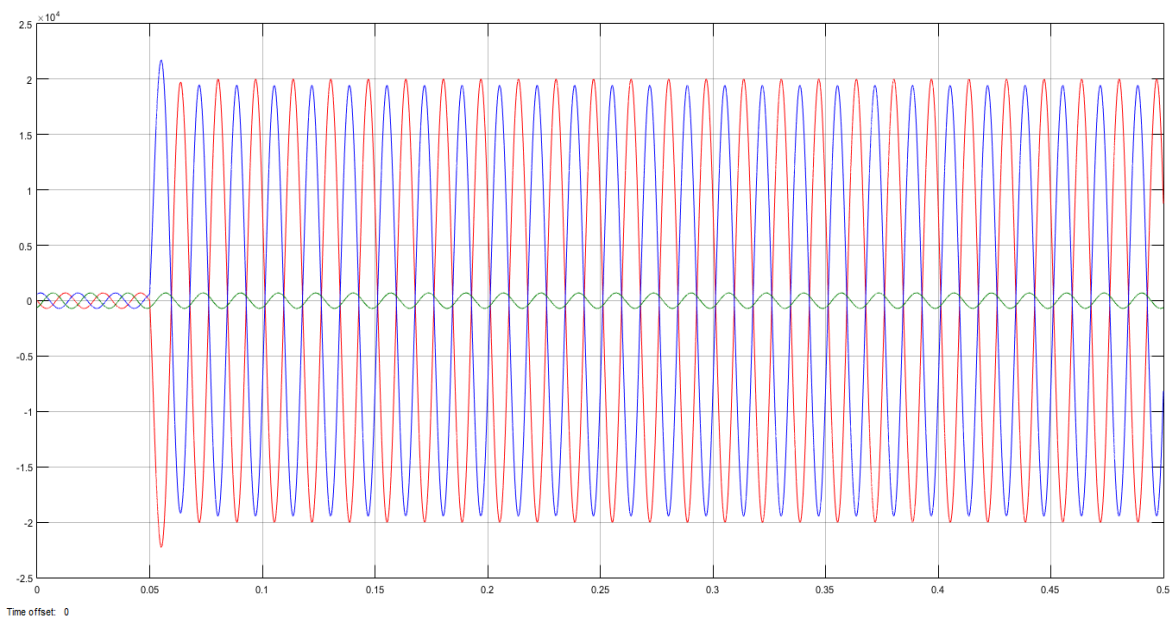


Figura 6.33. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

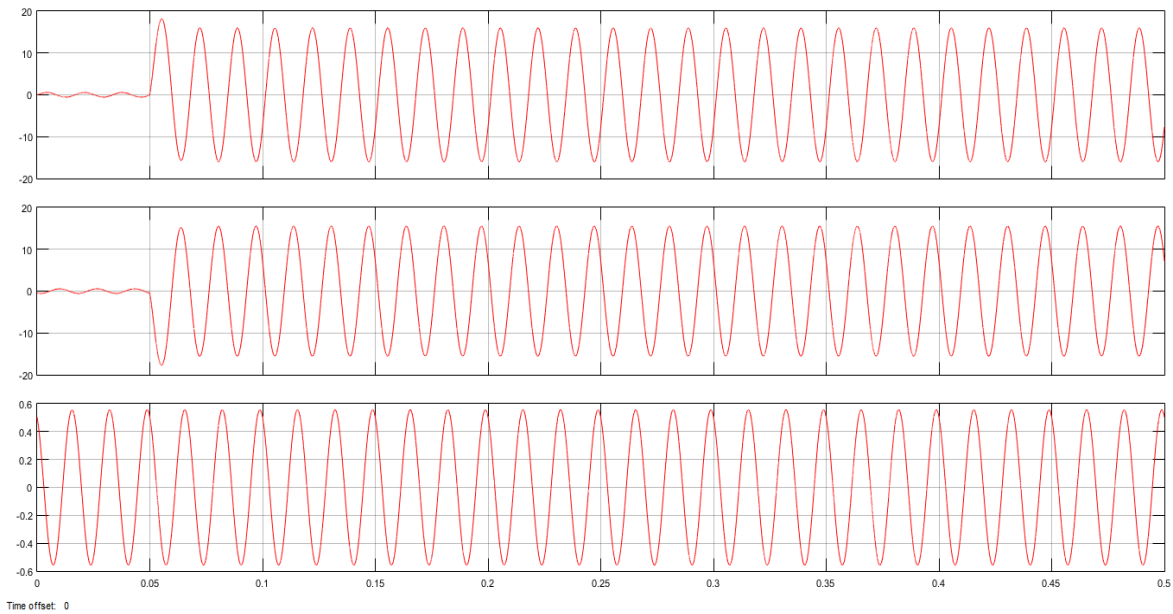


Figura 6.34. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Externa.

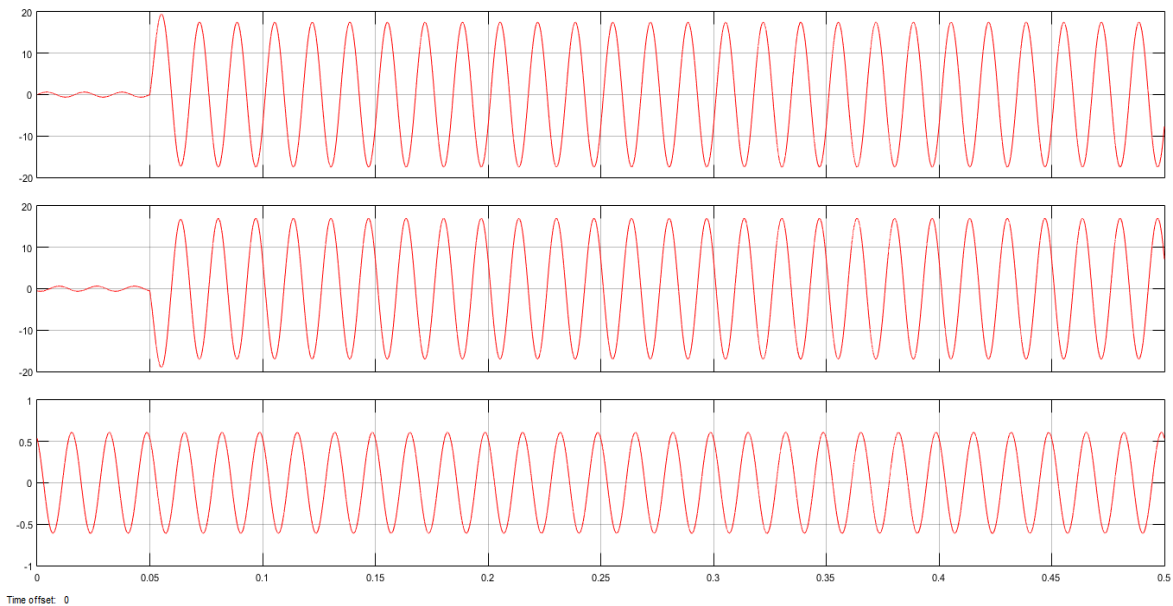


Figura 6.35. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Externa.

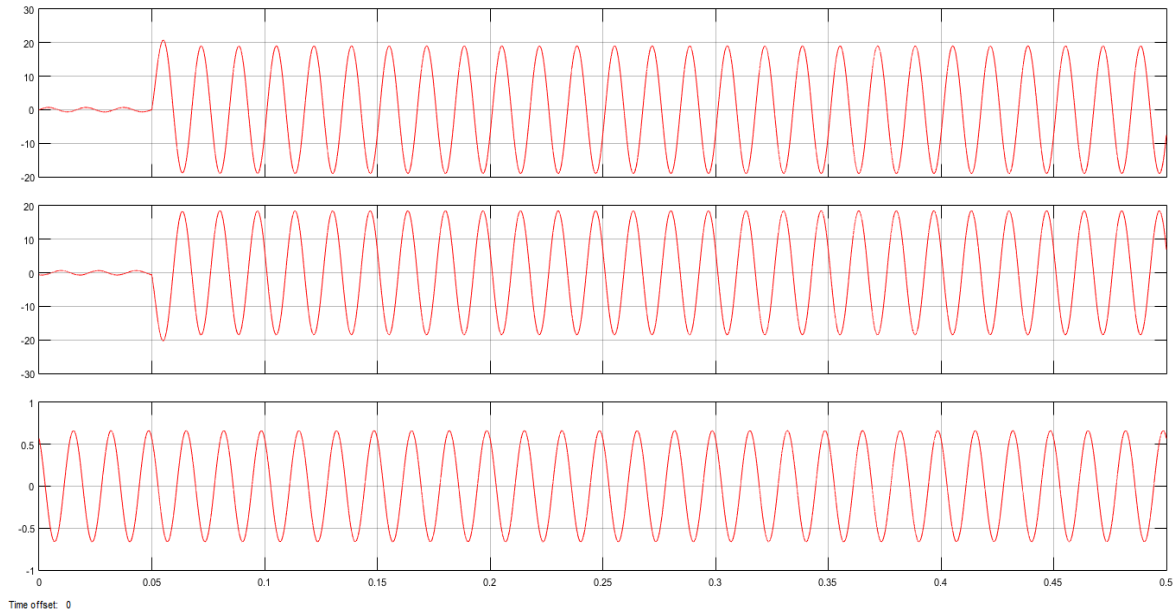


Figura 6.36. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Externa.

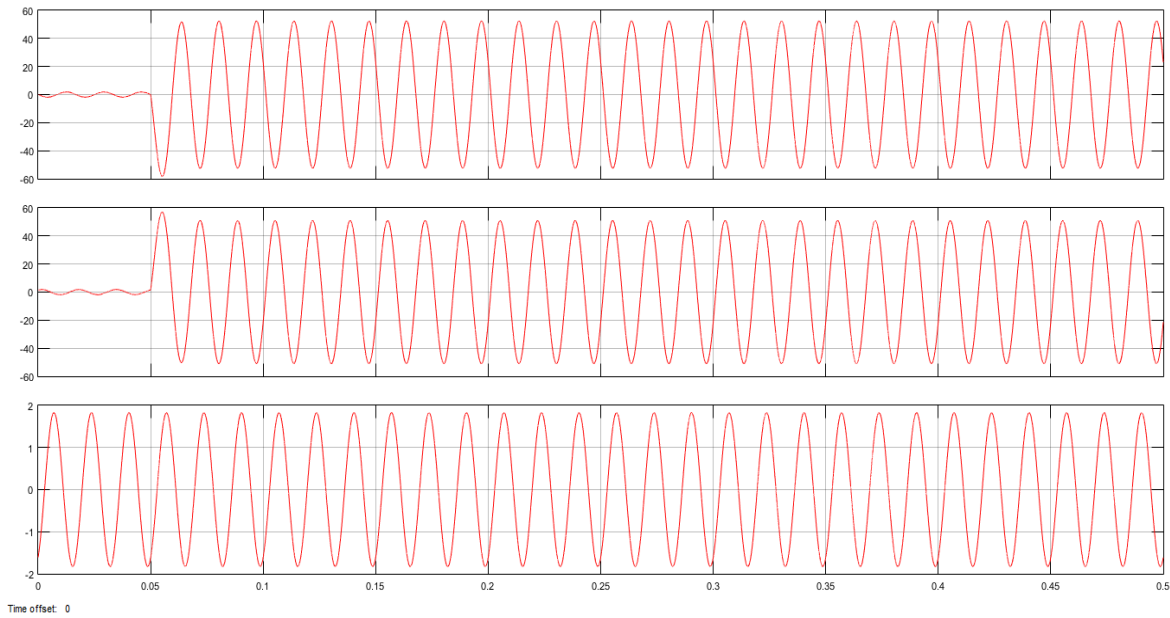


Figura 6.37. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

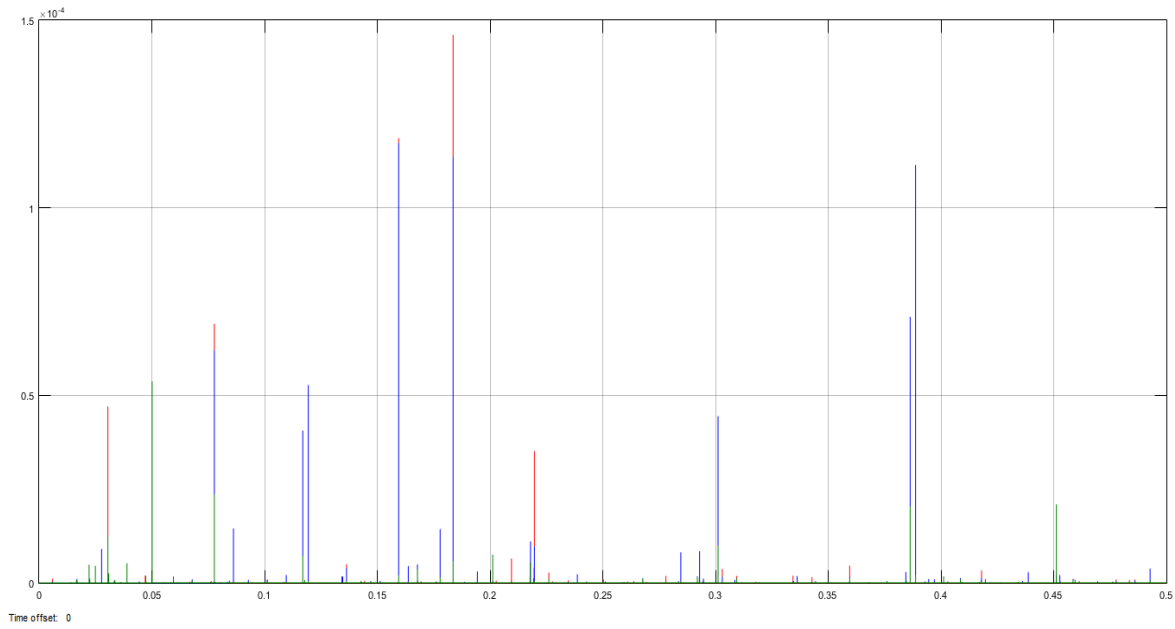


Figura 6.38. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Externa.

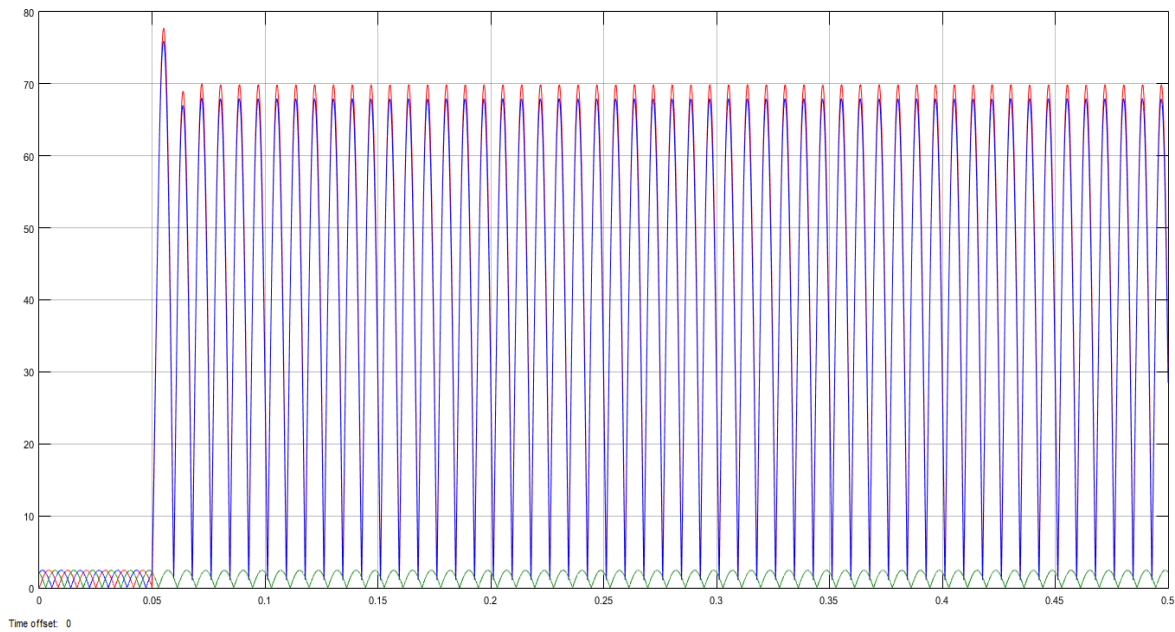


Figura 6.39. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Externa.

Región de Operación del Relevador:

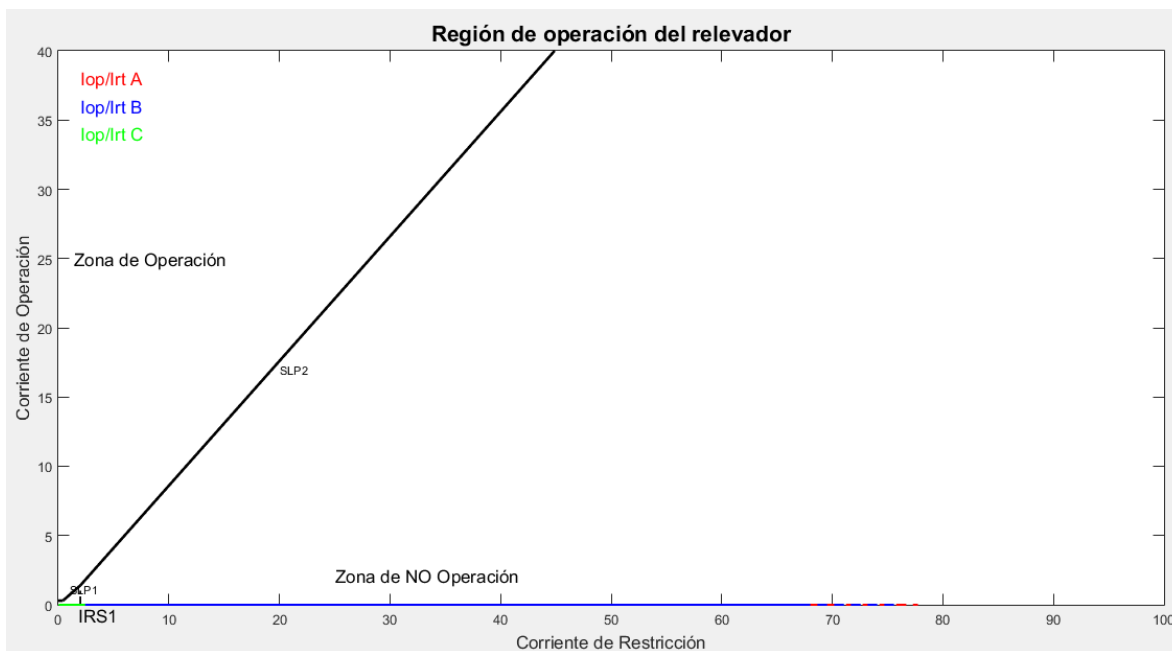


Figura 6.40. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Externa.

Señal de Disparo:

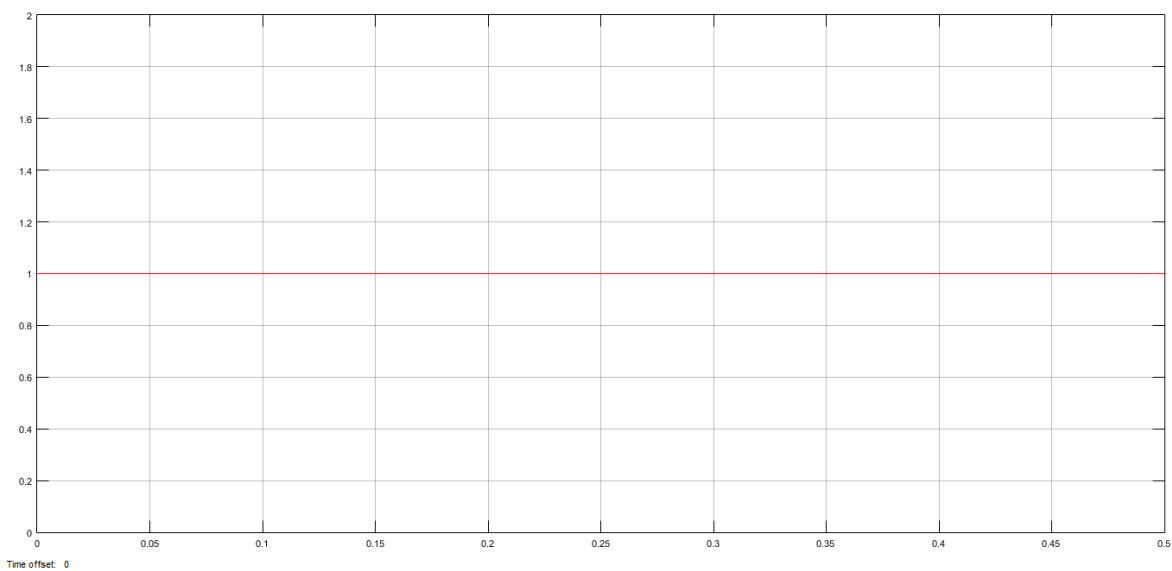


Figura 6.41. Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el Sistema.

6.1.2.4. *Falla Trifásica Externa (Las tres Fases) lado de la Carga.*

Corrientes Primarias:

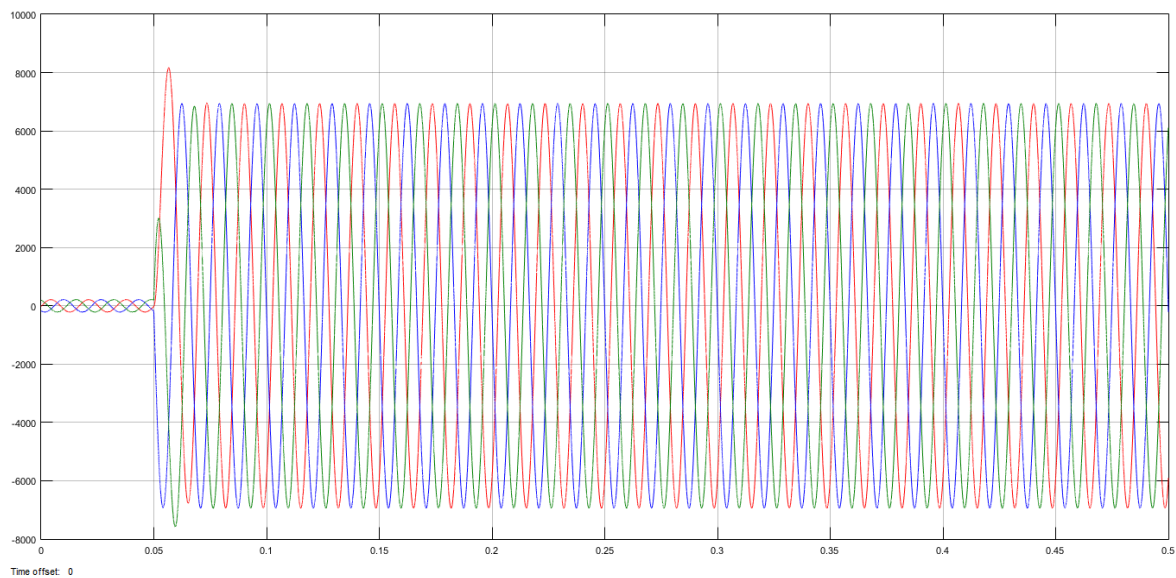


Figura 6.42. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.*

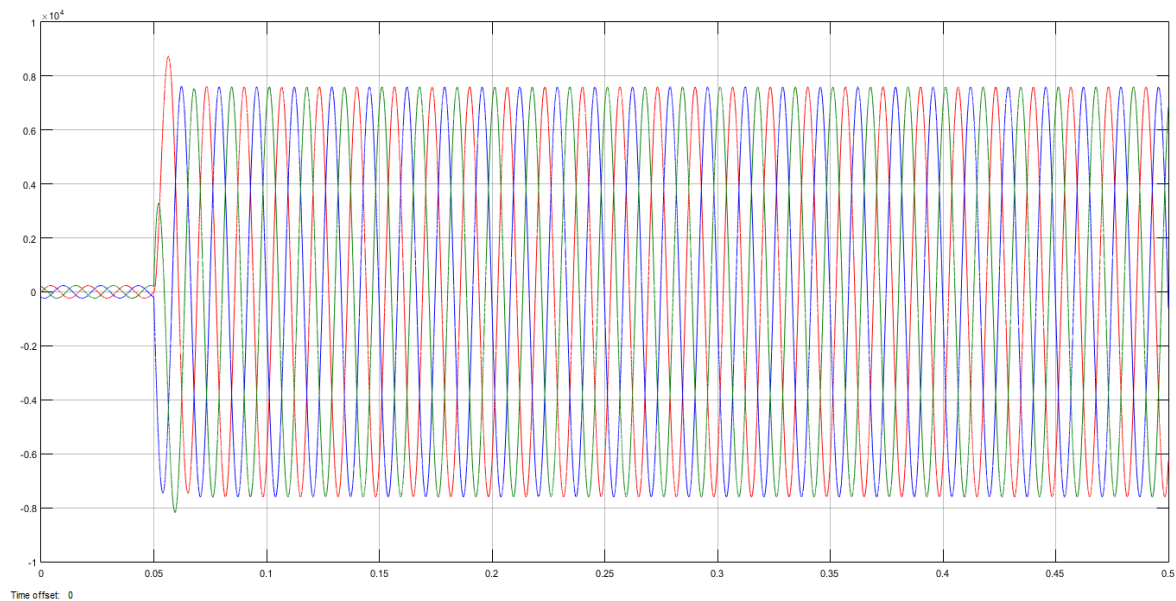


Figura 6.43. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.*

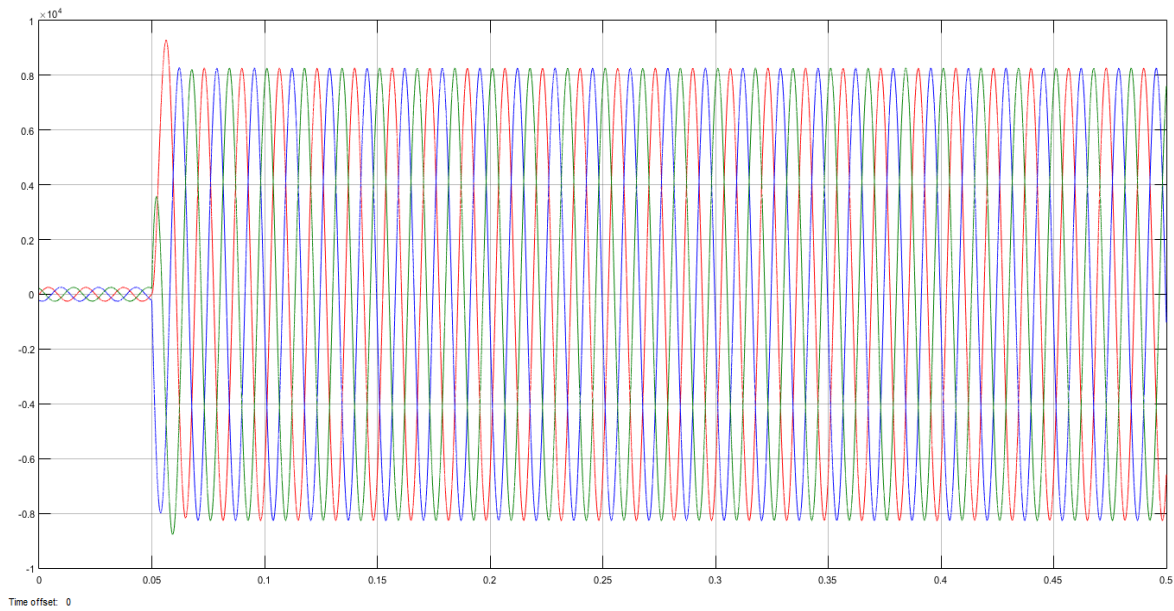


Figura 6.44. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.

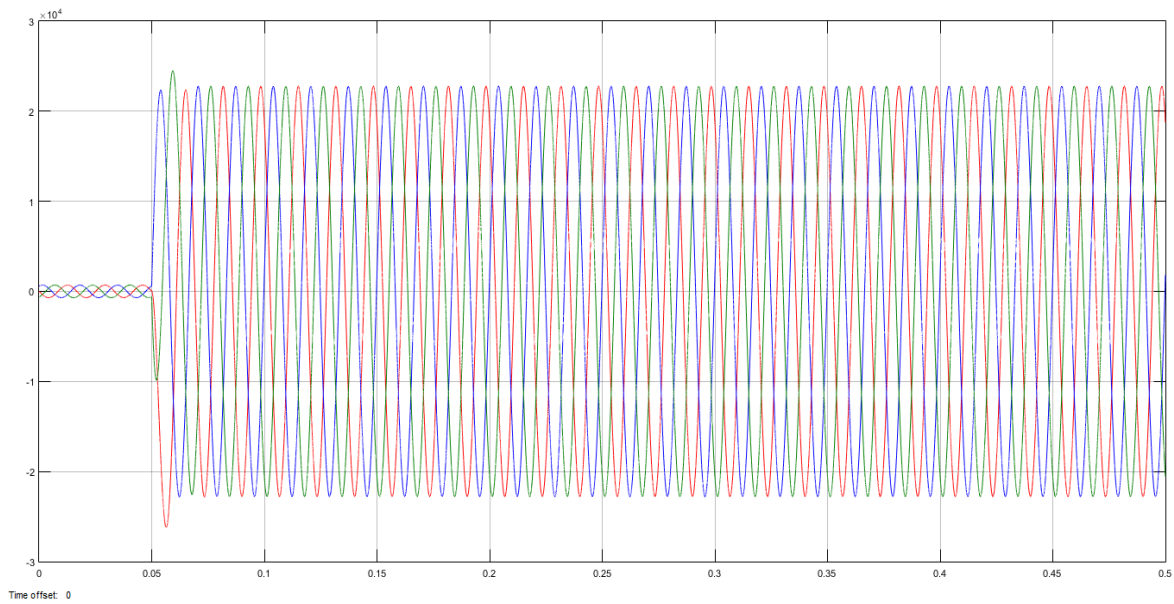


Figura 6.45. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

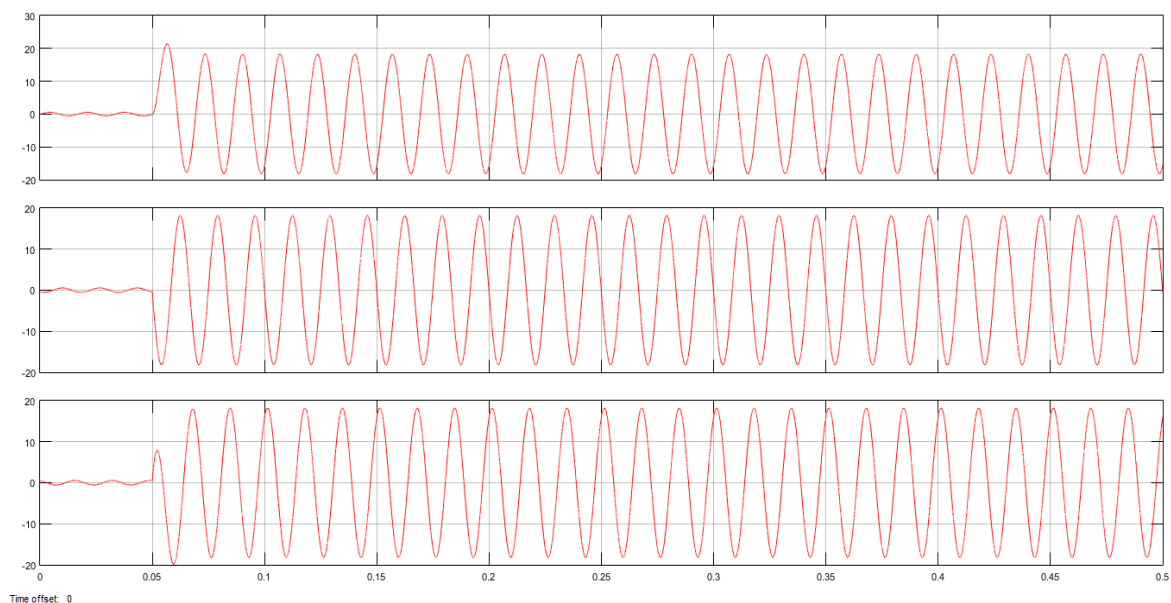


Figura 6.46. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Externa.

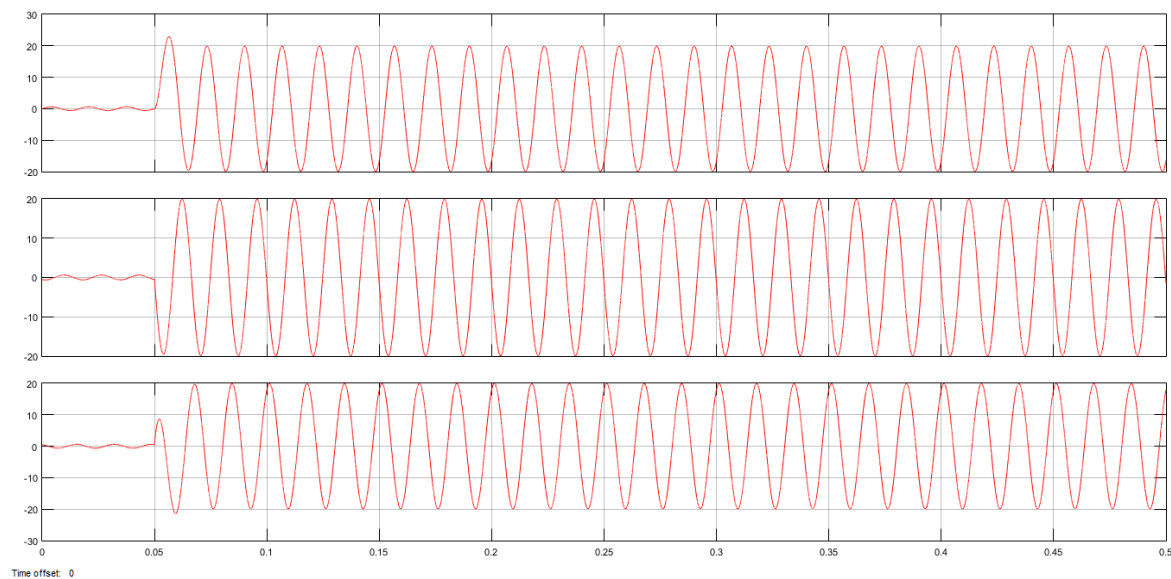


Figura 6.47. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Externa.

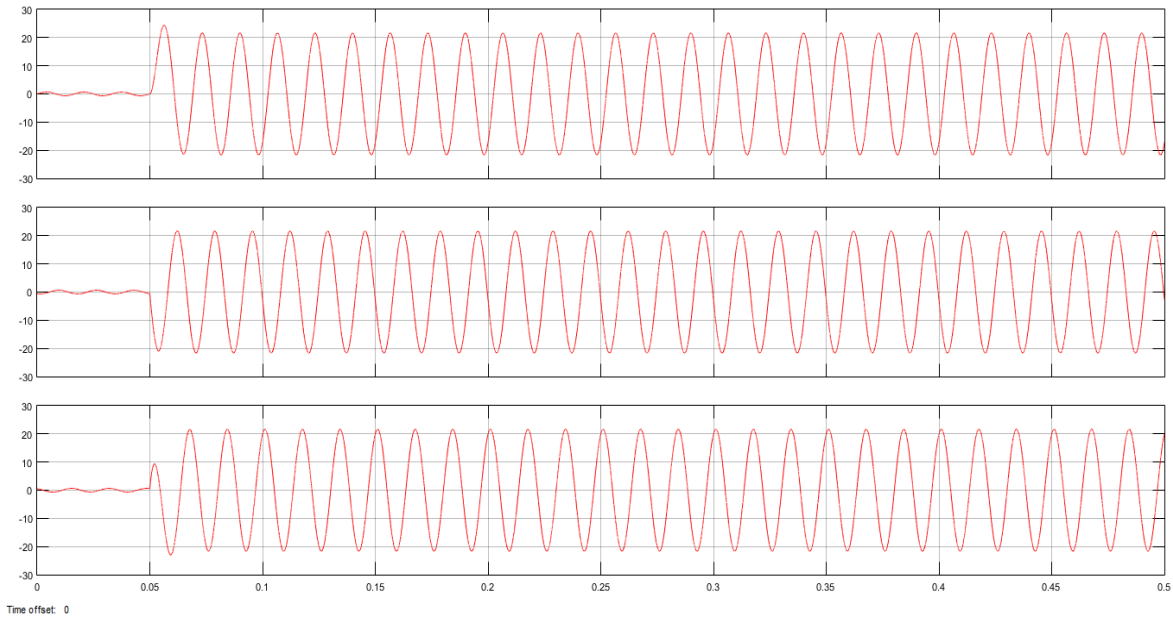


Figura 6.48. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Externa.

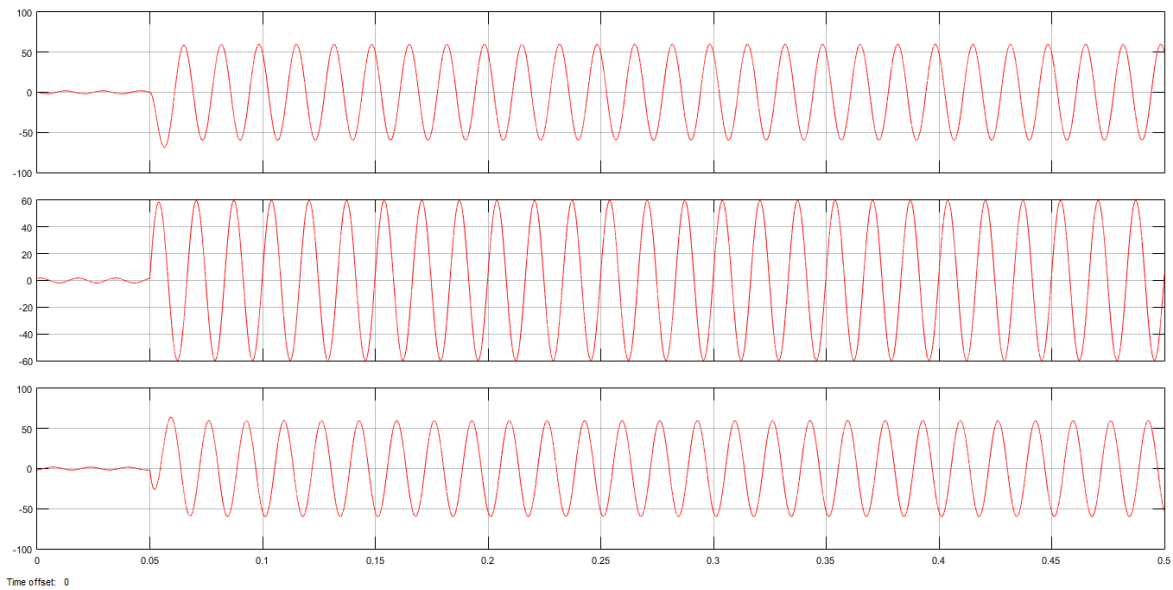


Figura 6.49. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Externa.

Corrientes de Operación y Restricción:

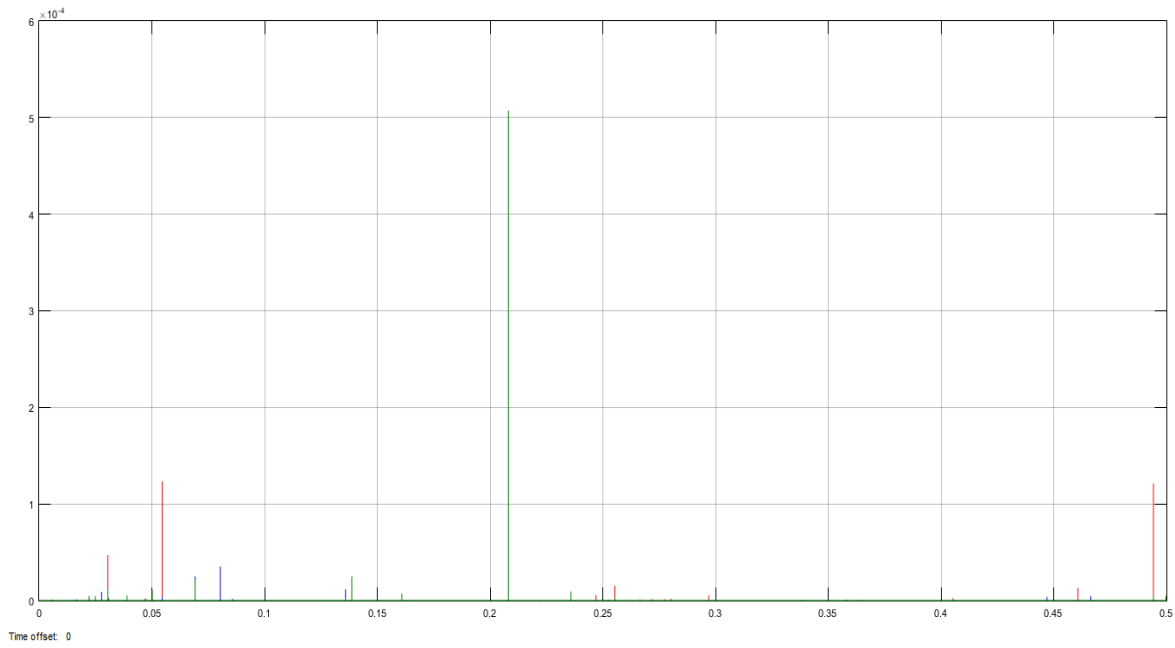


Figura 6.50. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Externa.

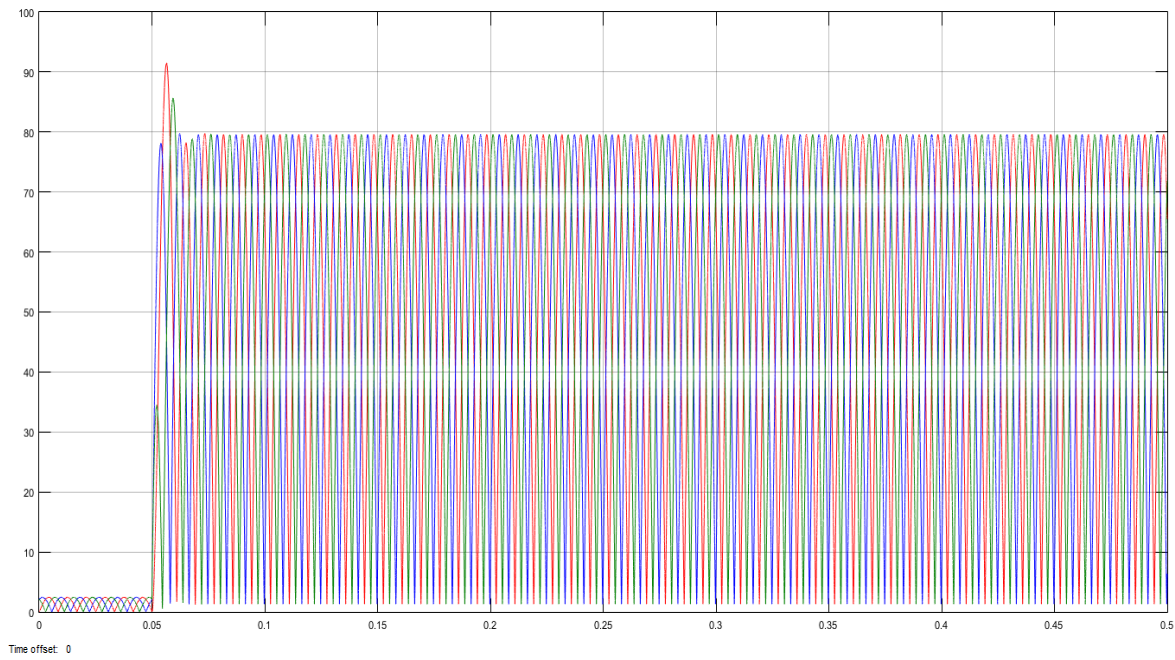


Figura 6.51. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Externa.
Región de Operación del Relevador:

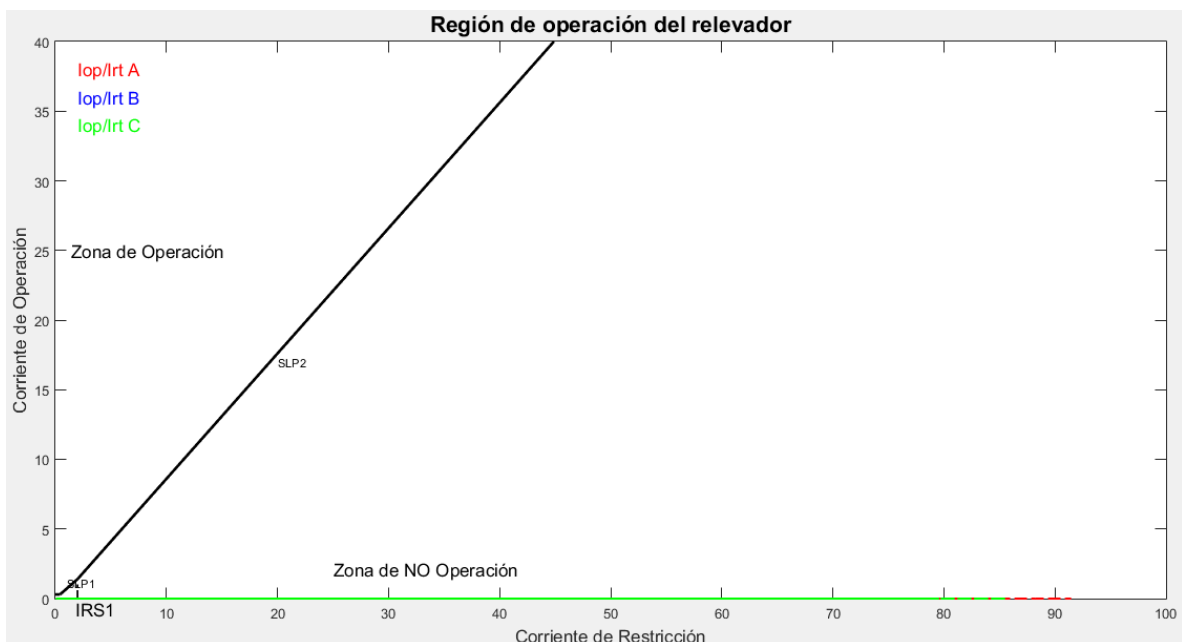


Figura 6.52. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Externa.

Señal de Disparo:

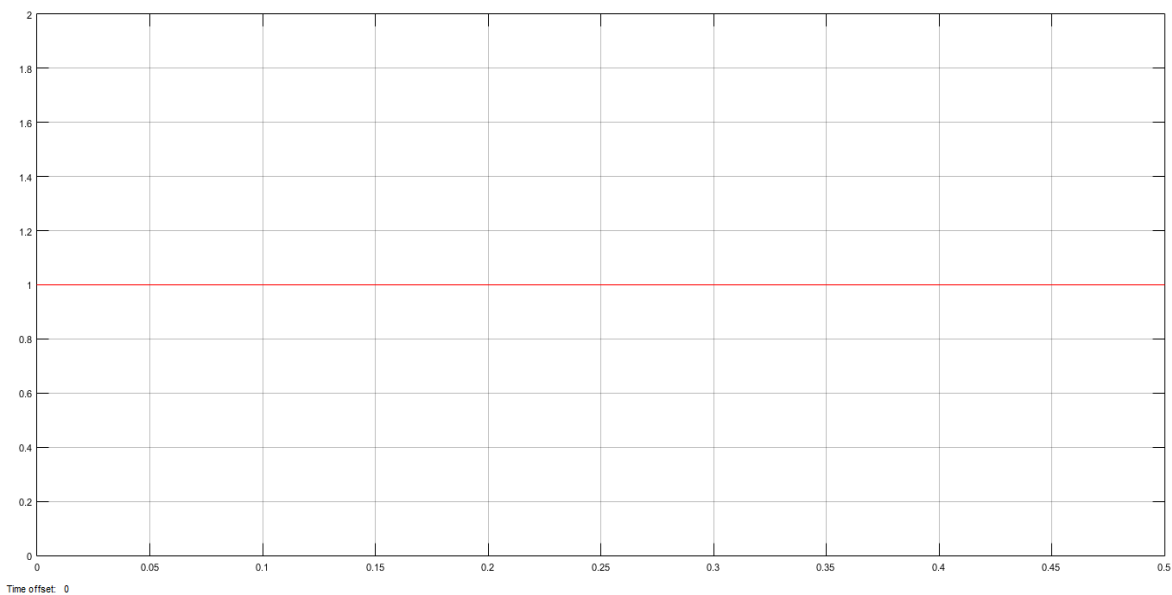


Figura 6.53. Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el Sistema.
6.1.2.5. Falla Monofásica Interna (Fase A) en la Barra.

Corrientes Primarias:

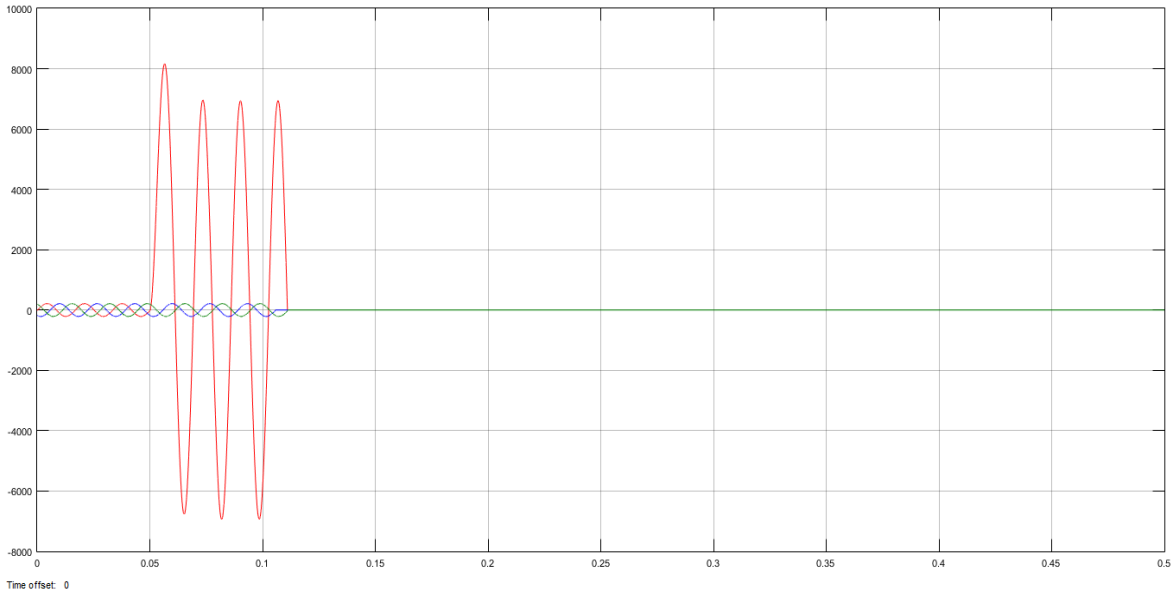


Figura 6.54. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.

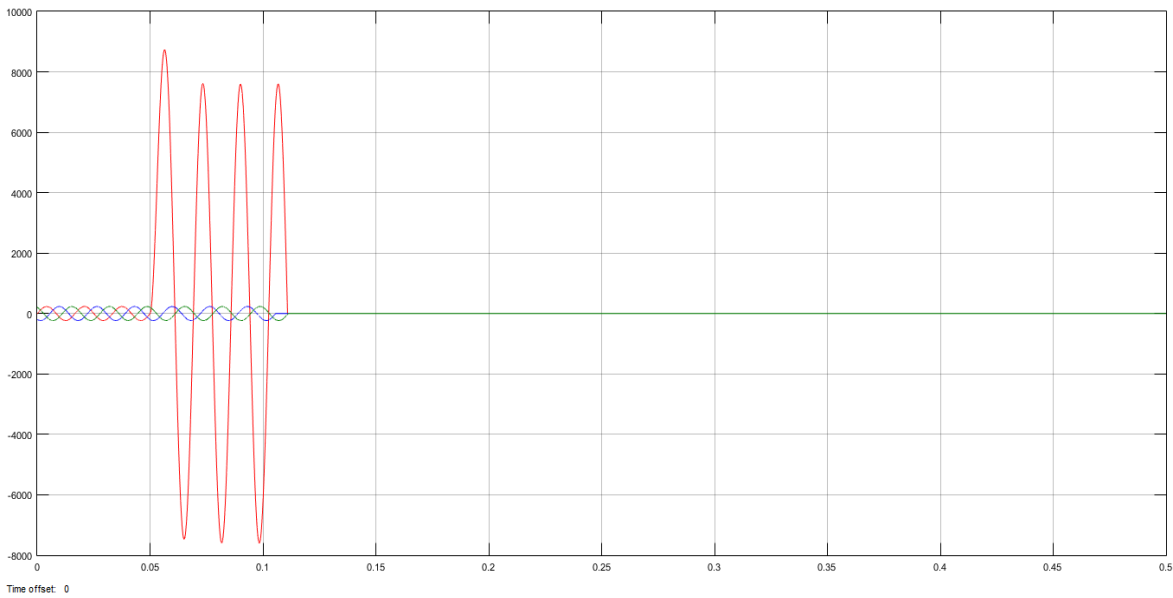


Figura 6.55. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.

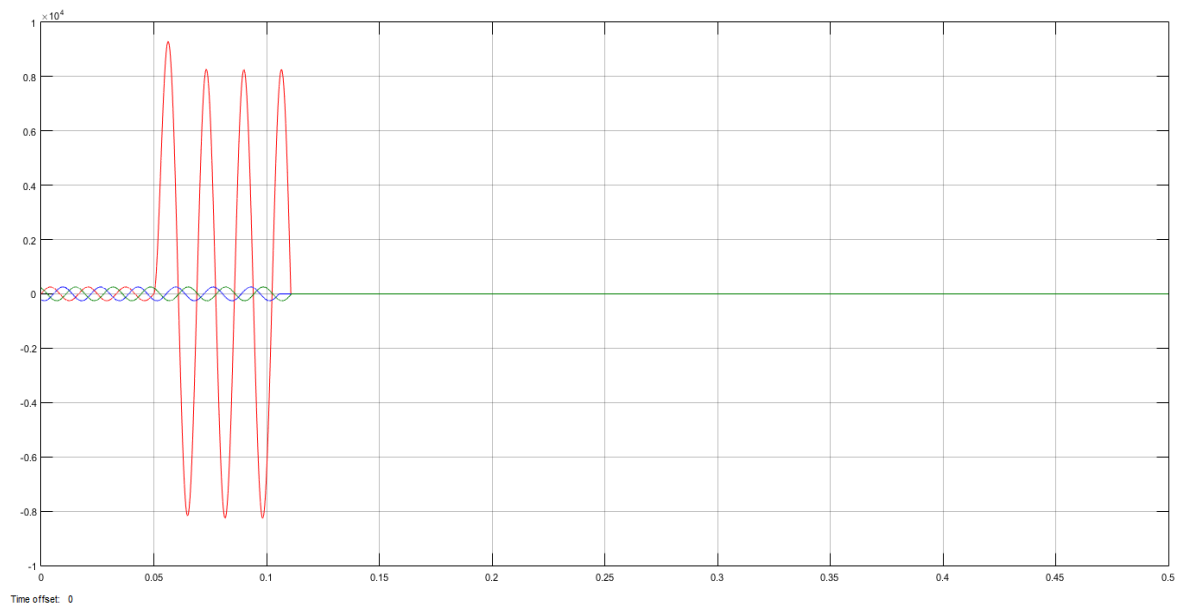


Figura 6.56. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.

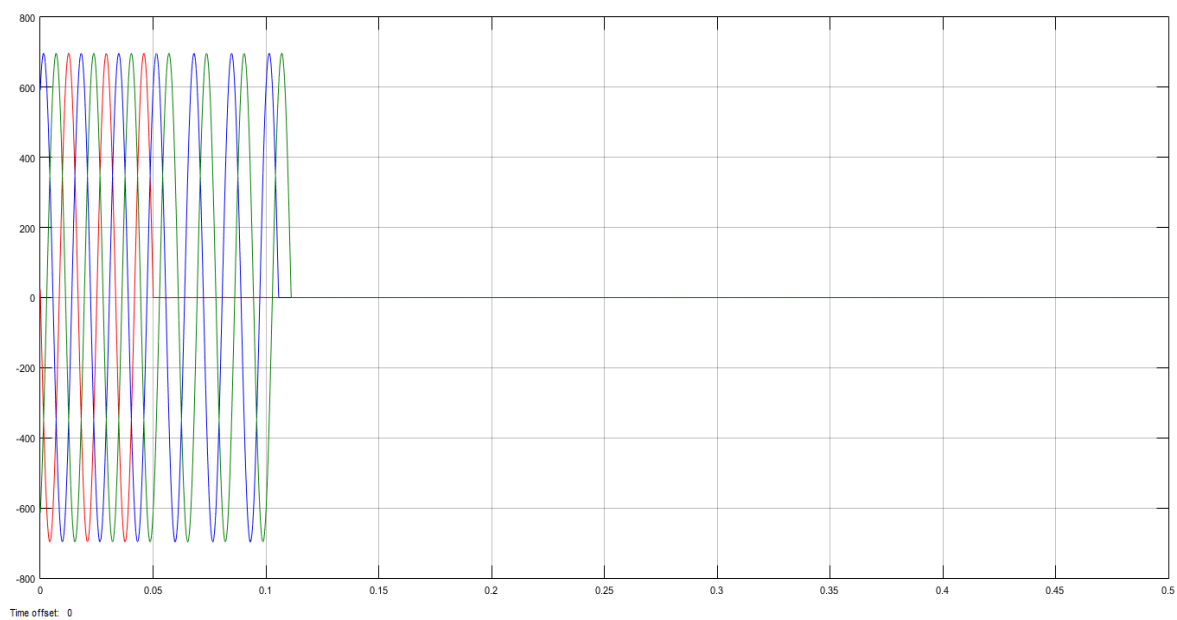


Figura 6.57. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

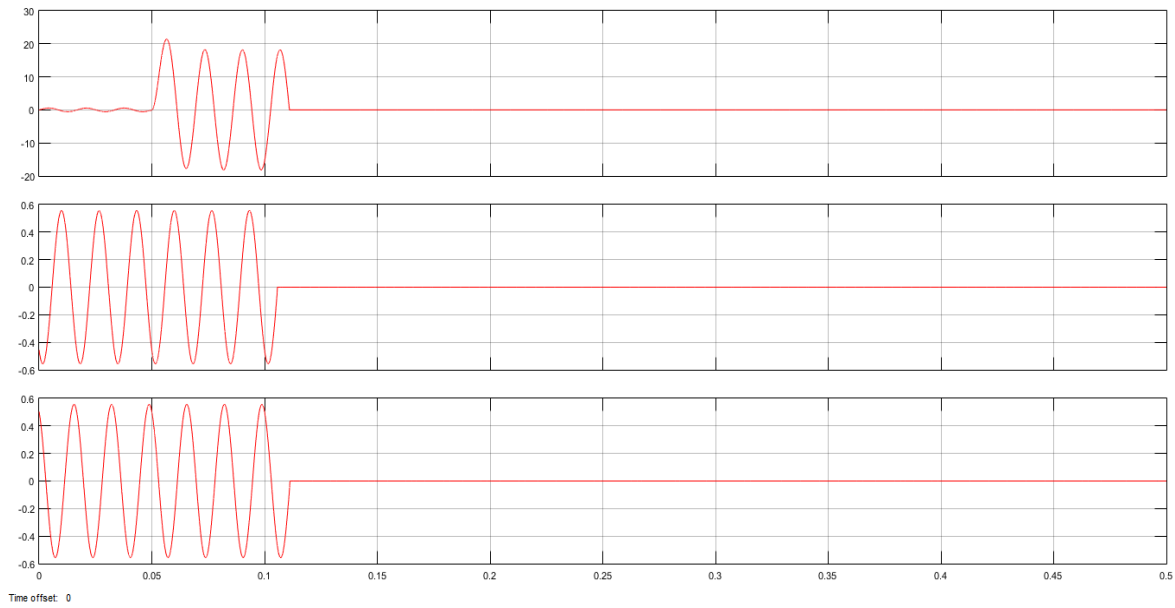


Figura 6.58. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Monofásica Interna.

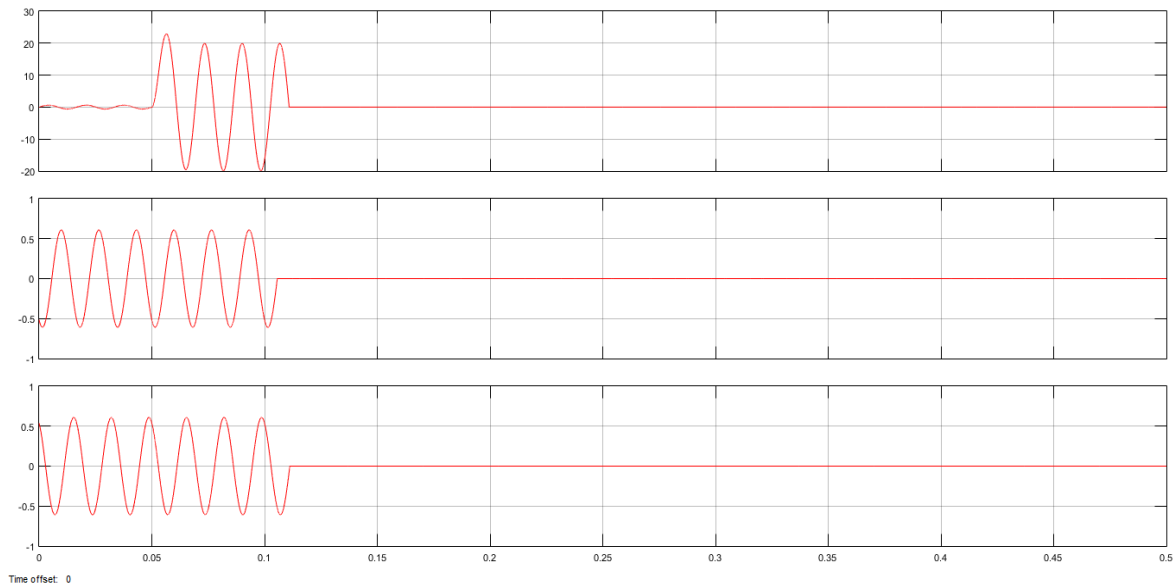


Figura 6.59. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Monofásica Interna.

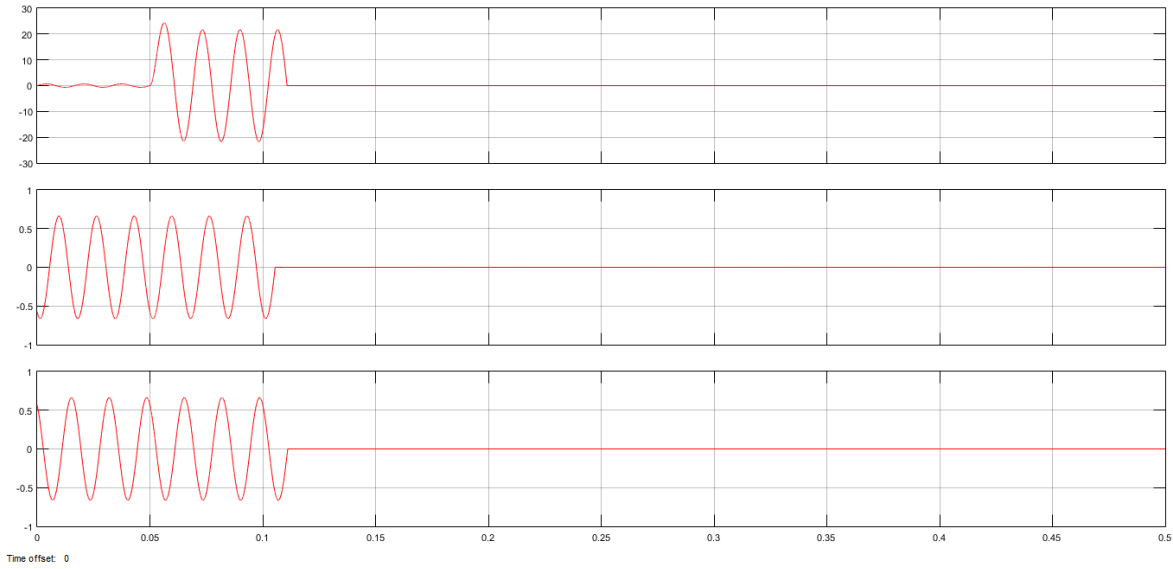


Figura 6.60. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Monofásica Interna.

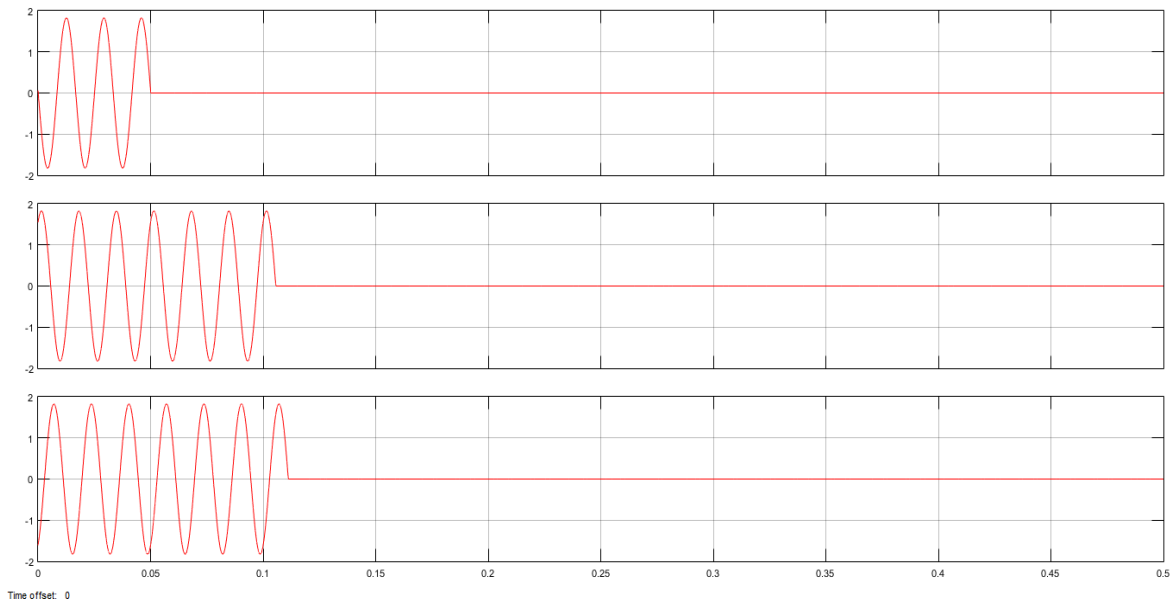


Figura 6.61. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Monofásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

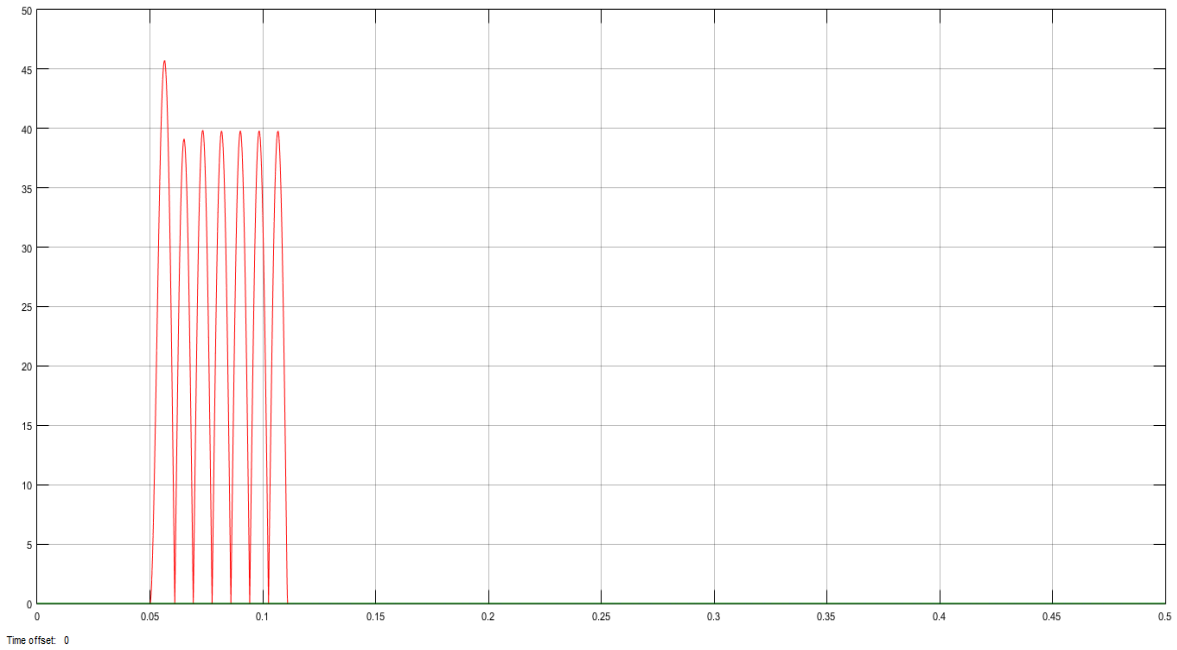


Figura 6.62. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Monofásica Interna.

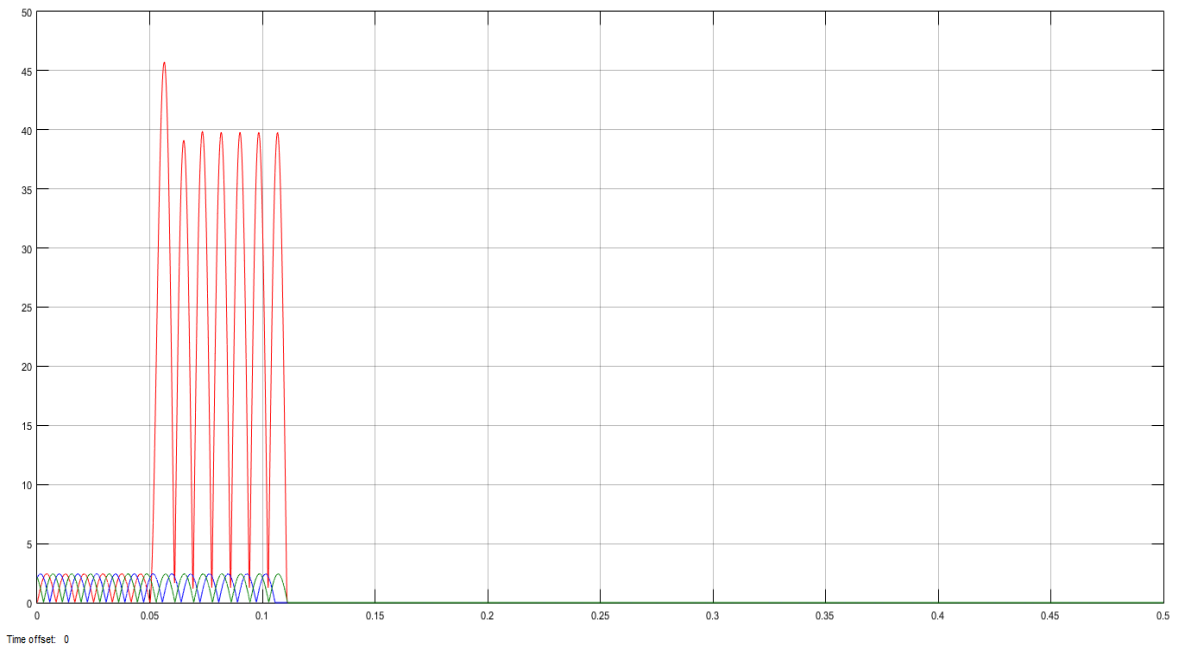


Figura 6.63. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Monofásica Interna.
Región de Operación del Relevador:

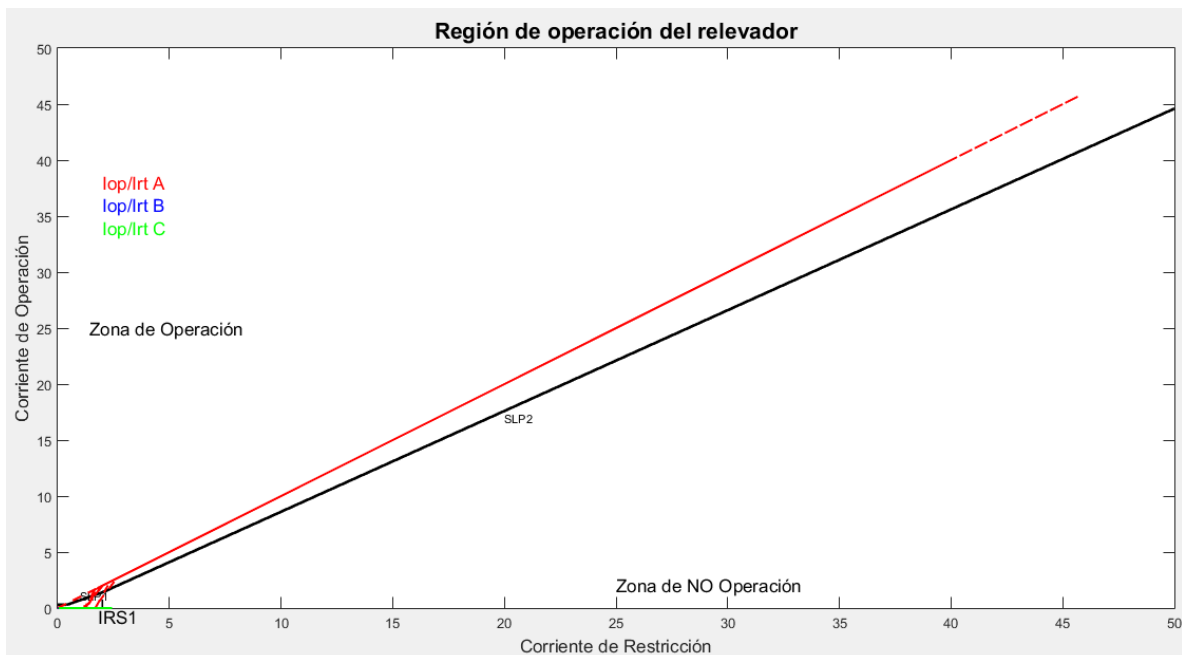


Figura 6.64. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Monofásica Interna.

Señal de Disparo:

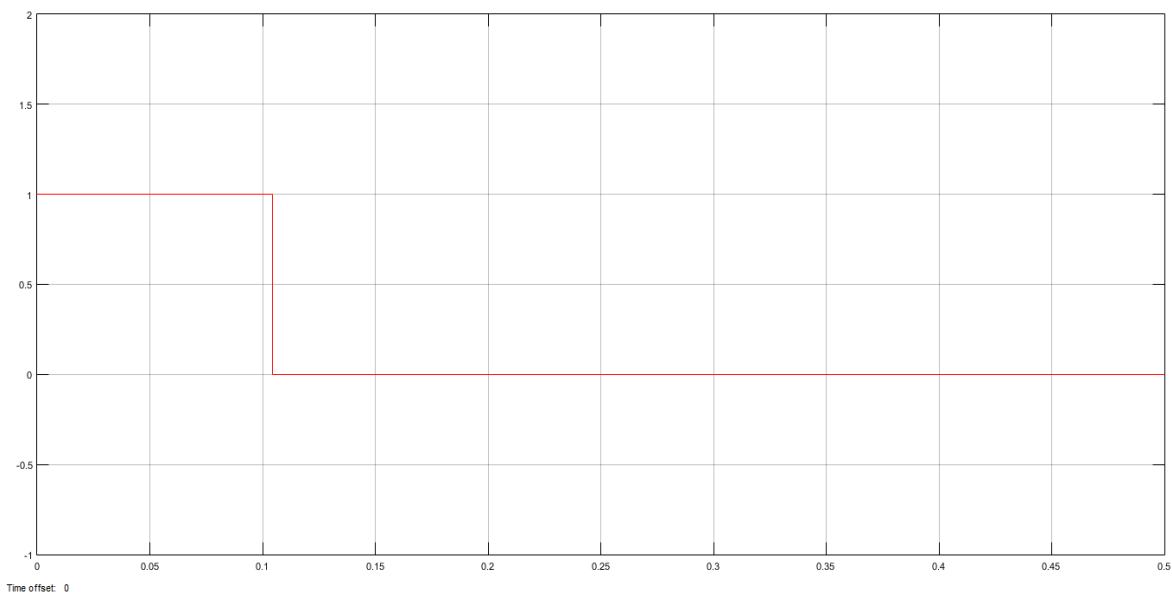


Figura 6.65. Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en Barra del Sistema.

6.1.2.6. Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) en la Barra.

Corrientes Primarias:

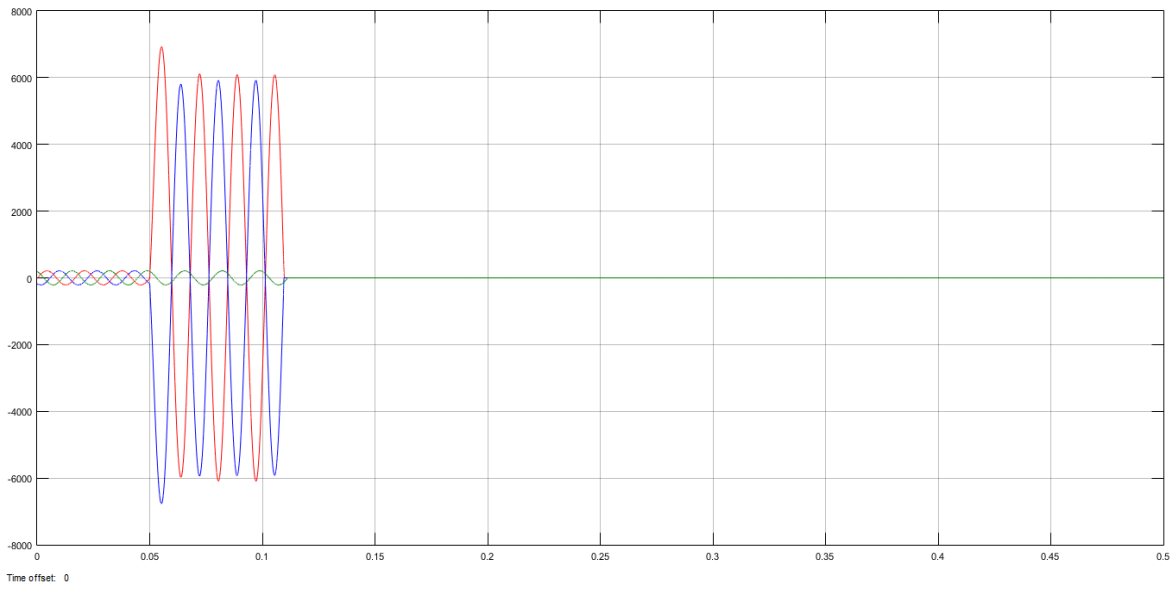


Figura 6.66. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.

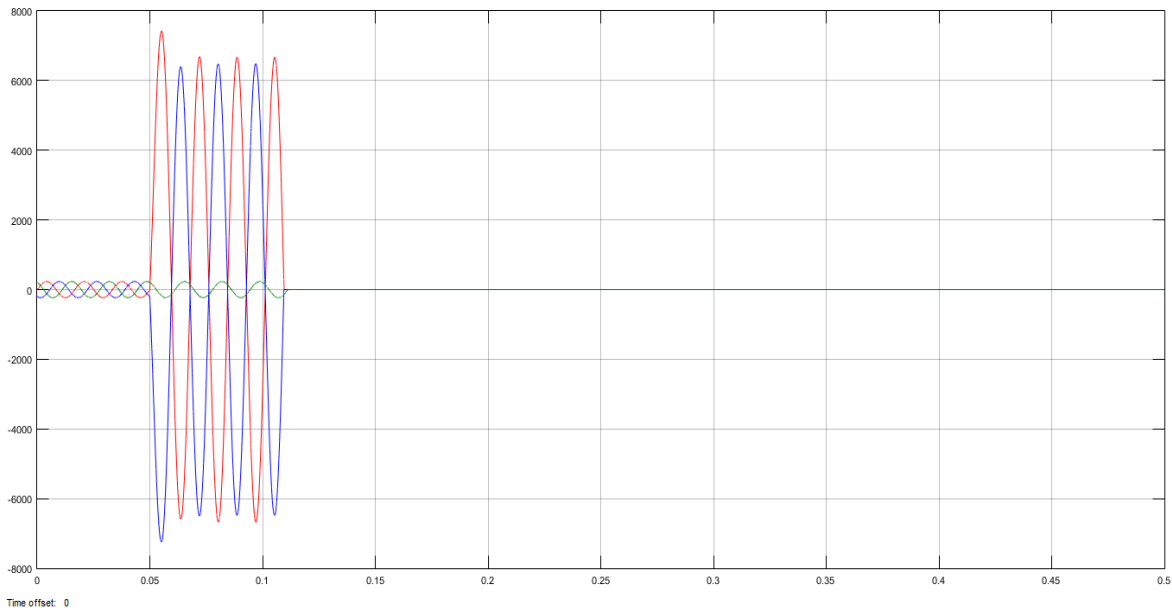


Figura 6.67. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.

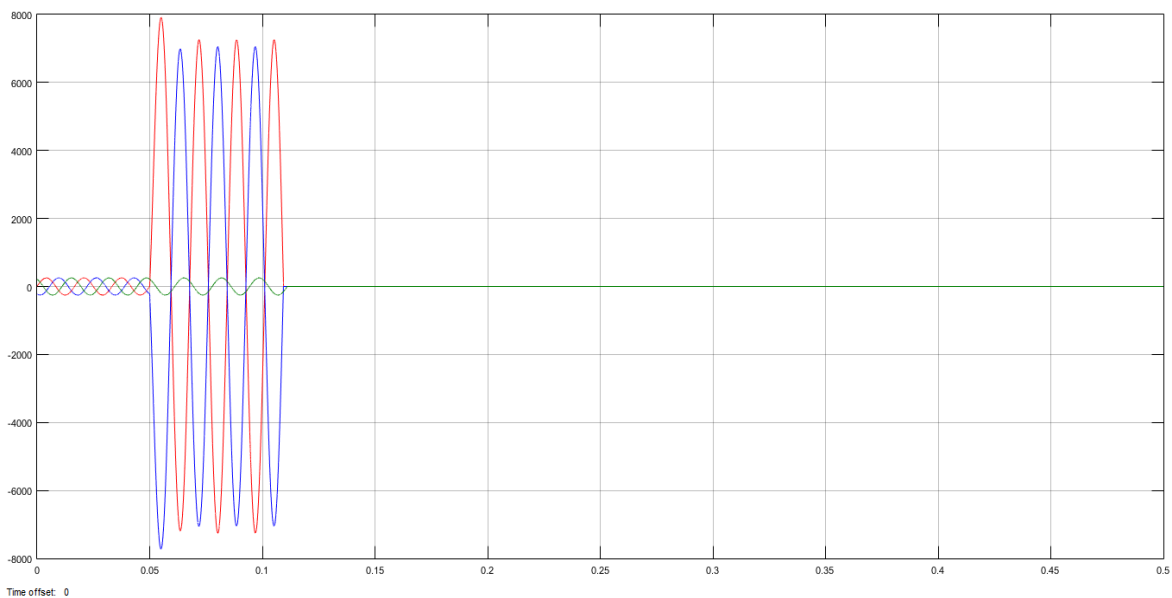


Figura 6.68. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.

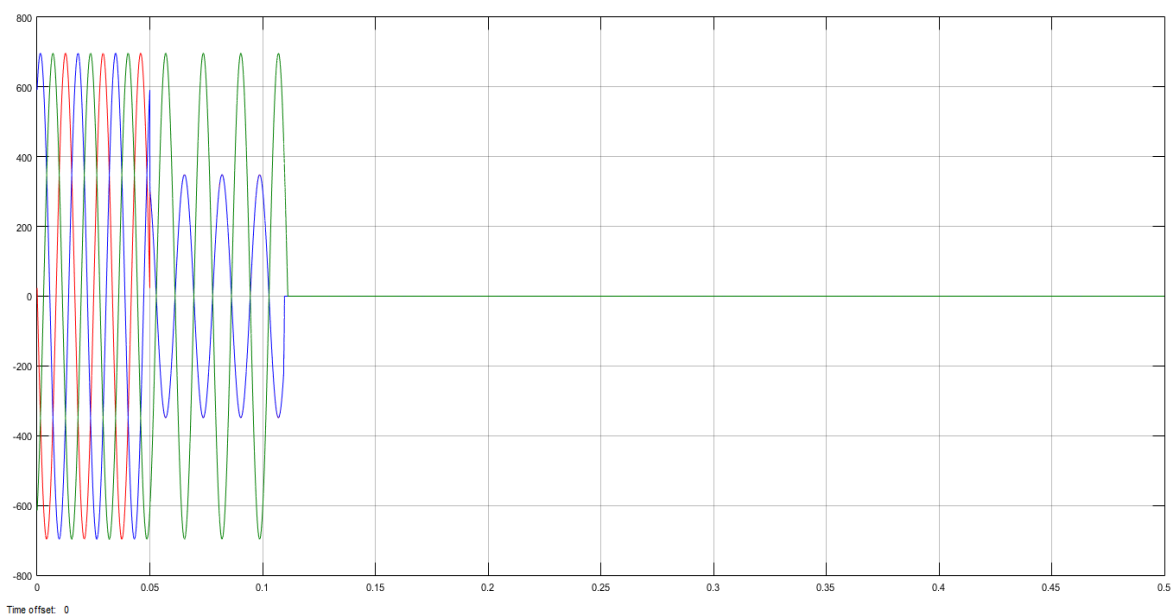


Figura 6.69. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

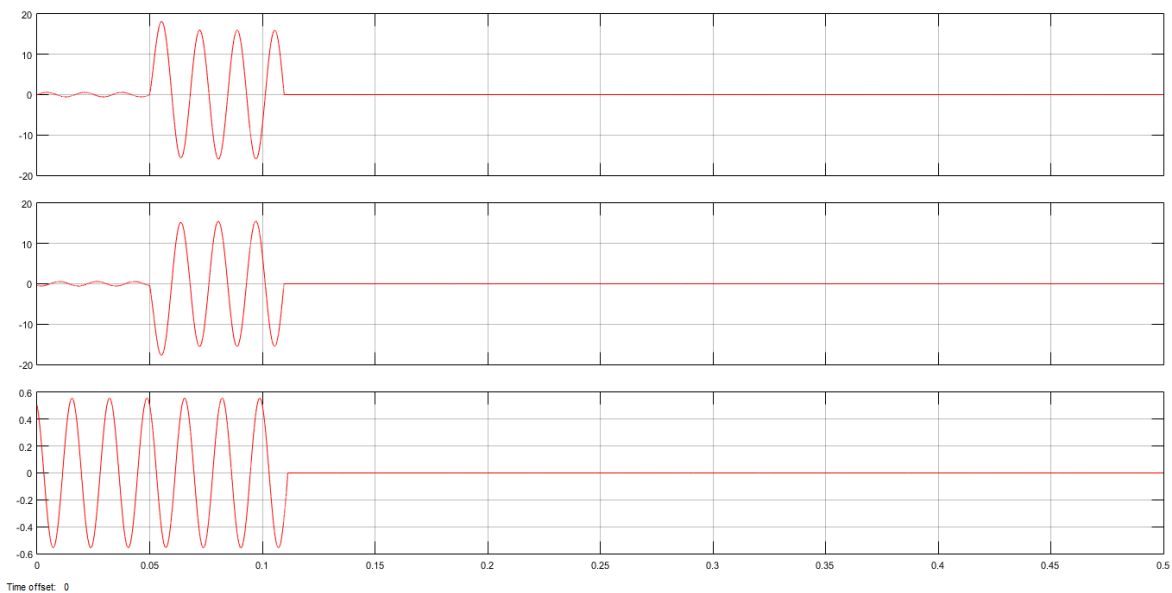


Figura 6.70. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Bifásica Interna.

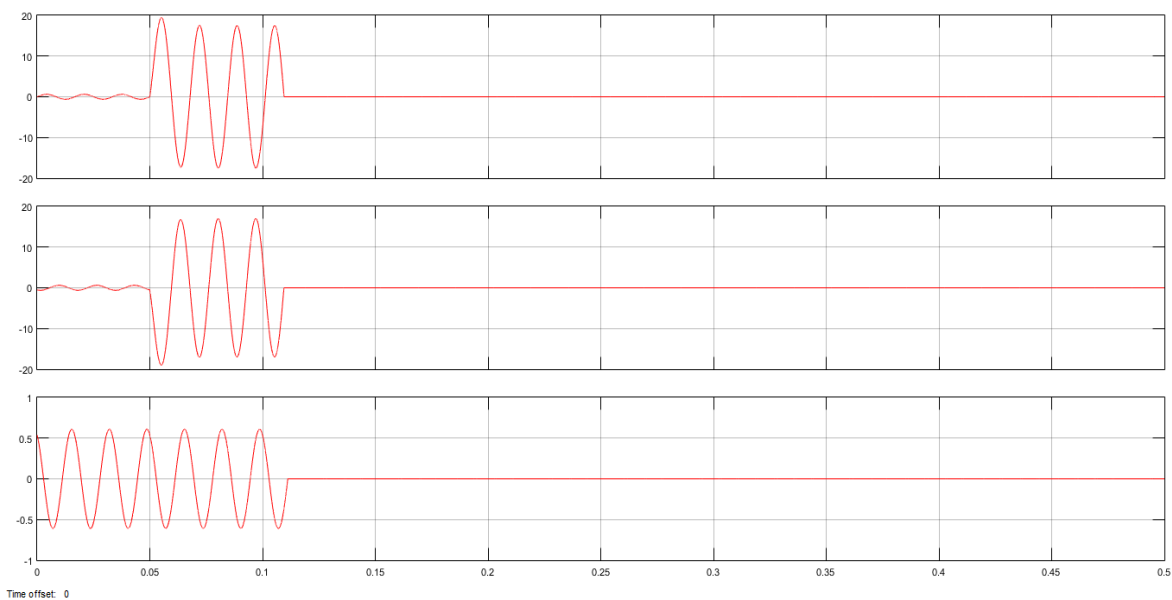


Figura 6.71. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Bifásica Interna.

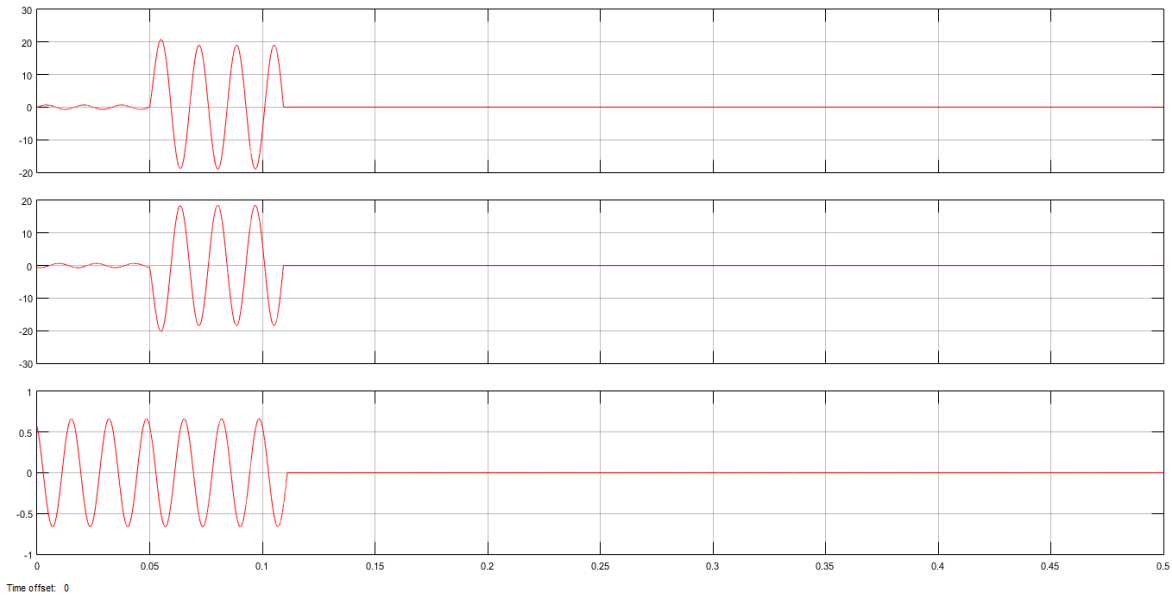


Figura 6.72. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Bifásica Interna.

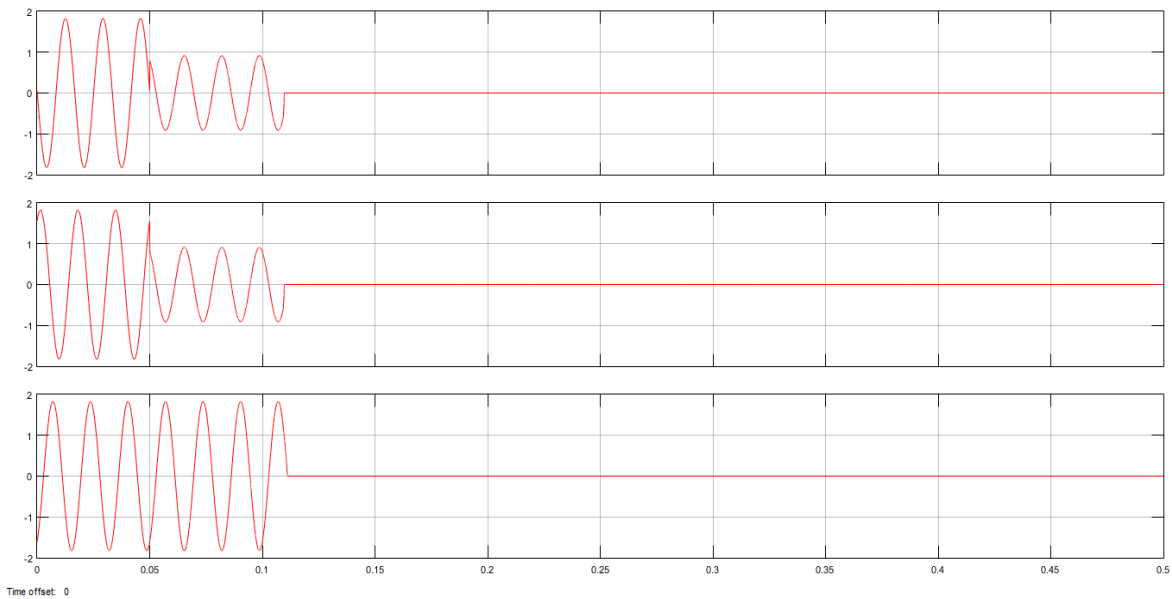


Figura 6.73. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Bifásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

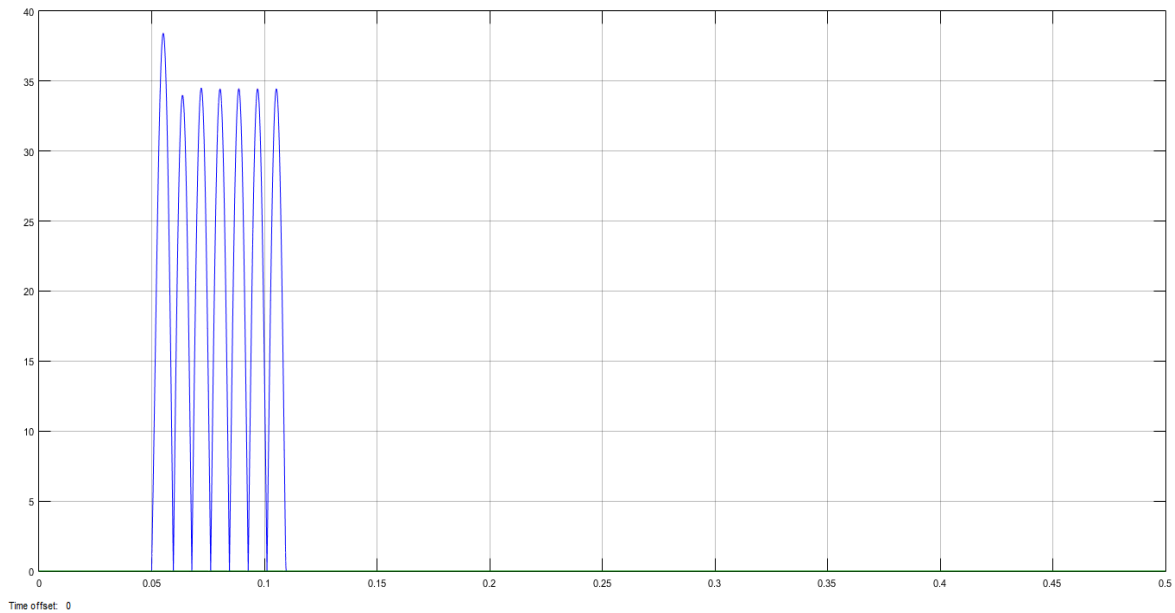


Figura 6.74. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Bifásica Interna.

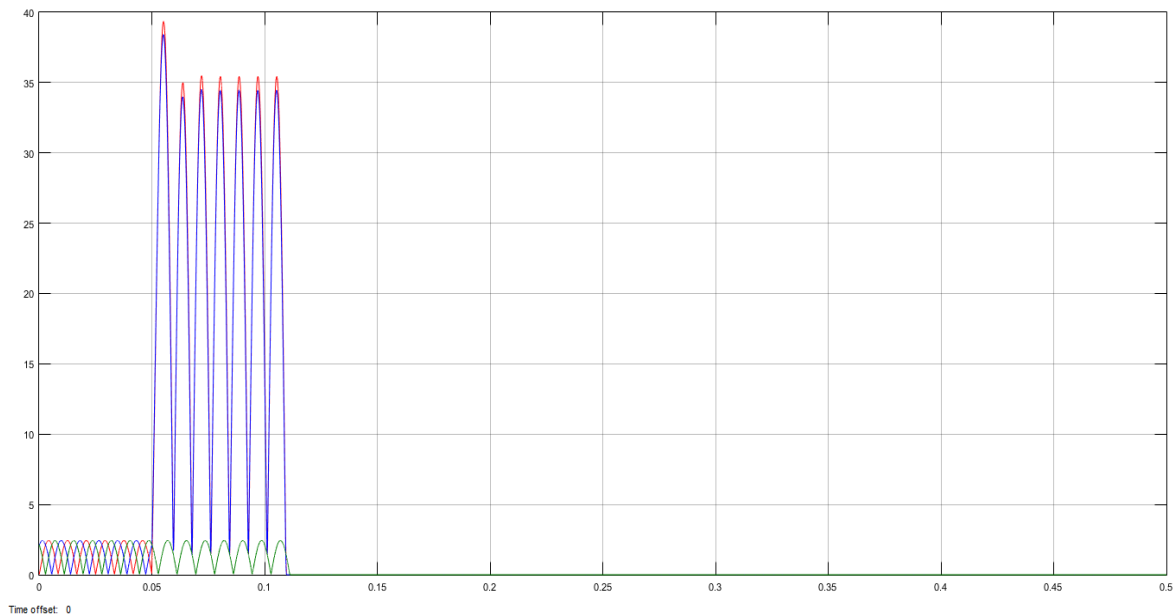


Figura 6.75. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Bifásica Interna.

Región de Operación del Relevador:

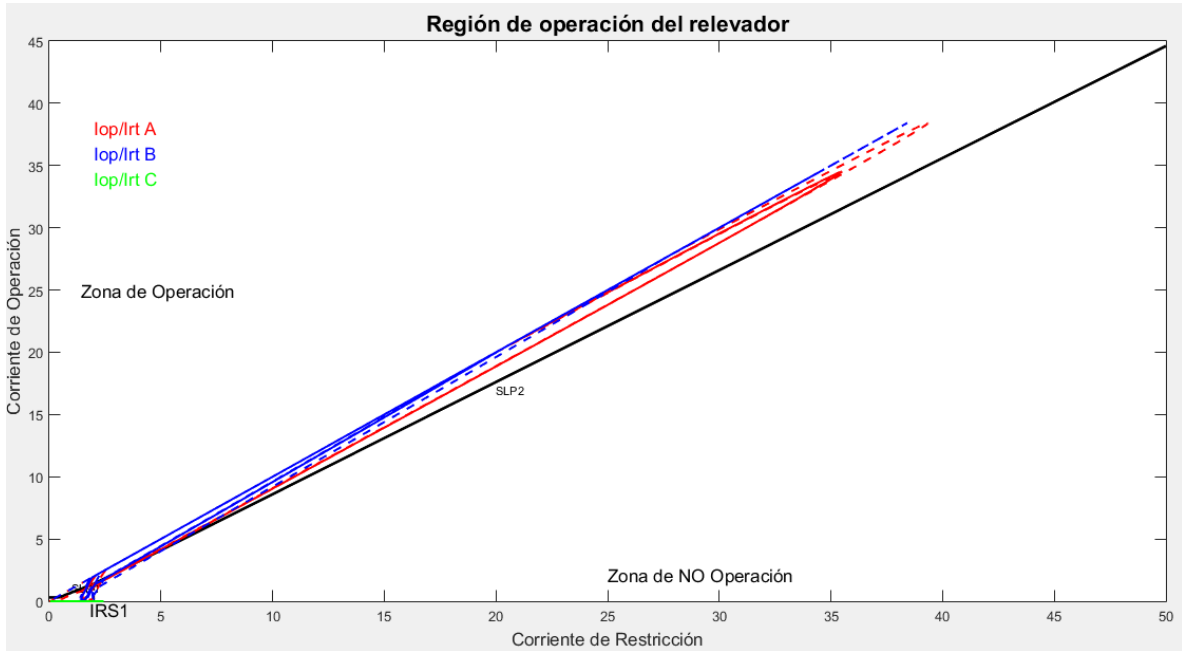


Figura 6.76. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Bifásica Interna.

Señal de Disparo:

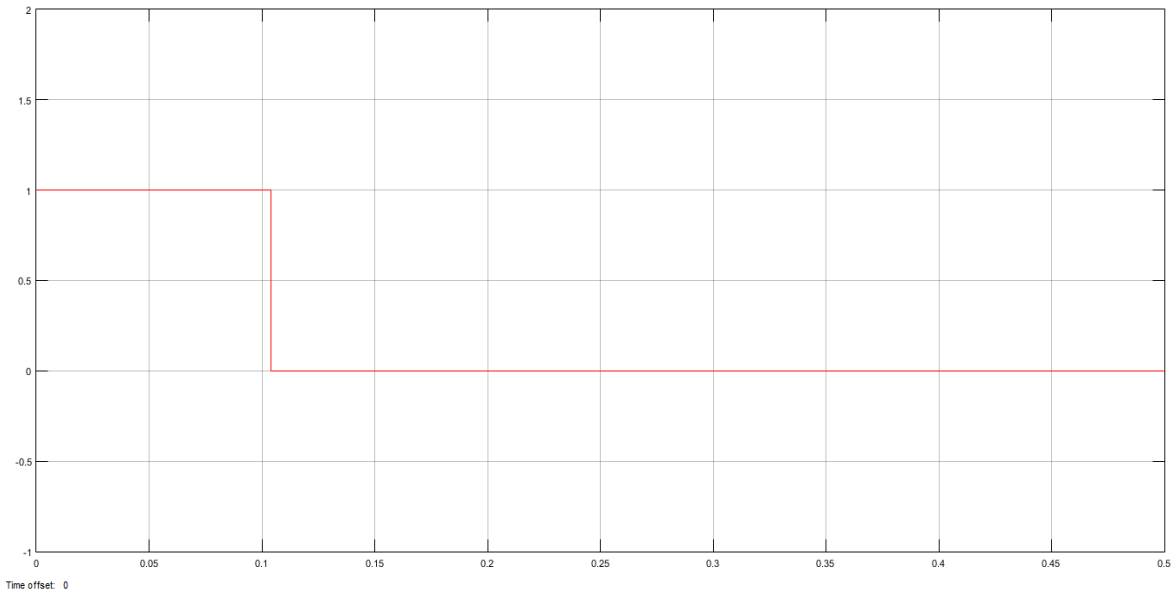


Figura 6.77. Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en Barra del Sistema.
 6.1.2.7. Falla Trifásica Interna (Las tres Fases) en la Barra.

Corrientes Primarias:

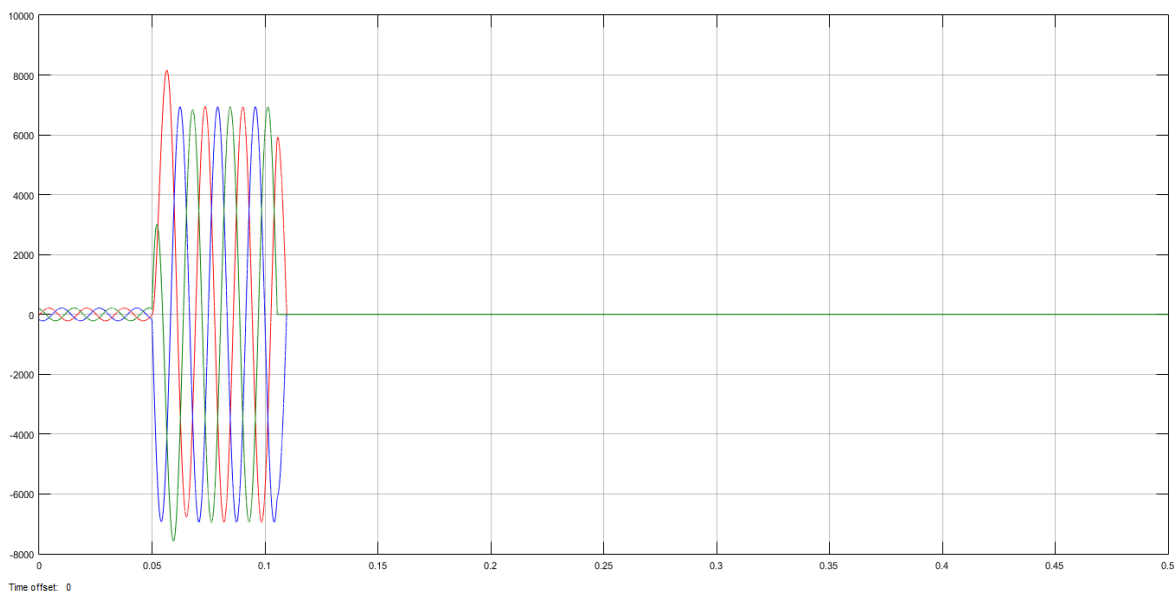


Figura 6.78. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.

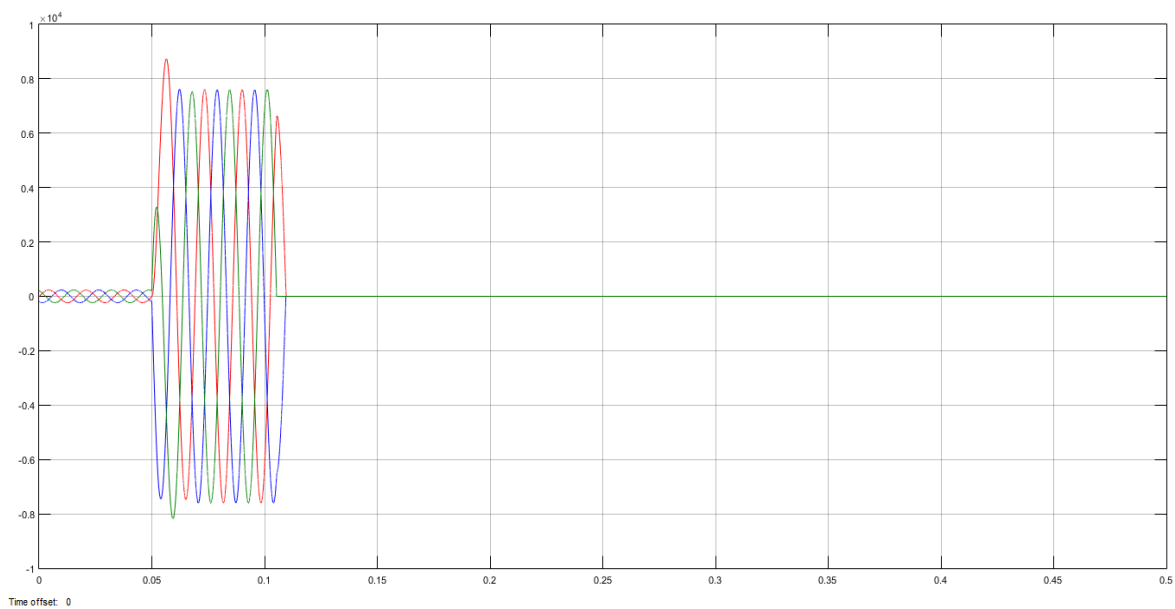


Figura 6.79. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.

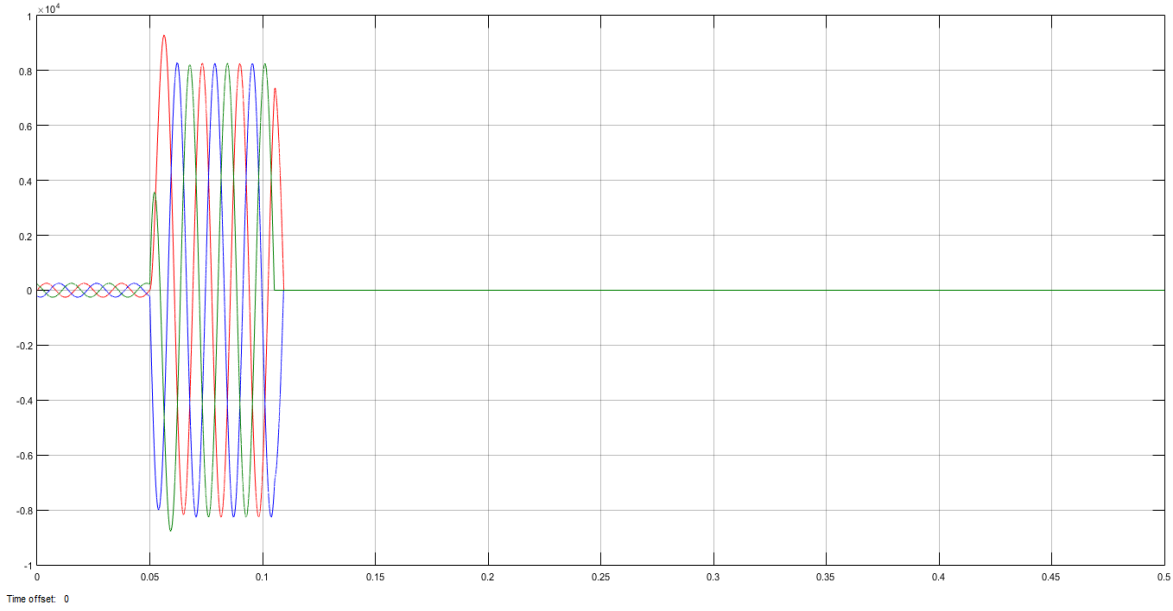


Figura 6.80. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.

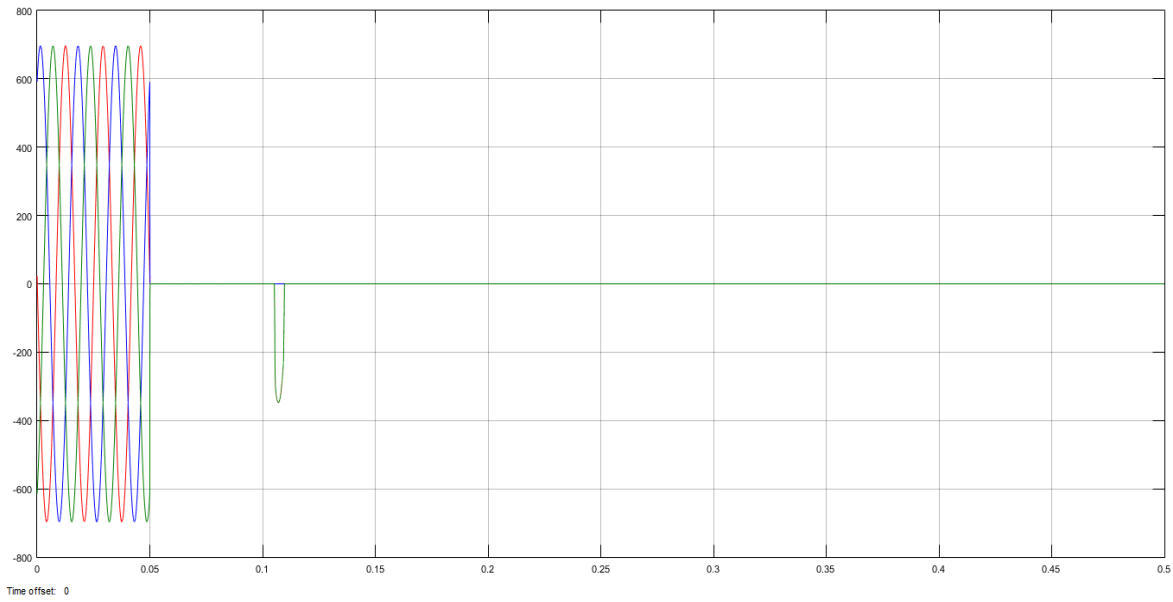


Figura 6.81. Oscilograma de las corrientes primarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.

Corrientes Secundarias referidas en Voltaje:

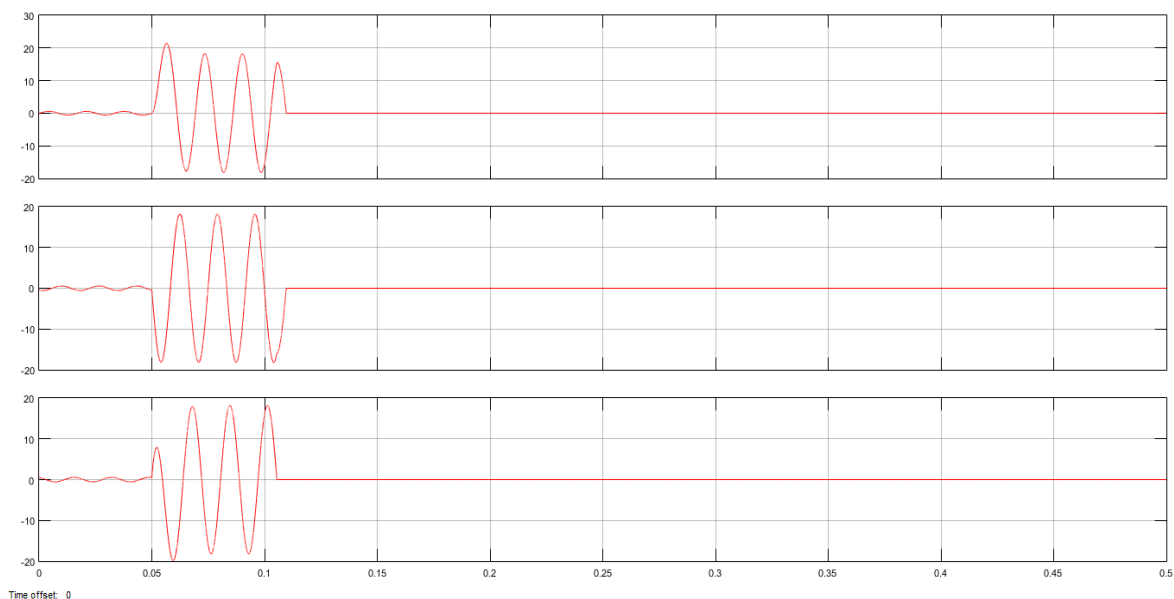


Figura 6.82. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 1 con falla Trifásica Interna.

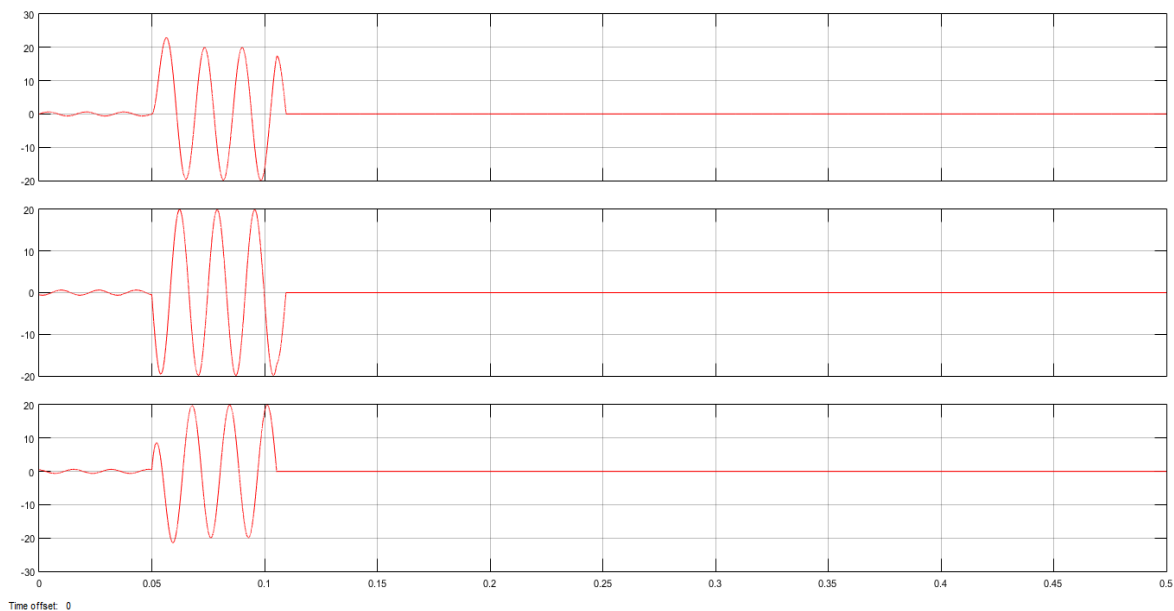


Figura 6.83. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 2 con falla Trifásica Interna.

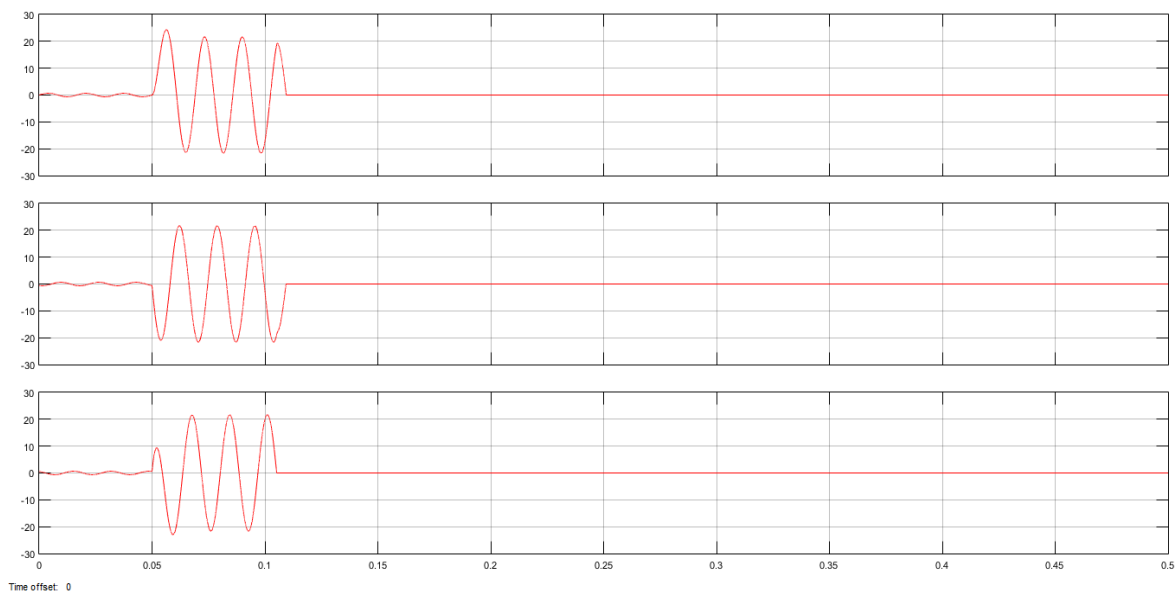


Figura 6.84. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Generador 3 con falla Trifásica Interna.

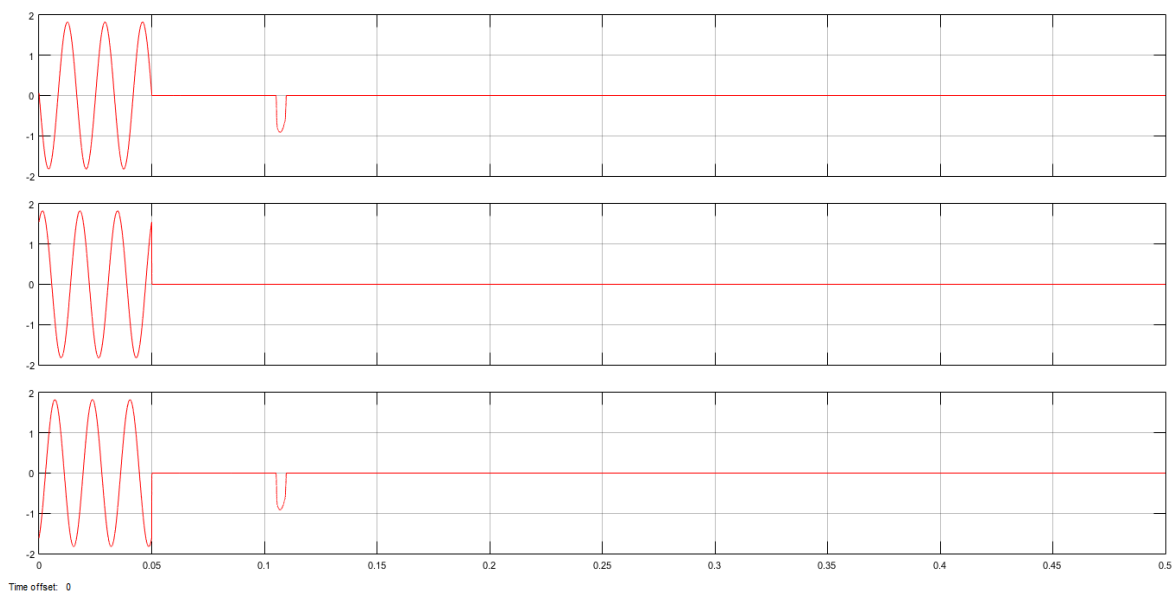


Figura 6.85. Oscilograma de las corrientes secundarias de lado Carga con falla Trifásica Interna.

Corrientes de Operación y Restricción:

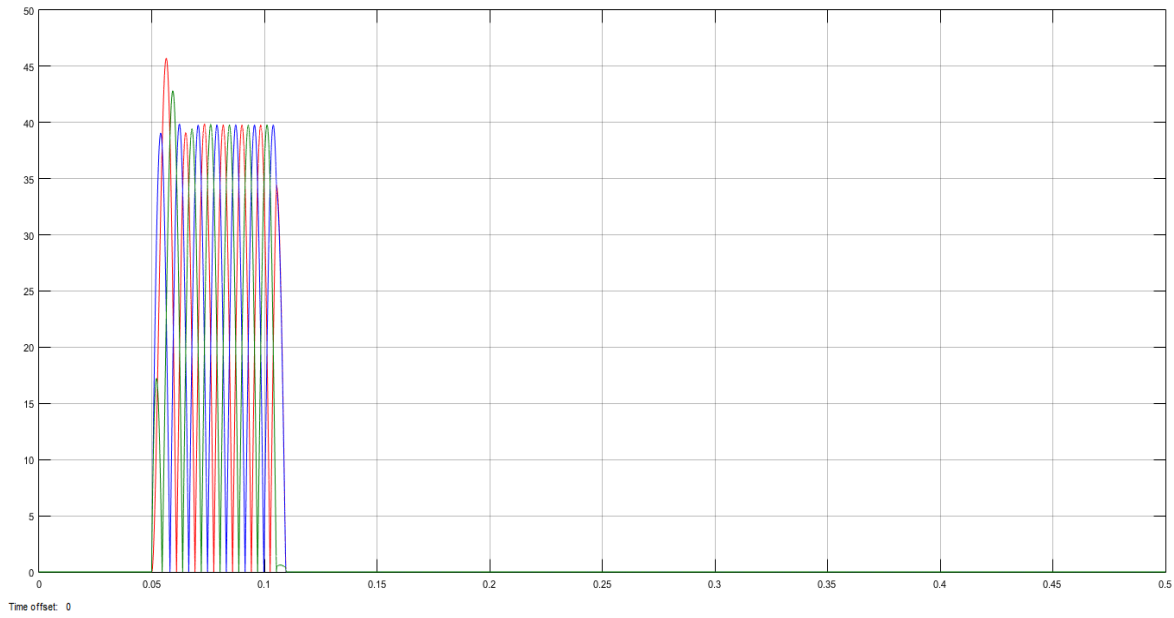


Figura 6.86. Oscilograma de la corriente de Operación con falla Trifásica Interna.

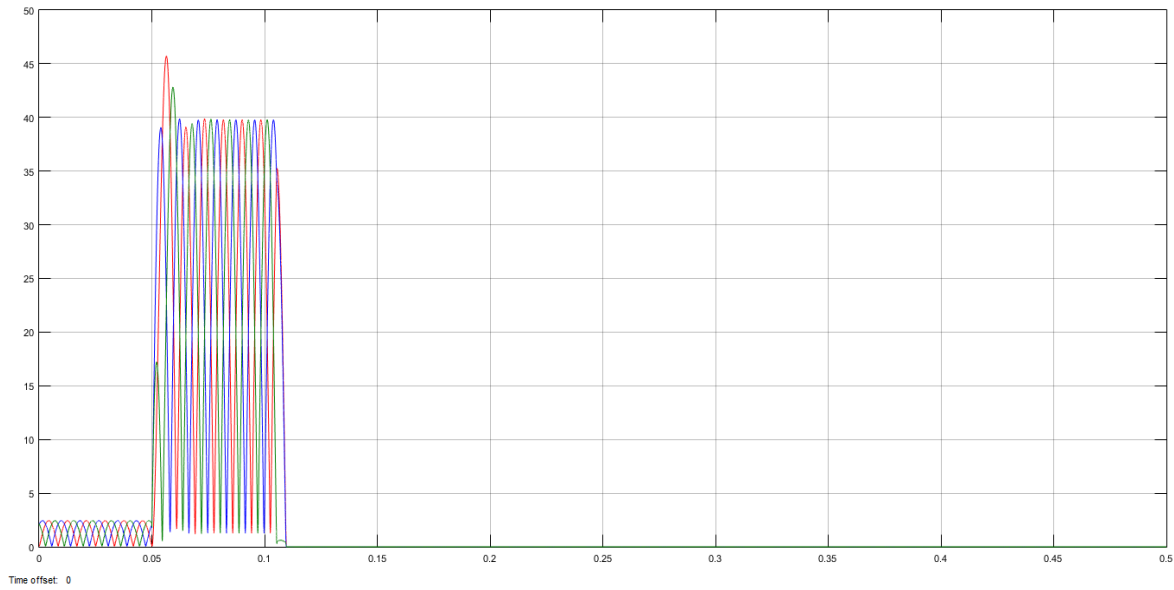


Figura 6.87. Oscilograma de la corriente de Restricción con falla Trifásica Interna.

Región de Operación del Relevador:

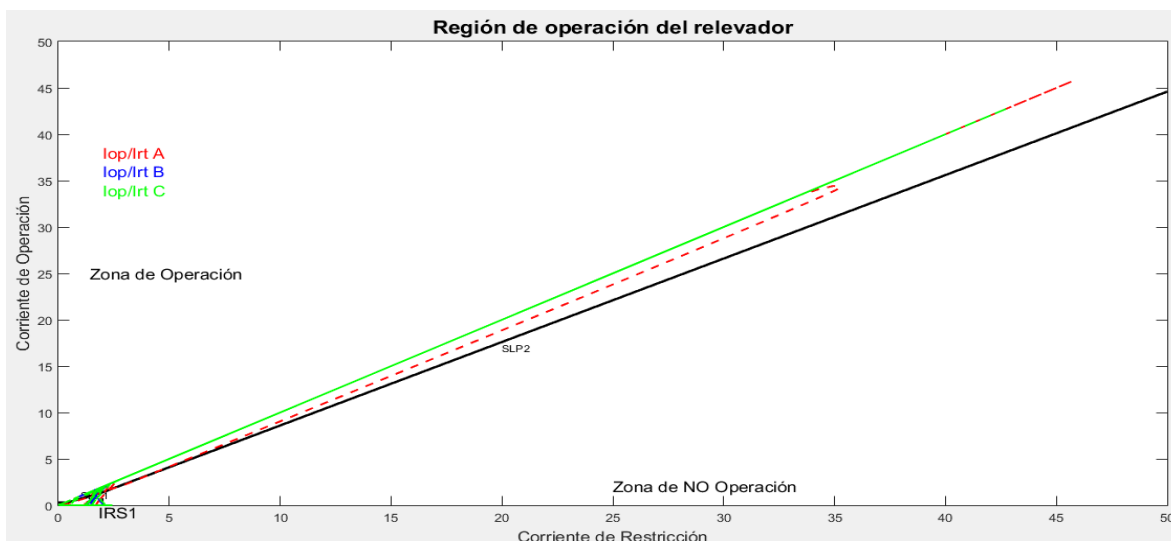


Figura 6.88. Comportamiento de las Corrientes de Operación y Restricción con falla Trifásica Interna.

Señal de Disparo:

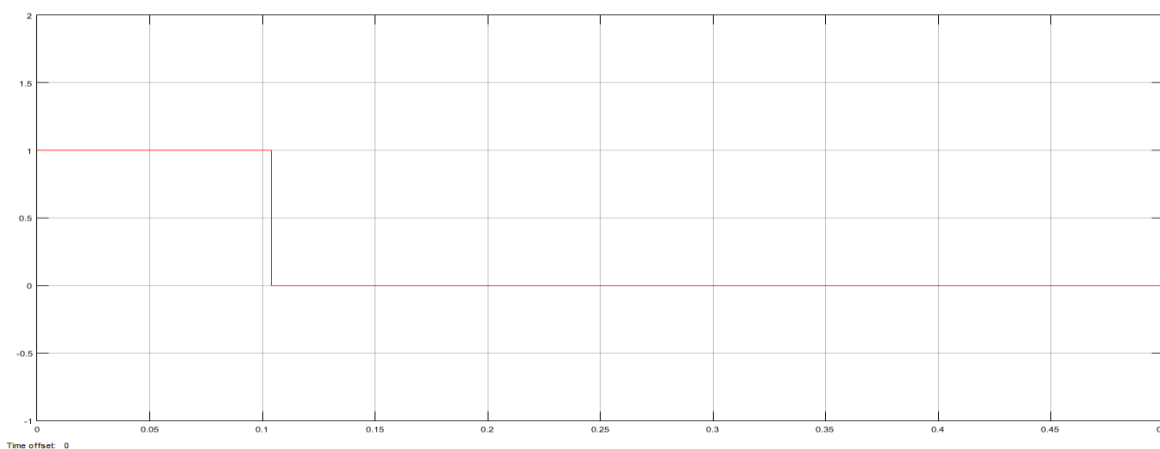


Figura 6.89. Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en Barra del Sistema.

Como se ve en las fallas simuladas en el Sistema Eléctrico de Potencia, las Bobinas de Rogowski no presentaron saturación alguna, por lo tanto, la protección diferencial mantuvo una buena respuesta. El relevador Estático Diferencial operó correctamente en fallas internas en la Barra e ignoró corrientes de falla externas. Cabe mencionar que las corrientes secundarias eran señales de voltaje de la bobina Rogowski, pero eran una copia legible de las corrientes primarias.

6.2. RELEVADOR DIGITAL DIFERENCIAL DE BARRA DE ALTA IMPEDANCIA (87Z).

Para esta protección se utilizaron Bobinas Rogowski para obtener corrientes secundarias referidas al voltaje de la Bobina. Como se mostró en el capítulo 4 se debía tener una característica de saturación y con esto implementar Varistores de Oxido Metálico (MOVs) Para Proteger a los Transformadores de Corriente por sobre voltajes. En el caso de la implementación de la Bobina Rogowski no se utilizaron MOVs por los pequeños voltajes generados por la bobina.

6.2.1. Modelado del Relevador Diferencial de Alta Impedancia (87Z) para aplicar el modelo de Bobina Rogowski.

El sistema eléctrico donde se implementó el relevador diferencial de alta impedancia es un sistema industrial alimentado por la compañía suministradora (115 kV), un transformador reductor de 115/13.8 kV, una Barra principal que alimenta a las cargas, 3 transformadores reductores de 13.8/4.16 kV con cargas de motores y banco de Capacitores (Carga RLC) y un Transformador reductor de 13800/480 Volts para pequeños motores en planta y respectivos bancos de capacitores (Carga RLC). Todo se muestra en la Figura 6.90.

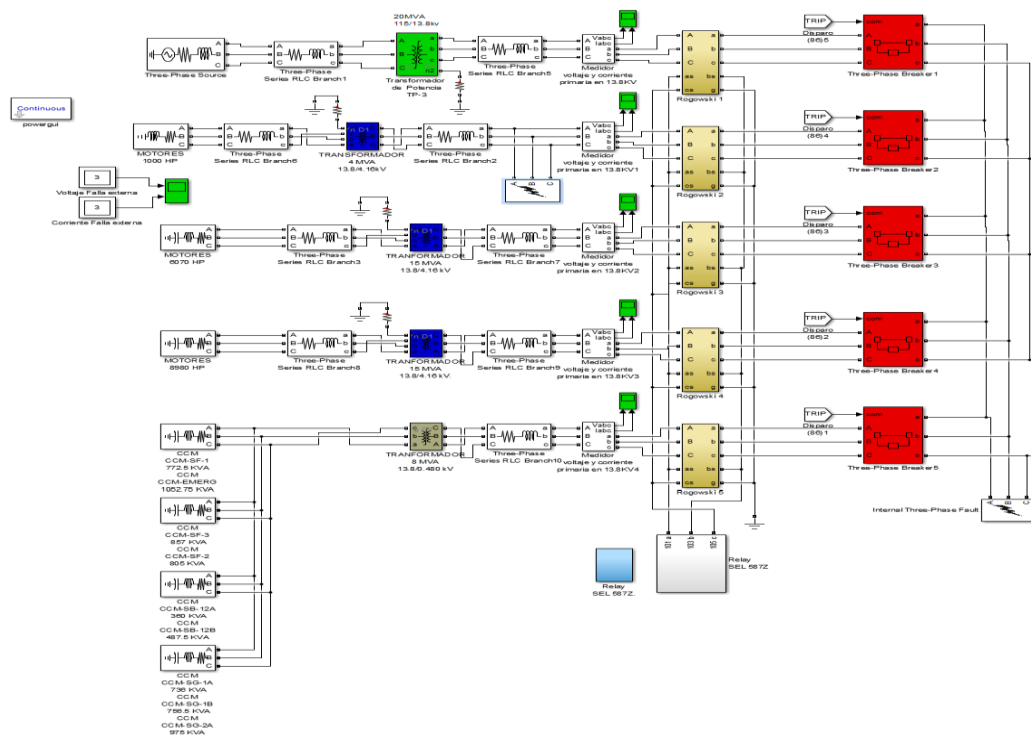


Figura 6.90. Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.

En la figura 6.90 se observan los sistemas en amarillo que son las Bobinas Rogowski, tres por cada módulo con un total de doce Bobinas Rogowski en el sistema eléctrico Industrial (Figura 6.91).

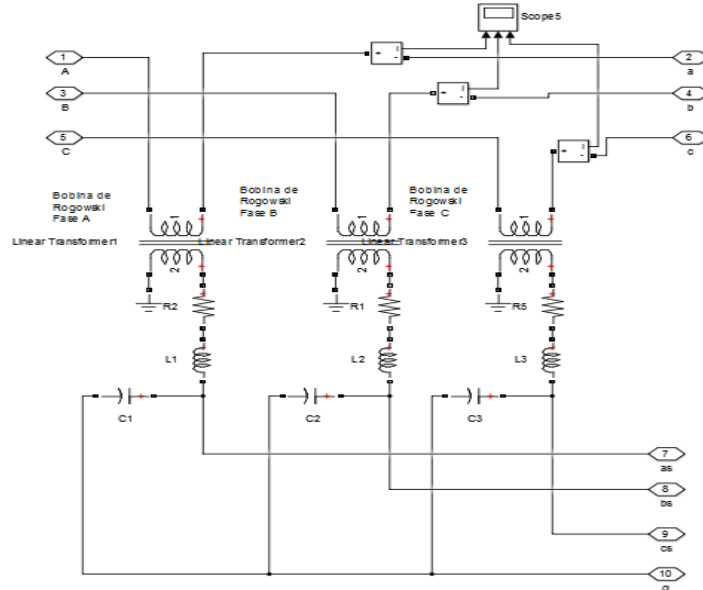


Figura 6.91. Bobinas Rogowski por cada subsistema, una por cada Fase.

Uno de los puntos importantes es el relevador, que para este tipo de estudios es importante que su lógica este bien diseñada para operar para fallas dentro de la barra a proteger. En la figura 6.92 muestra las 3 resistencias de alta impedancia y 3 circuitos de acondicionamiento de la señal (todo esto por cada fase) y en la Figura 6.93 se muestra el procesamiento digital de señales y la lógica de comparación del relevador.

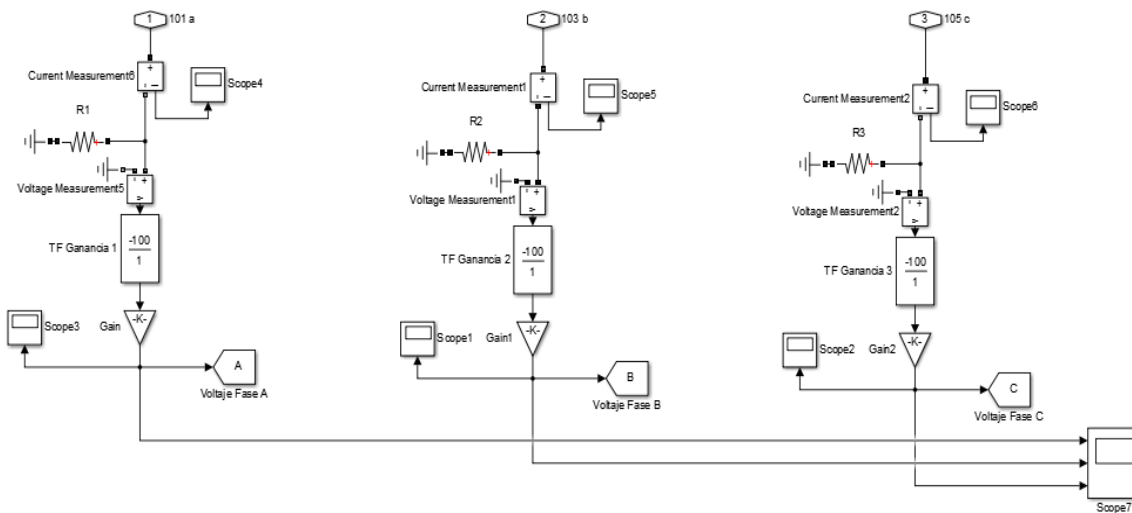


Figura 6.92. Resistencia de Alta Impedancia y circuitos de acondicionamiento de la señal por cada fase

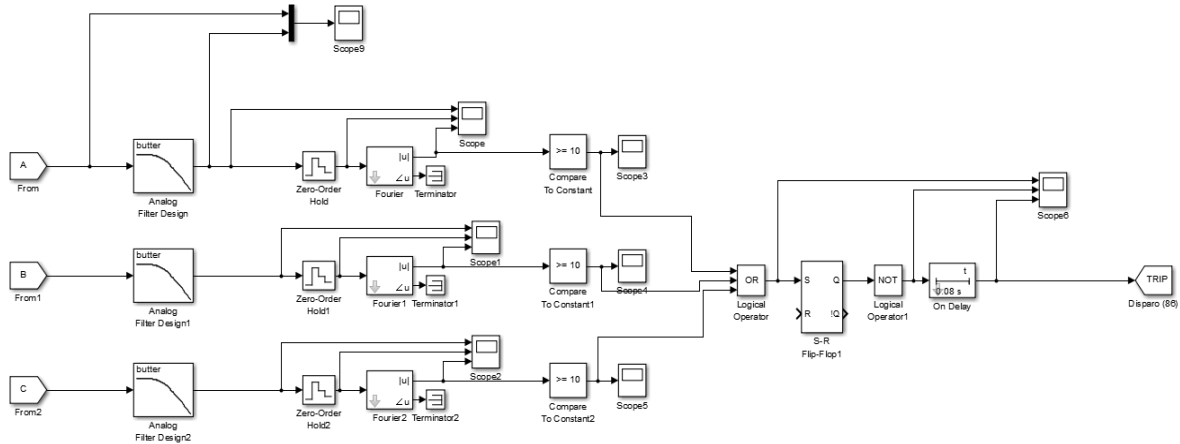


Figura 6.93. Procesamiento Digital de las señales y Lógica de comparación del Relevador.

6.2.2. Análisis de Fallas Simuladas al Sistema Modelado.

6.2.2.1 Operación Normal del sistema con carga nominal.

Corrientes Primarias:

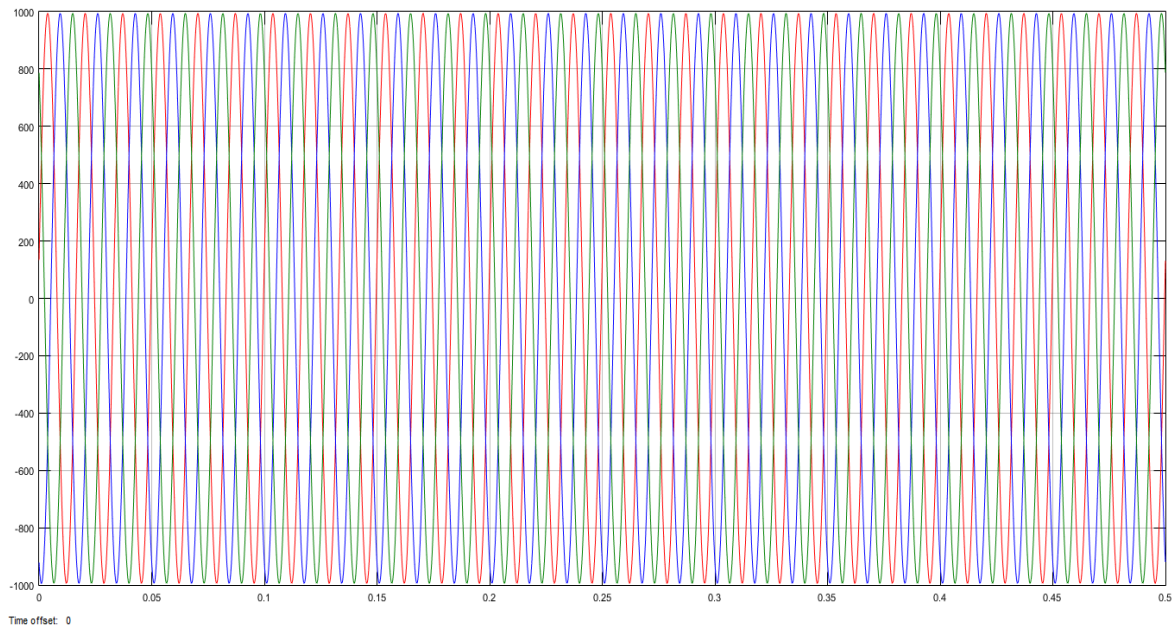


Figura 6.94. Oscilograma de las corrientes primarias de lado del suministro con carga nominal.

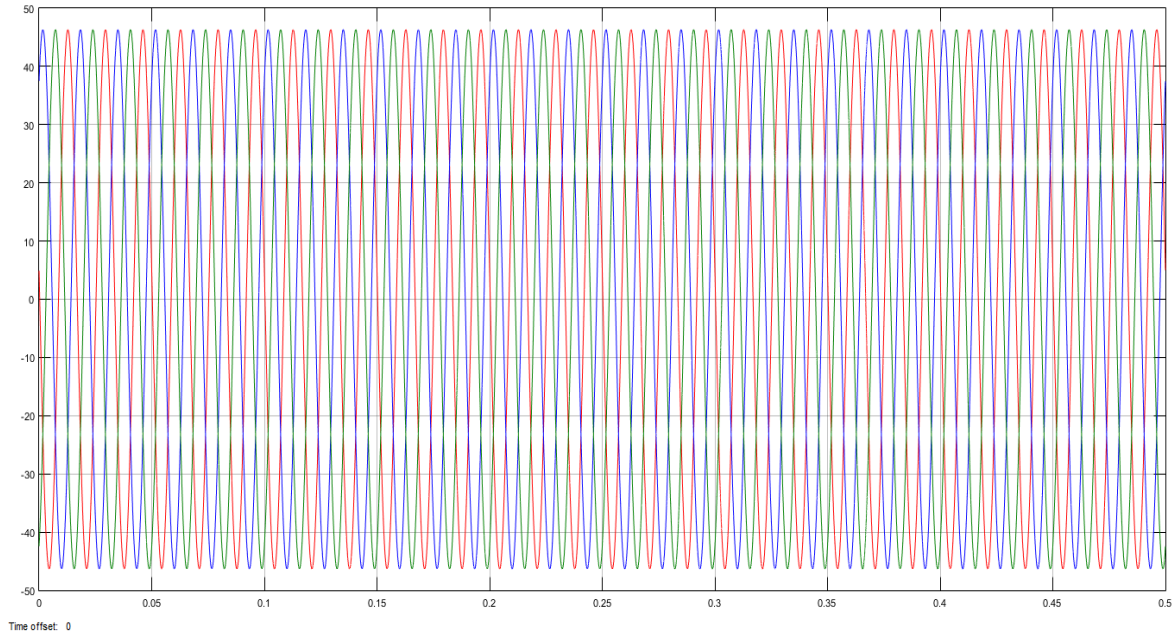


Figura 6.95. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 1 con carga nominal.

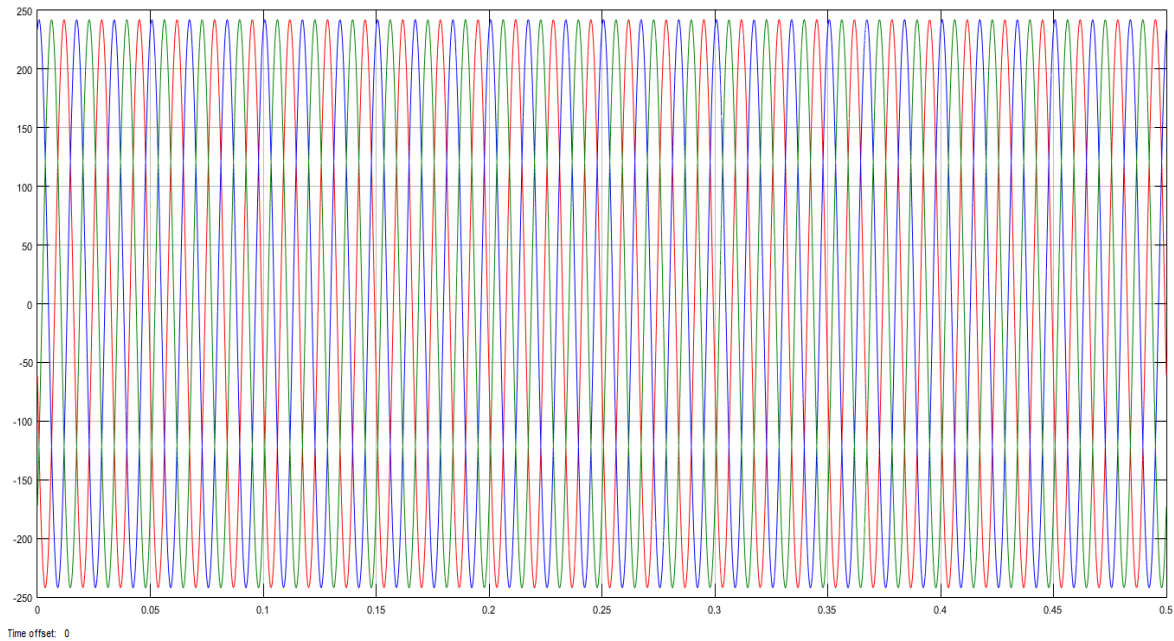


Figura 6.96. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 2 con carga nominal.

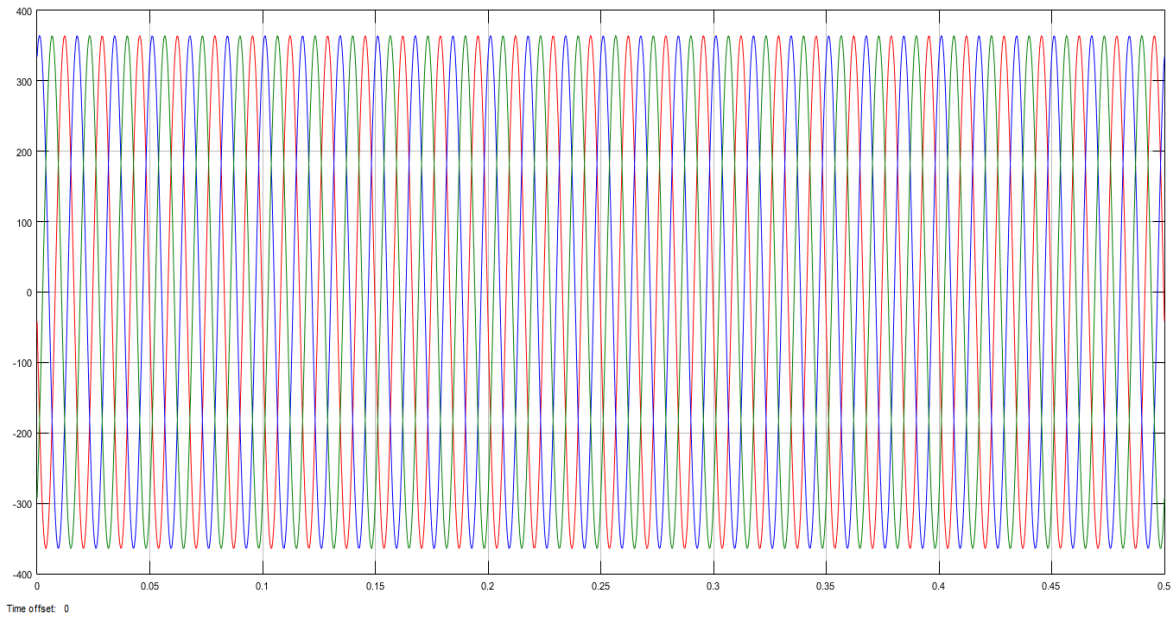


Figura 6.97. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 3 con carga nominal.

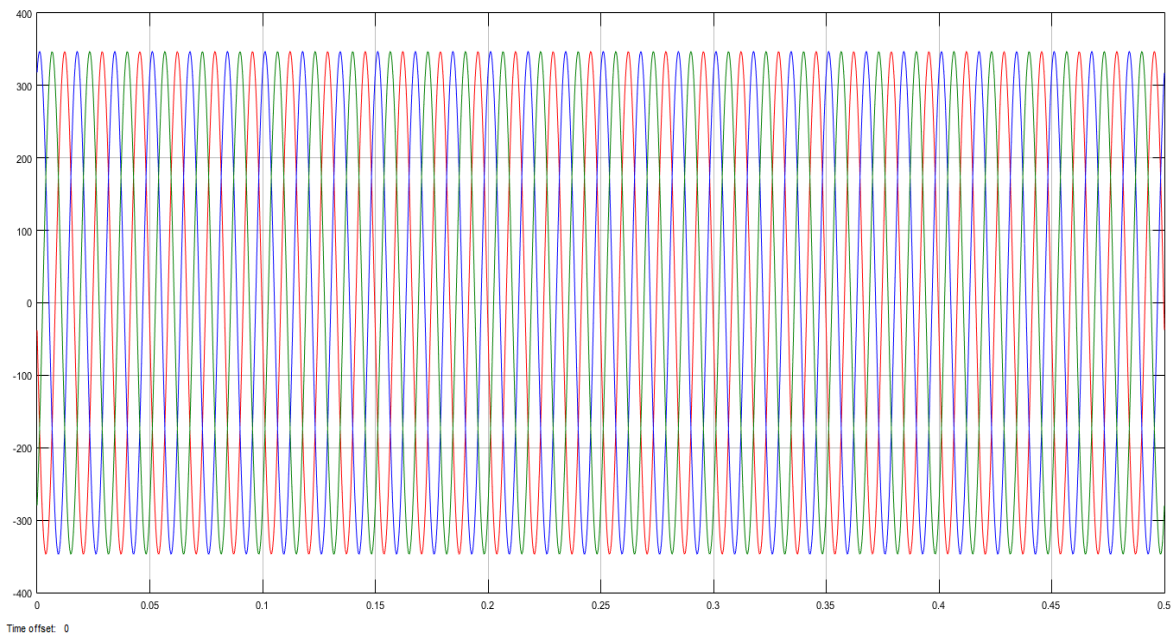


Figura 6.98. Oscilograma de las corrientes primarias de lado de la Carga 4 con carga nominal.

Voltajes Secundarios:

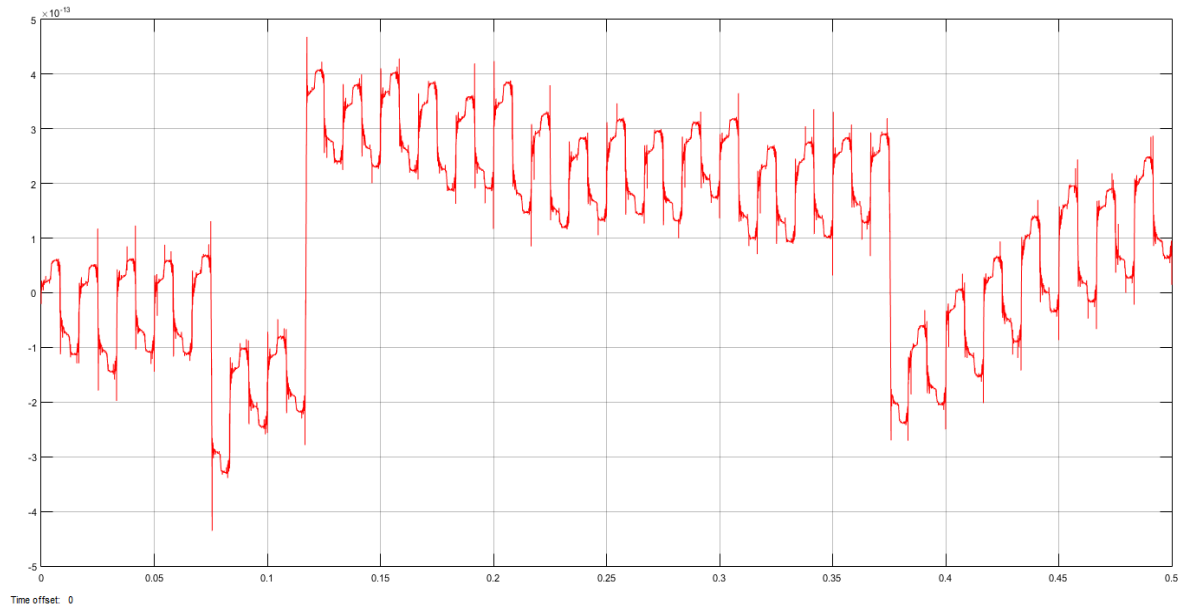


Figura 6.99. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

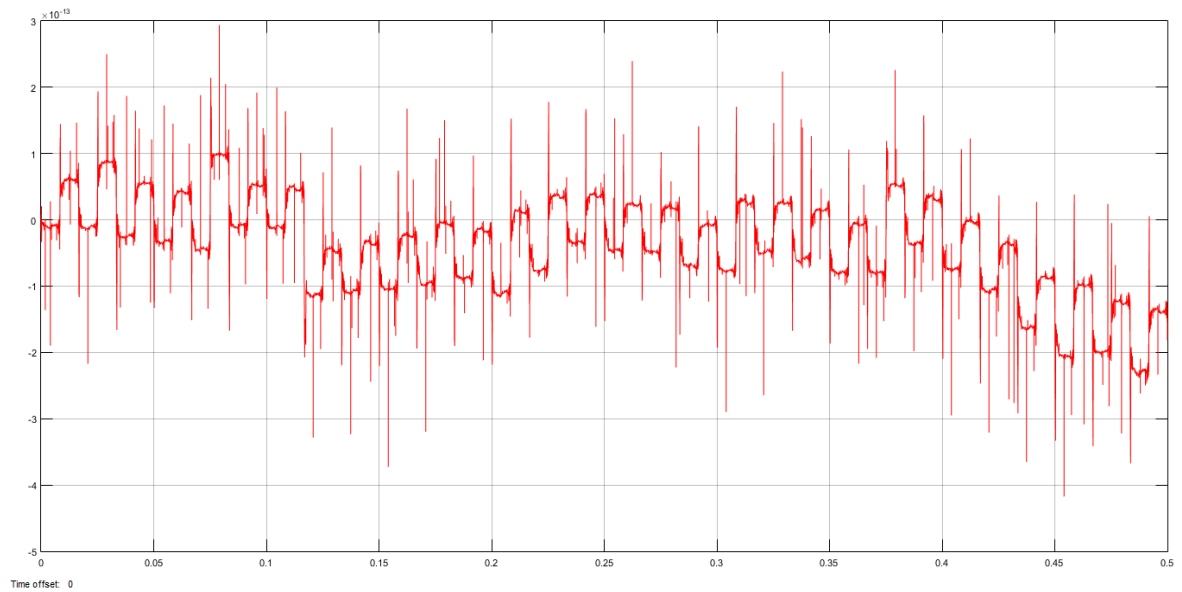


Figura 6.100. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

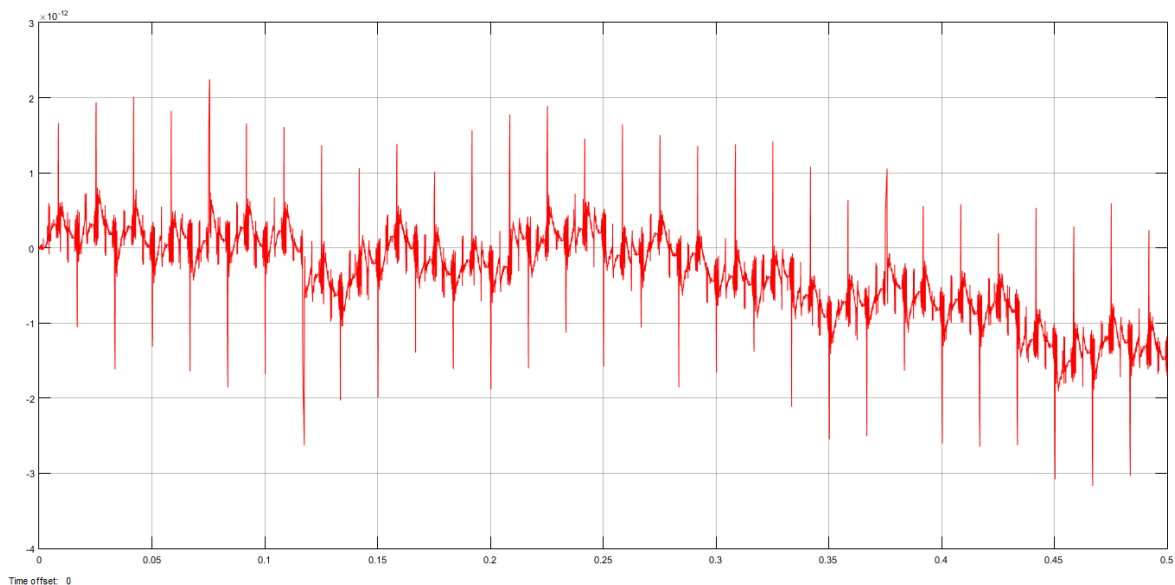


Figura 6.101. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con carga nominal.

Señal de Disparo:

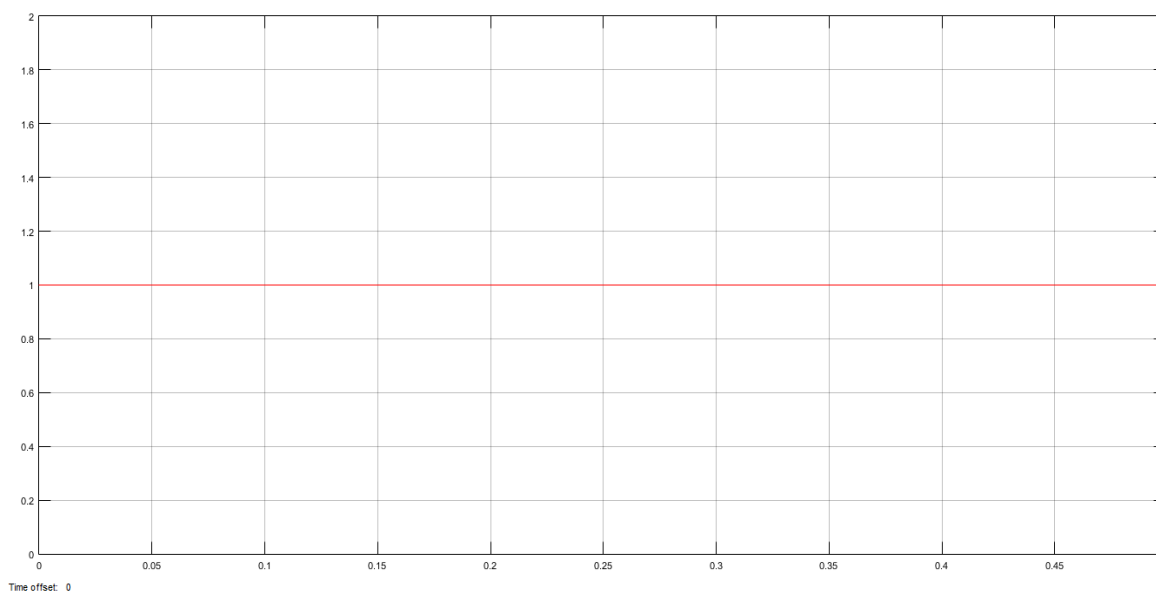


Figura 6.102. Señal de Disparo sin falla en el sistema con carga nominal.

6.2.2.2 Falla Monofásica Externa (Fase A) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

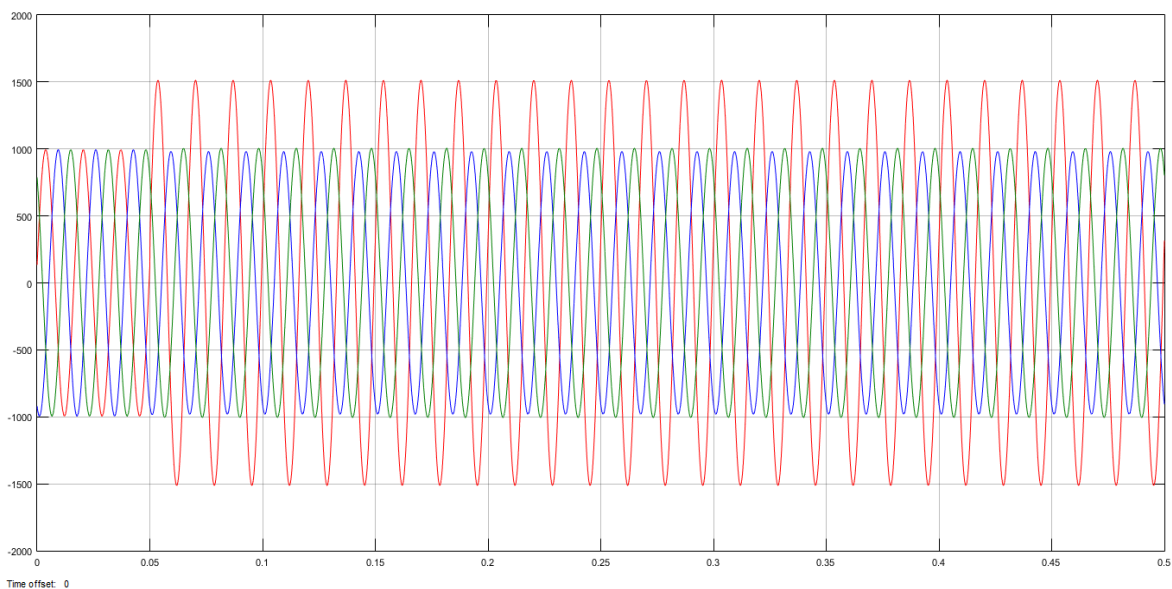


Figura 6.103. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Externa.

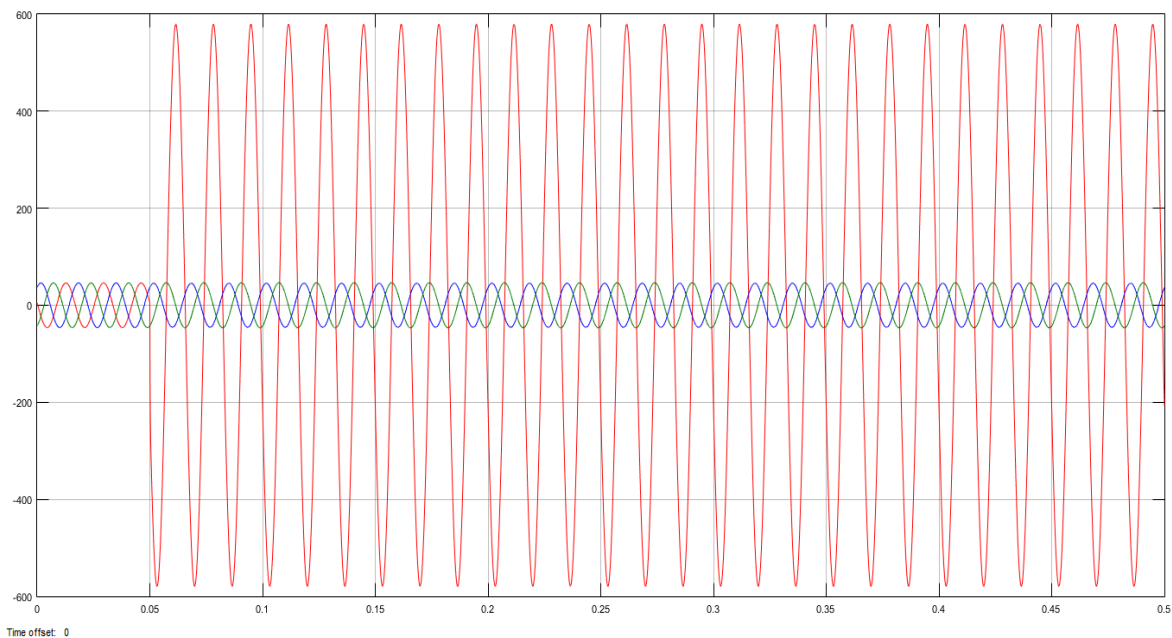


Figura 6.104. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Externa.

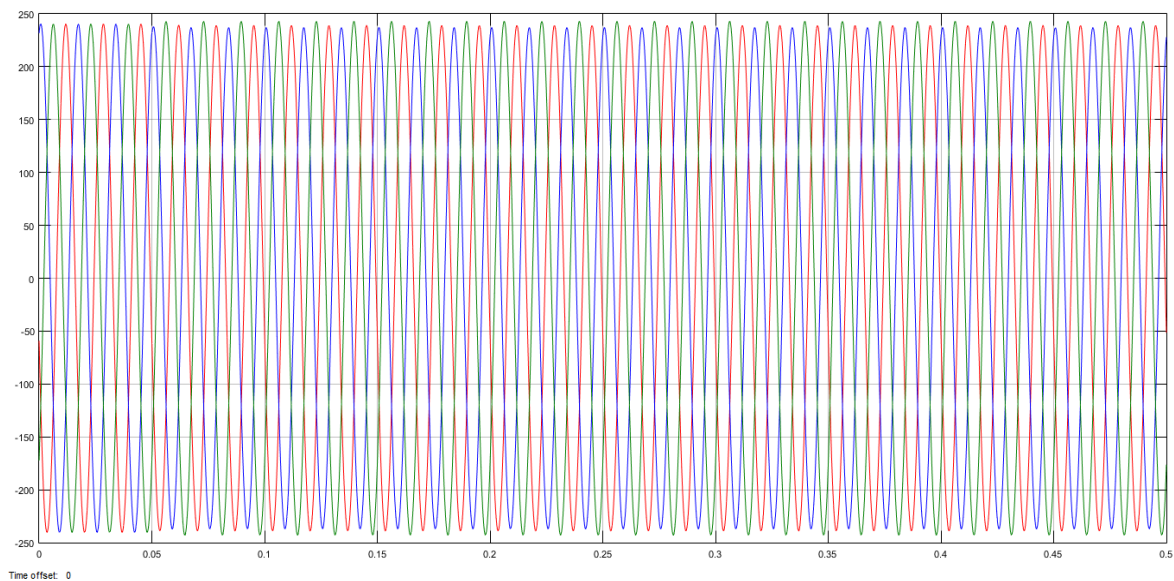


Figura 6.105. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Externa.

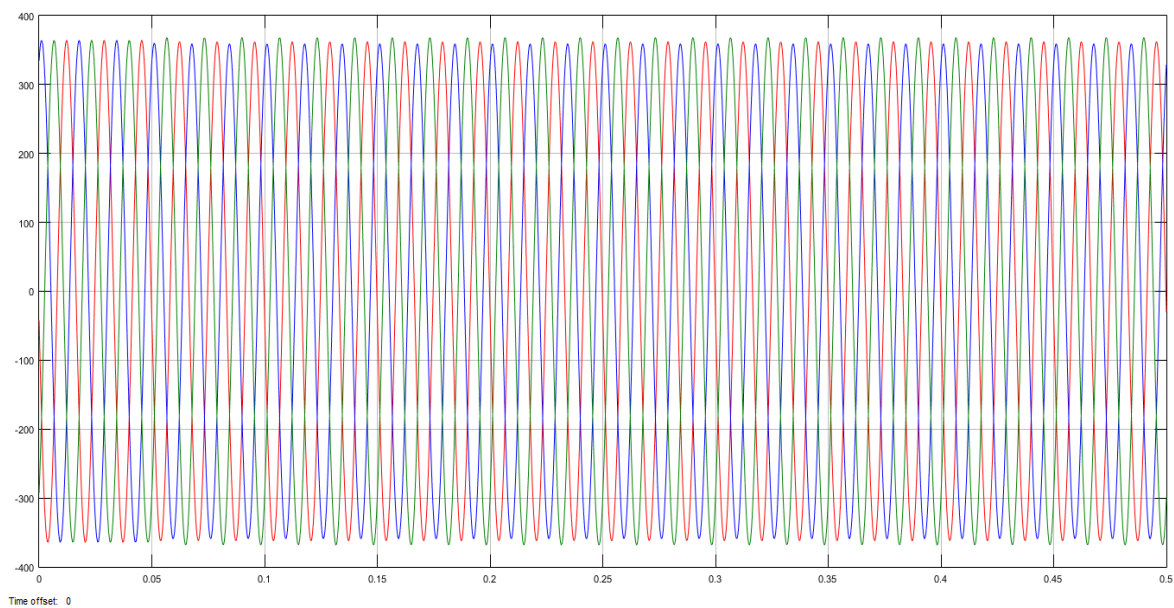


Figura 6.106. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Externa.

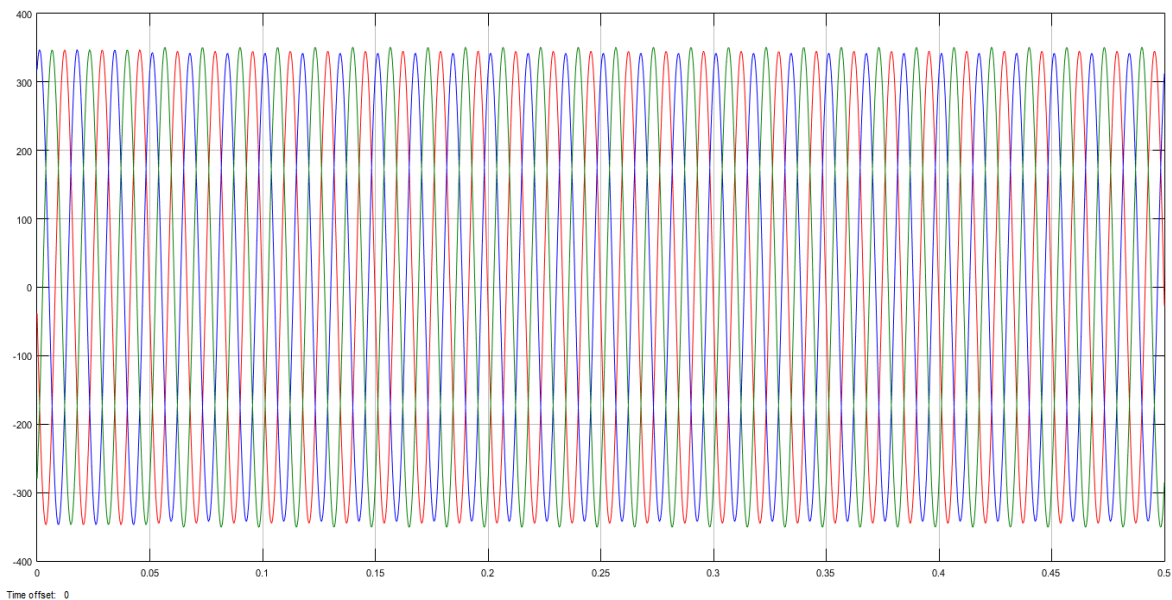


Figura 6.107. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Externa.

Voltajes Secundarios:

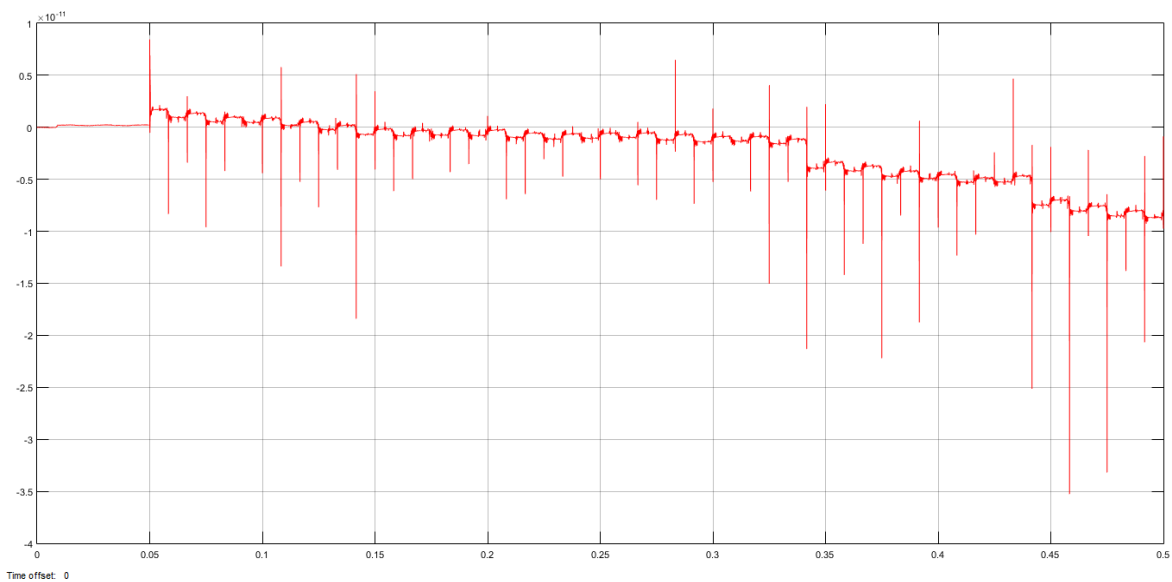


Figura 6.108. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.

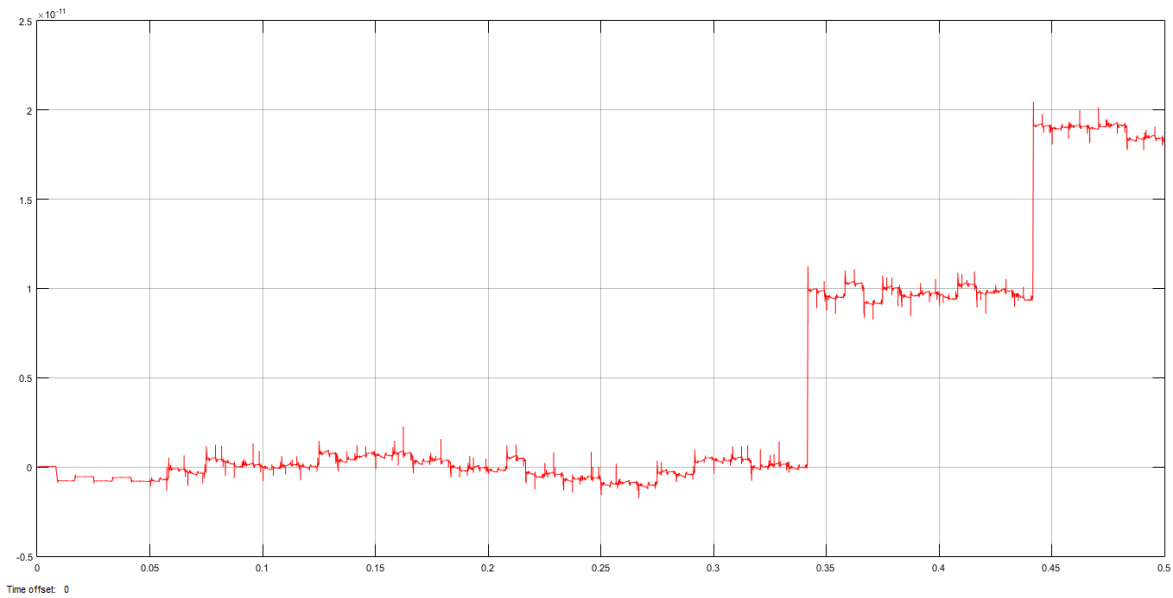


Figura 6.109. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.

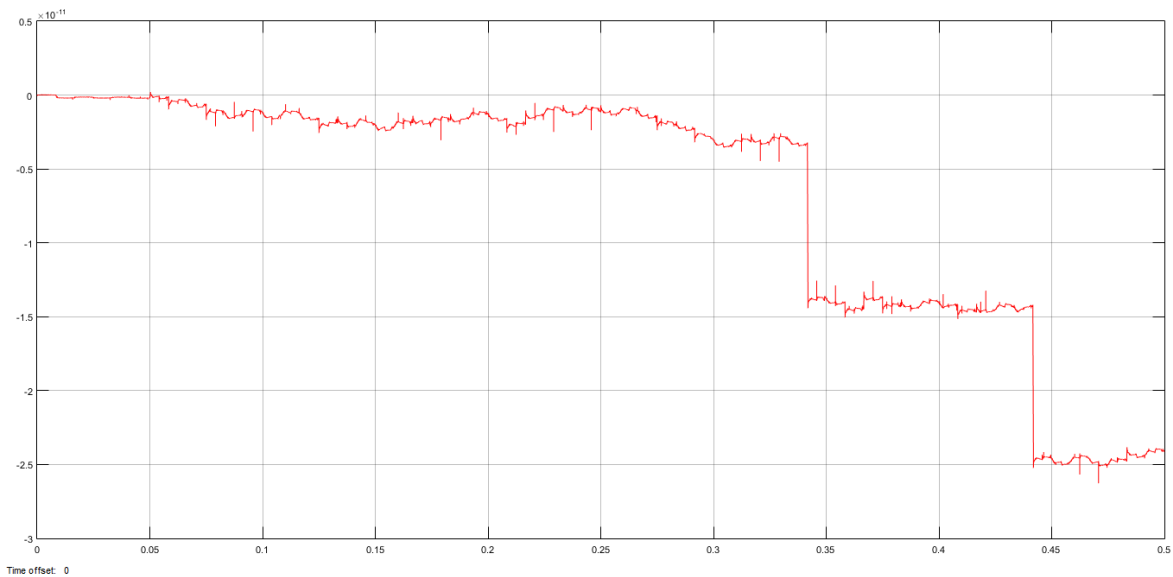


Figura 6.110. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Externa.

Señal de Disparo:

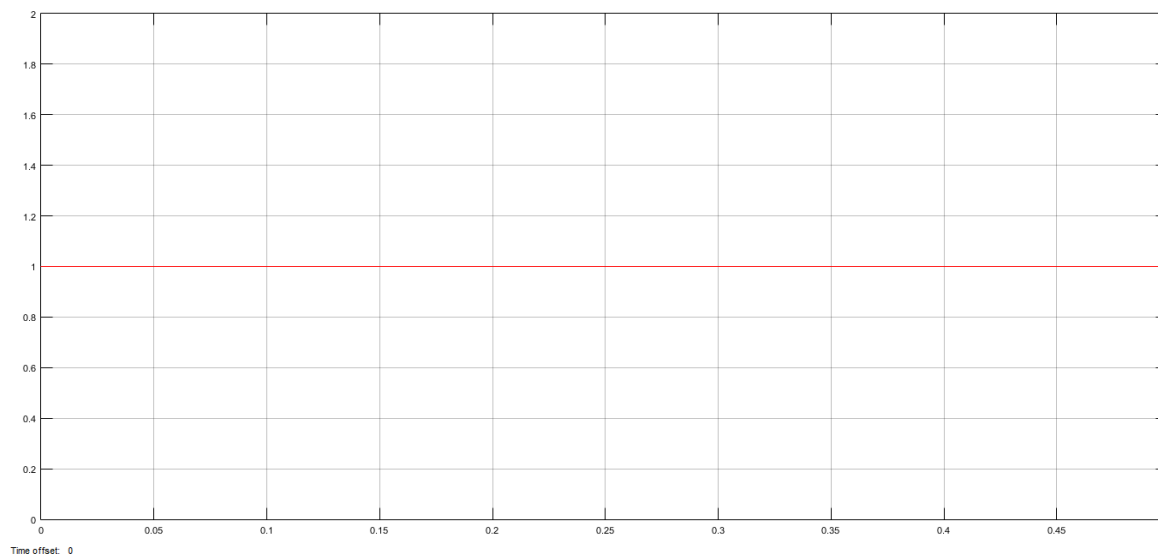


Figura 6.111. Señal de Disparo con falla Monofásica Externa en el sistema.

6.2.2.3. Falla Bifásica Externa (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

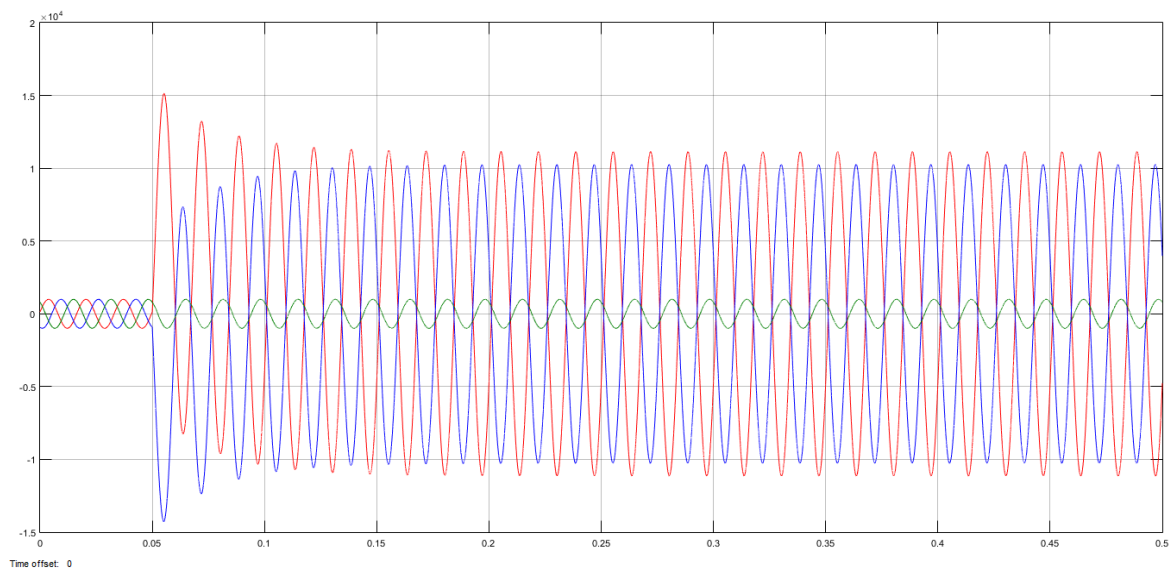


Figura 6.112. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Externa.

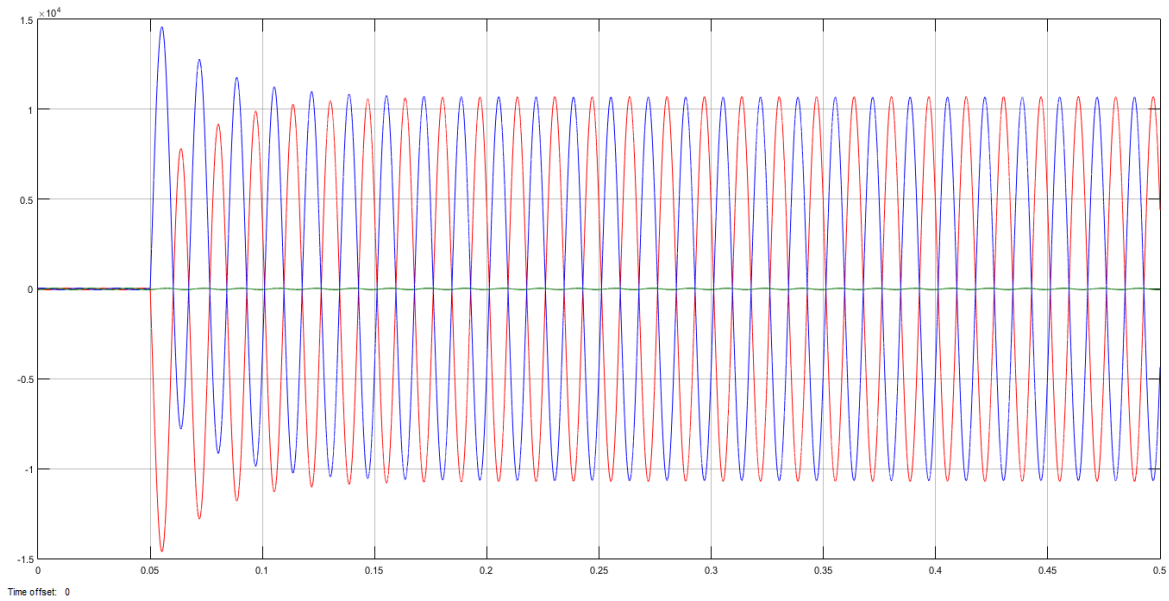


Figura 6.113. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Externa.

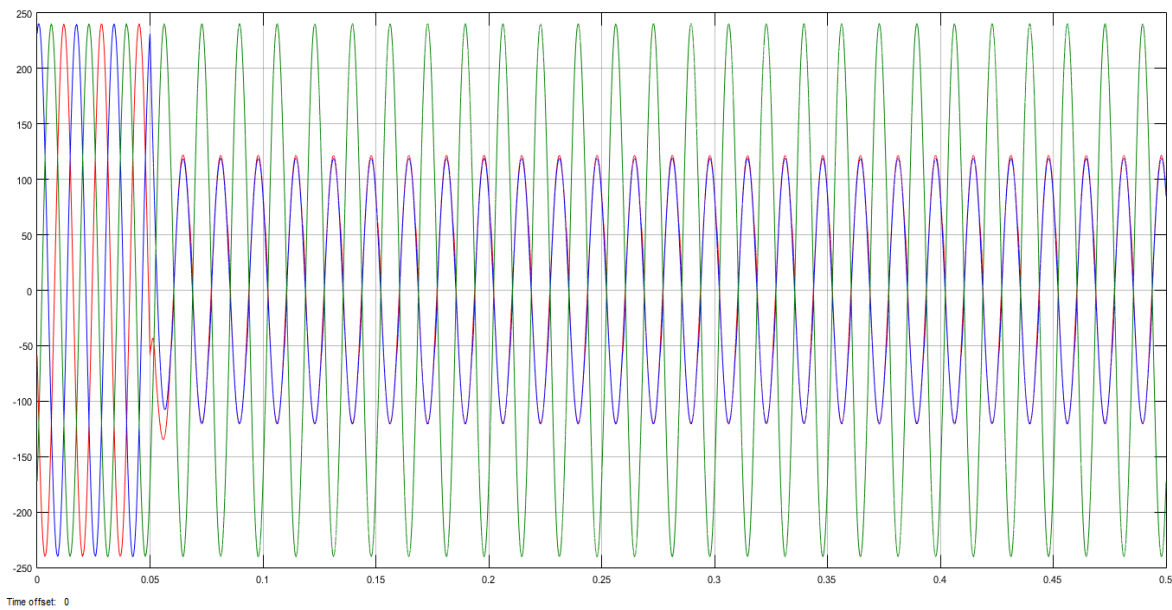


Figura 6.114. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Externa.

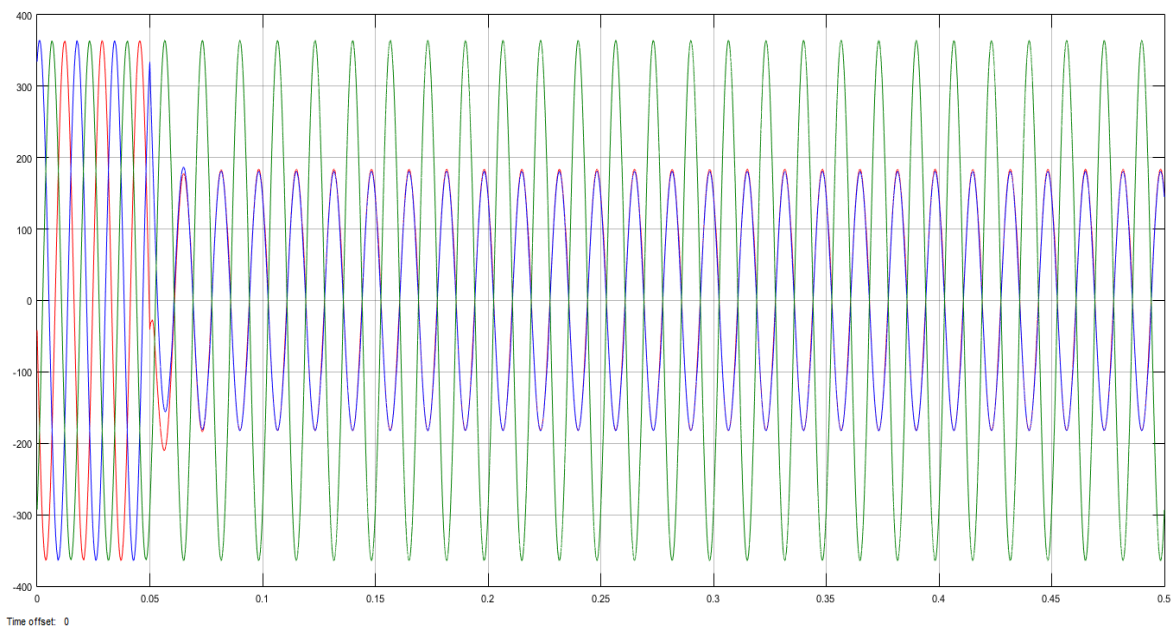


Figura 6.115. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Externa.

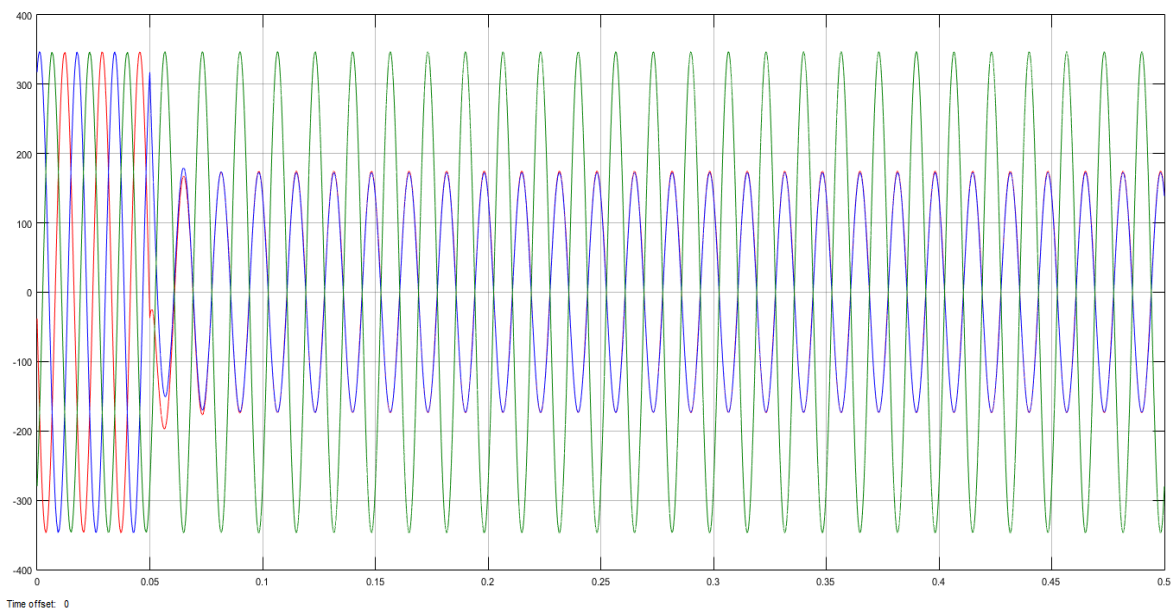


Figura 6.116. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Externa.

Voltajes Secundarias:

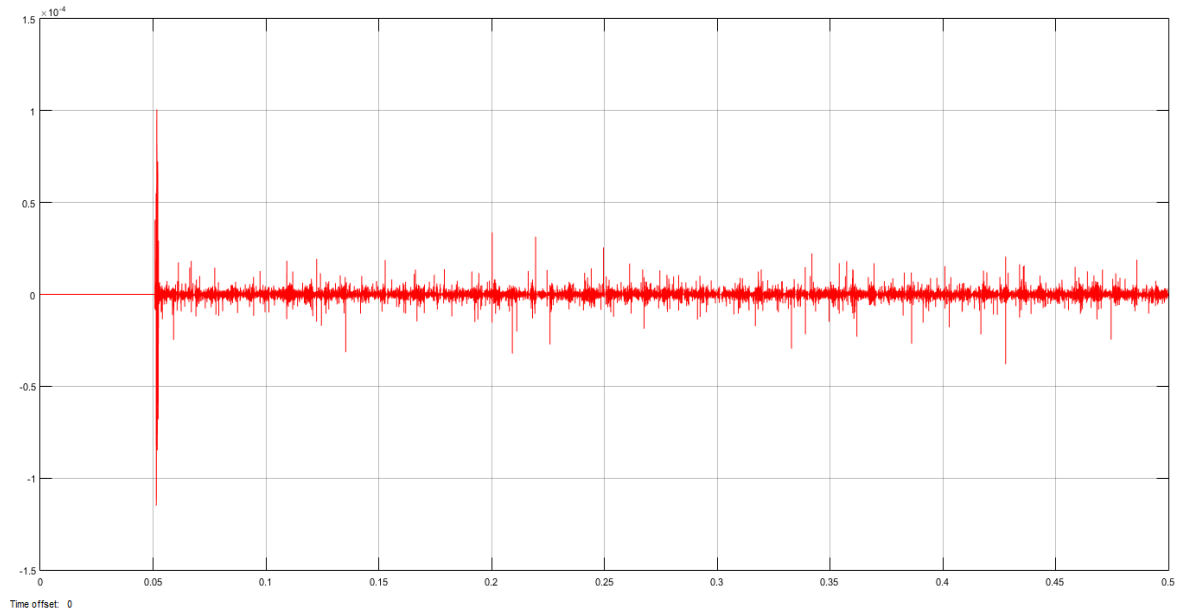


Figura 6.117. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

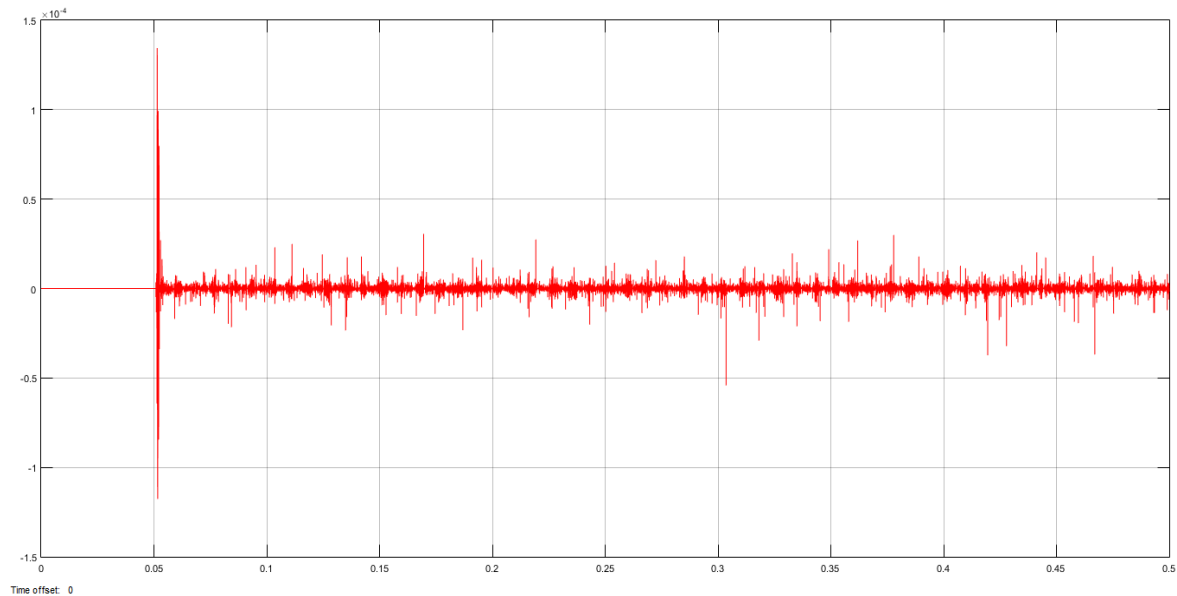


Figura 6.118. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

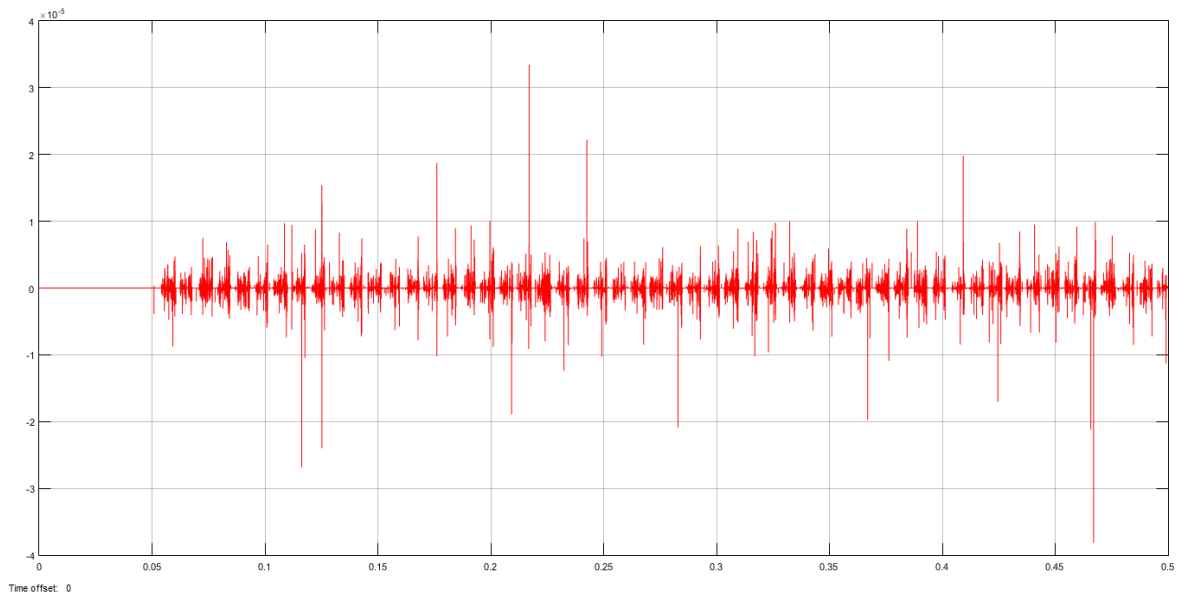


Figura 6.119. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Externa.

Señal de Disparo:

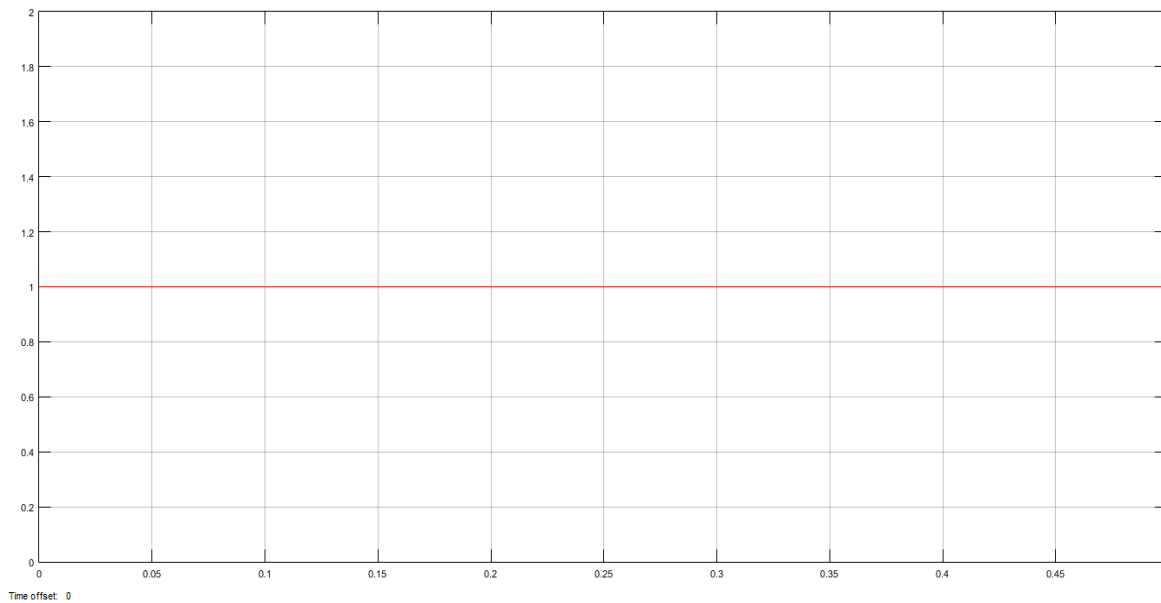


Figura 6.120. Señal de Disparo con falla Bifásica Externa en el sistema.

6.2.2.4. *Falla Trifásica Externa (las tres fases) lado de la Carga 1.*

Corrientes Primarias:

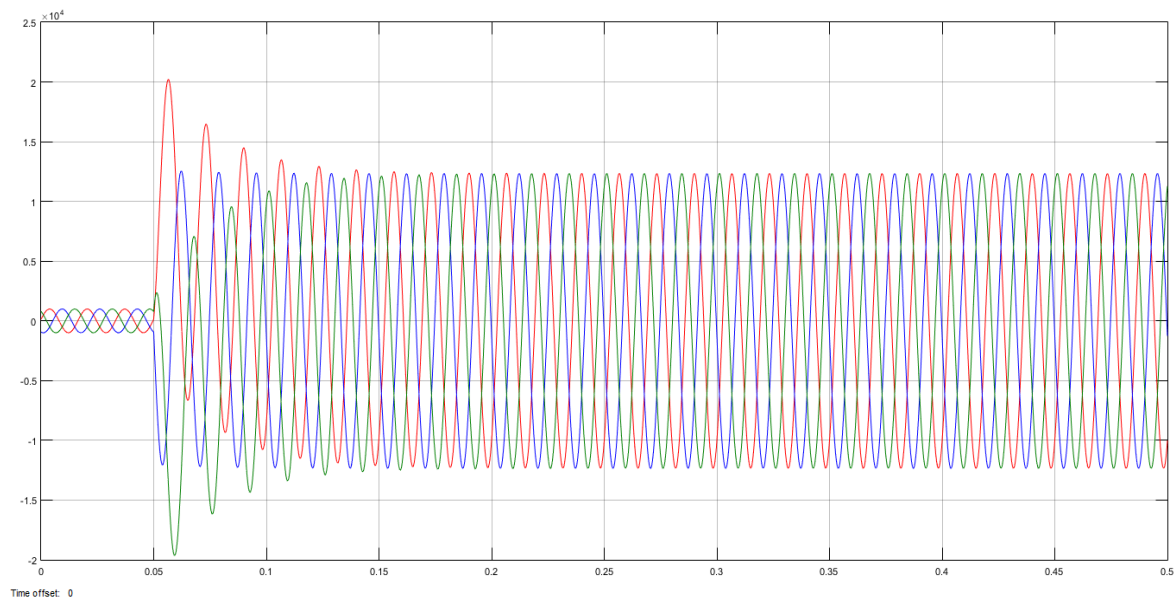


Figura 6.121. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Externa.*

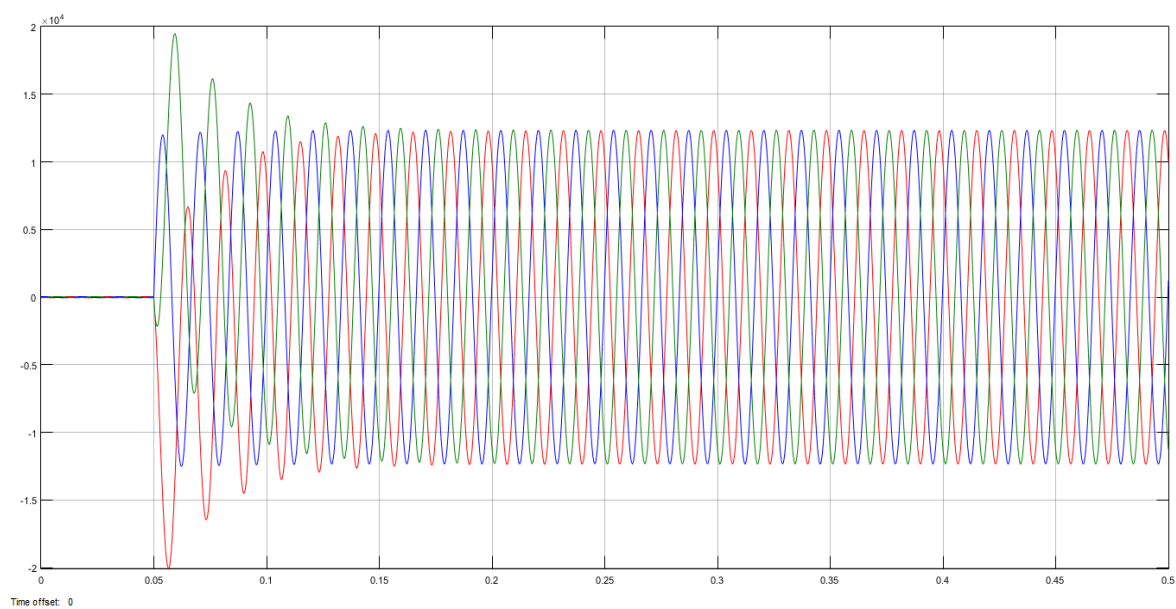


Figura 6.122. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Externa.*

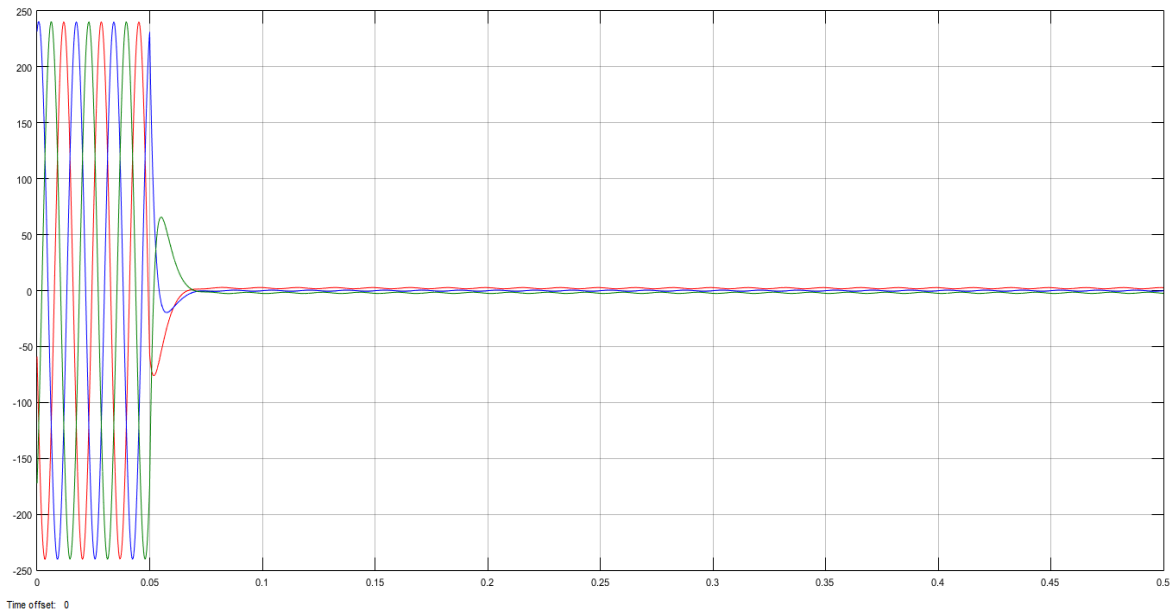


Figura 6.123. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Externa.

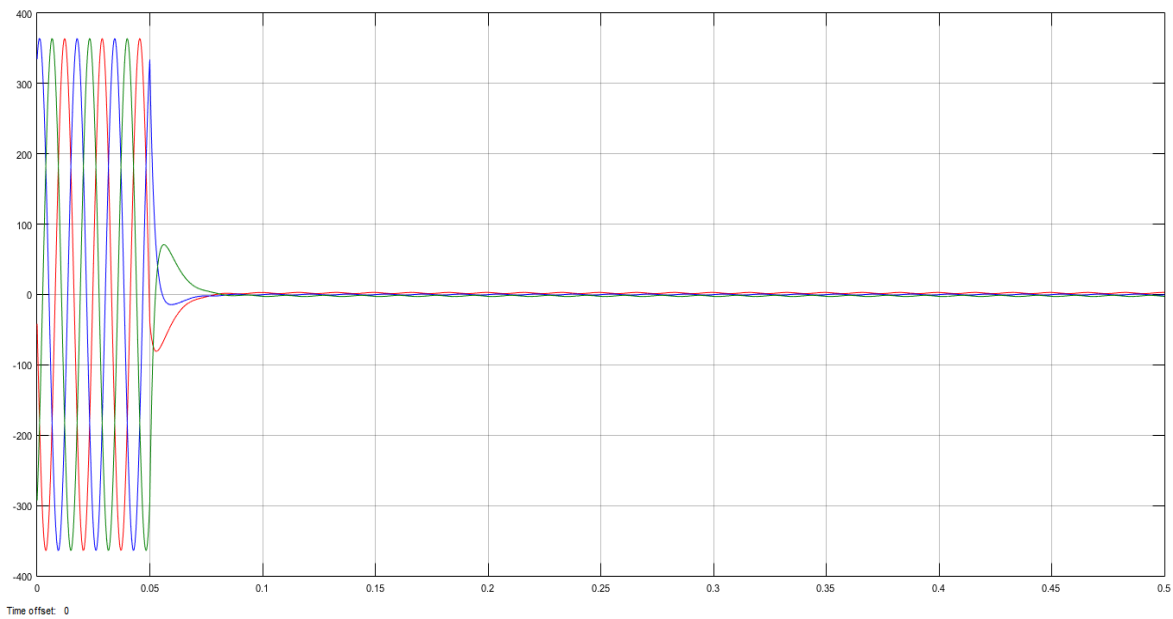


Figura 6.124. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Externa.

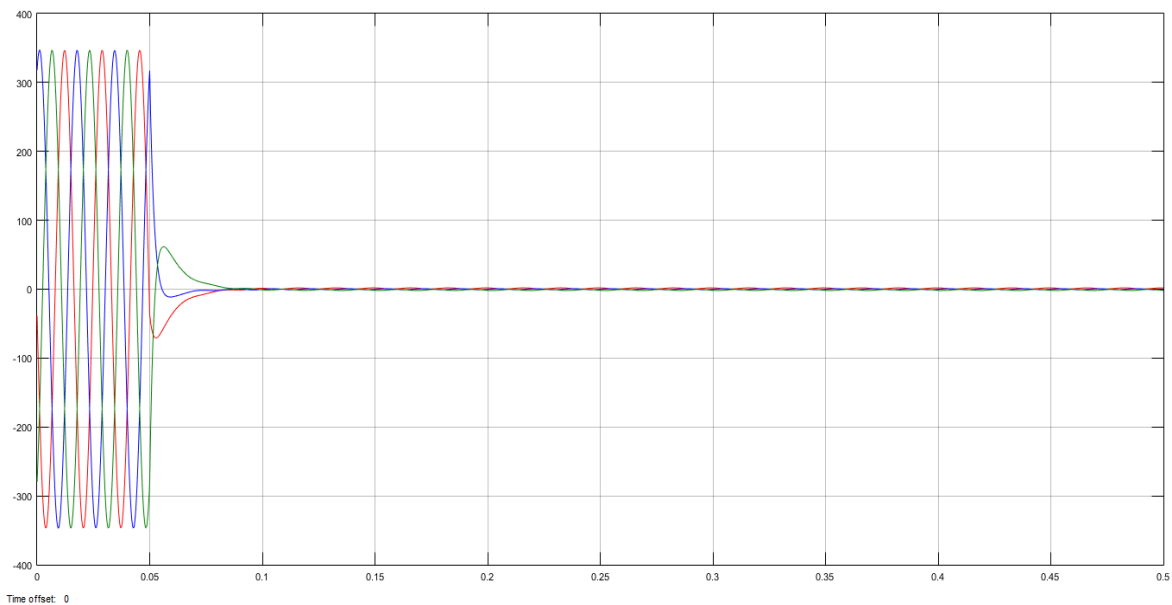


Figura 6.125. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Externa.

Voltajes Secundarios:

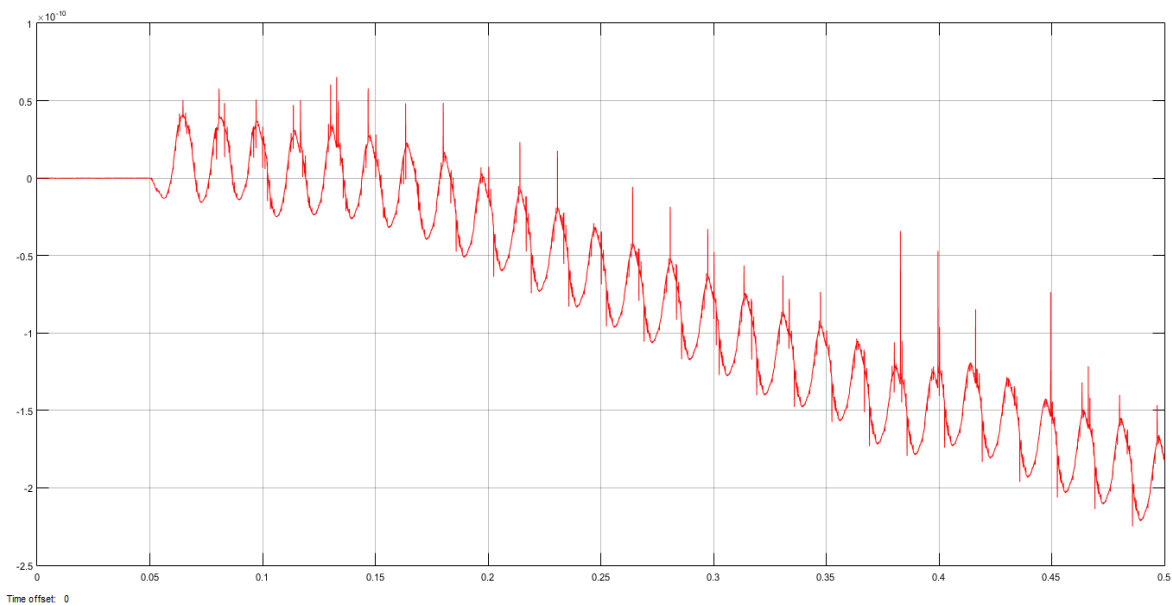


Figura 6.126. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

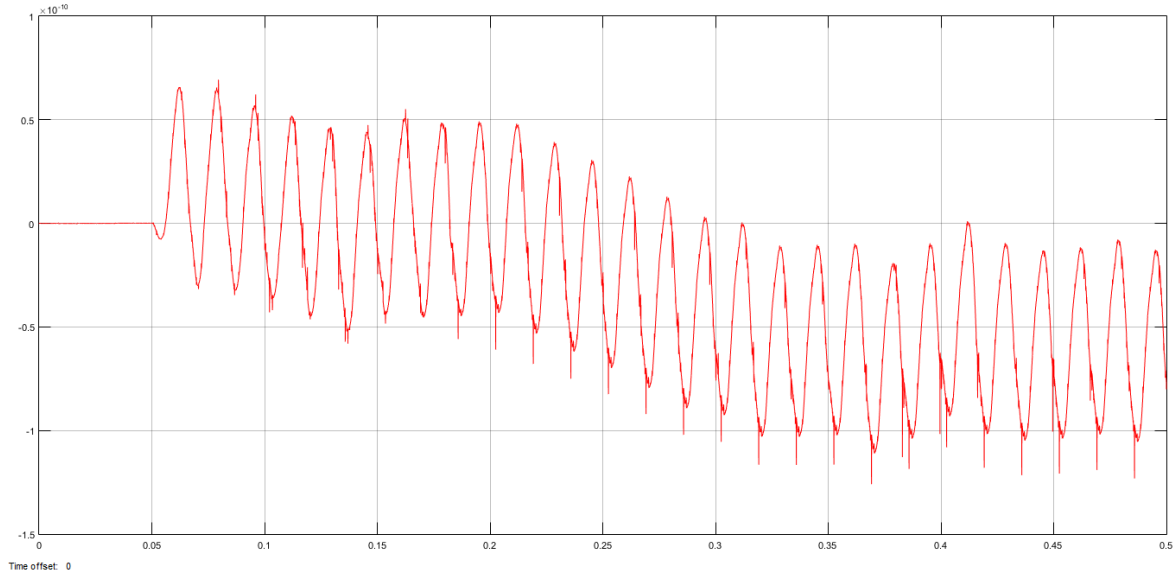


Figura 6.127. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

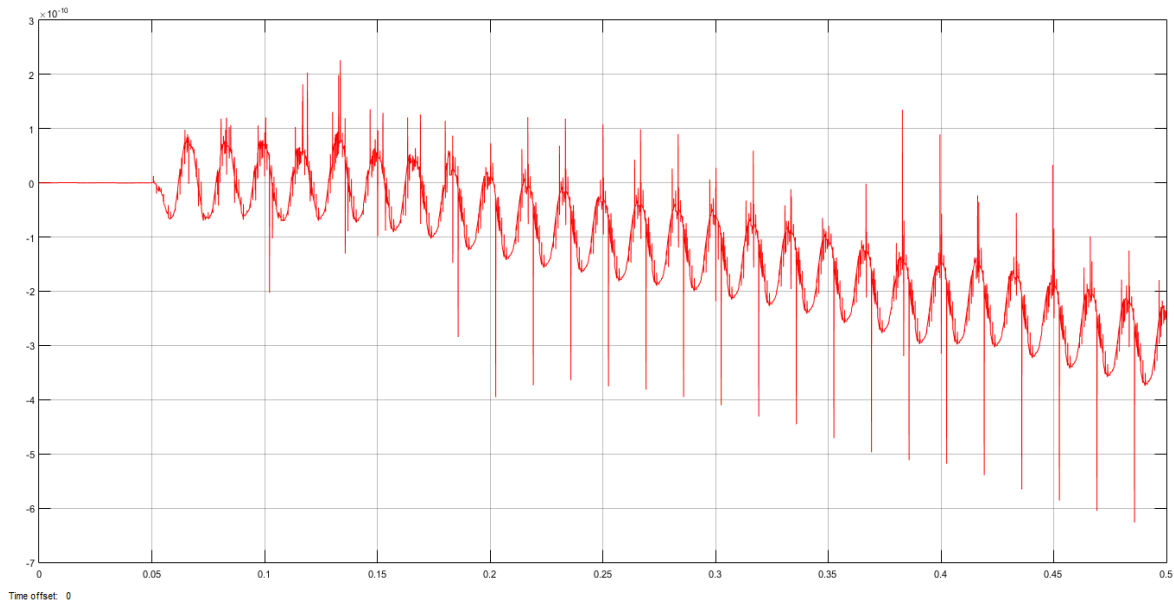


Figura 6.128. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Externa.

Señal de Disparo:

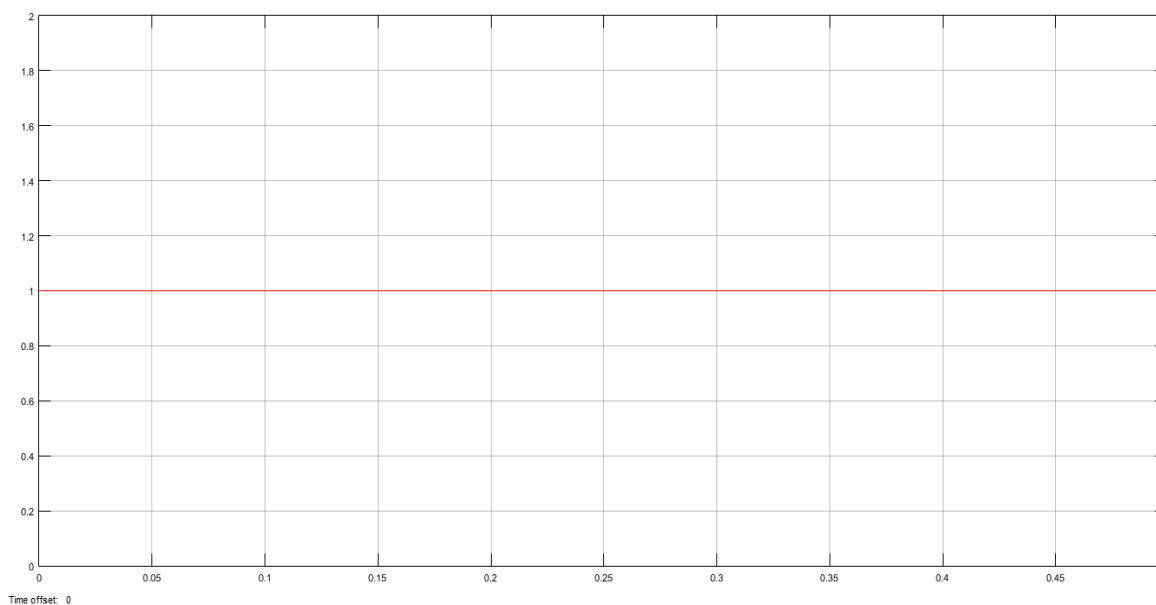


Figura 6.129. Señal de Disparo con falla Trifásica Externa en el sistema.

6.2.2.5 Falla Monofásica Interna (Fase A) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

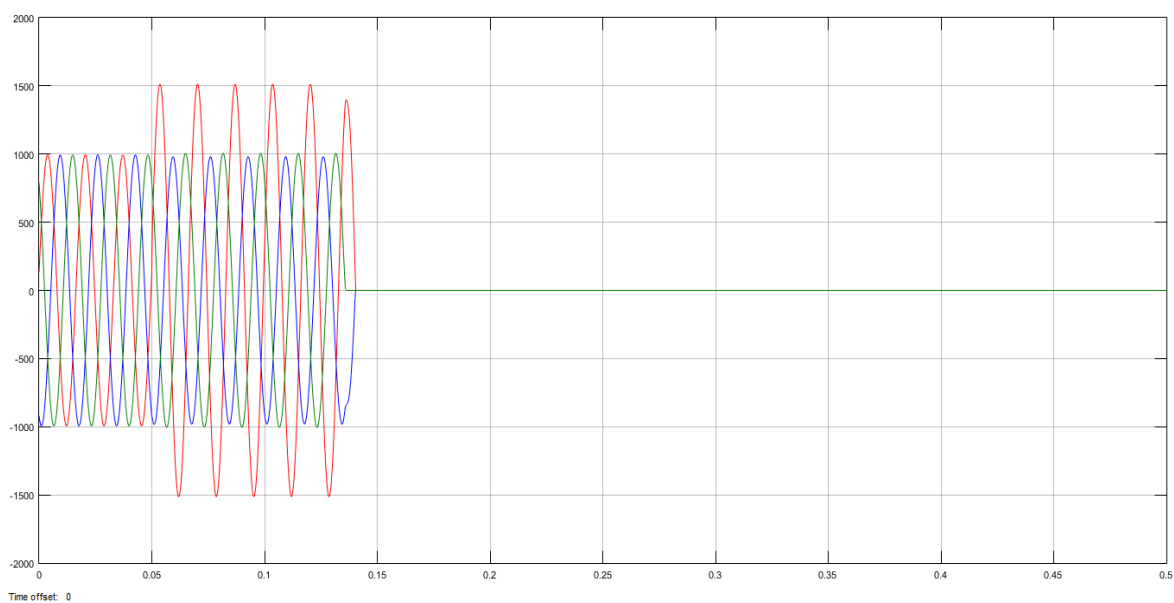


Figura 6.130. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Monofásica Interna.

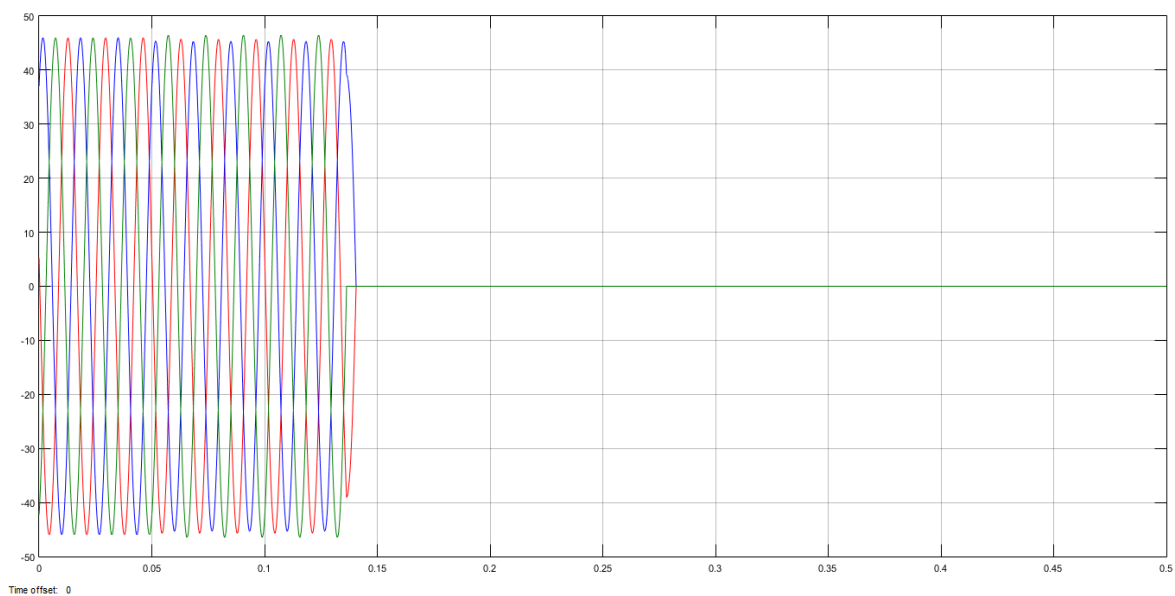


Figura 6.131. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Monofásica Interna.

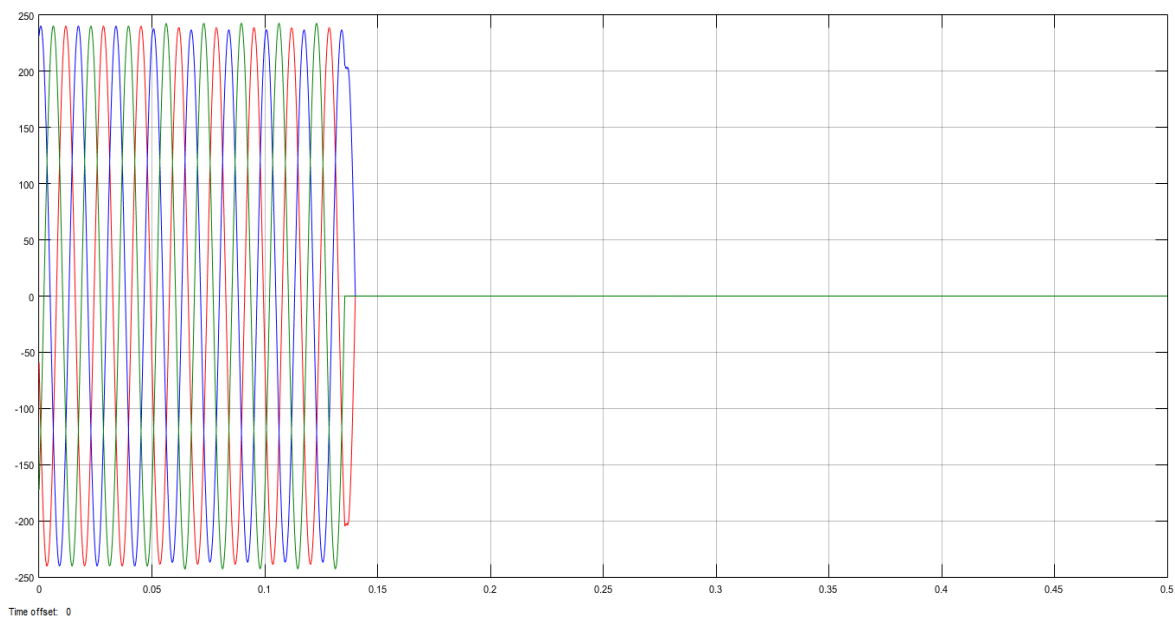


Figura 6.132. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Monofásica Interna.

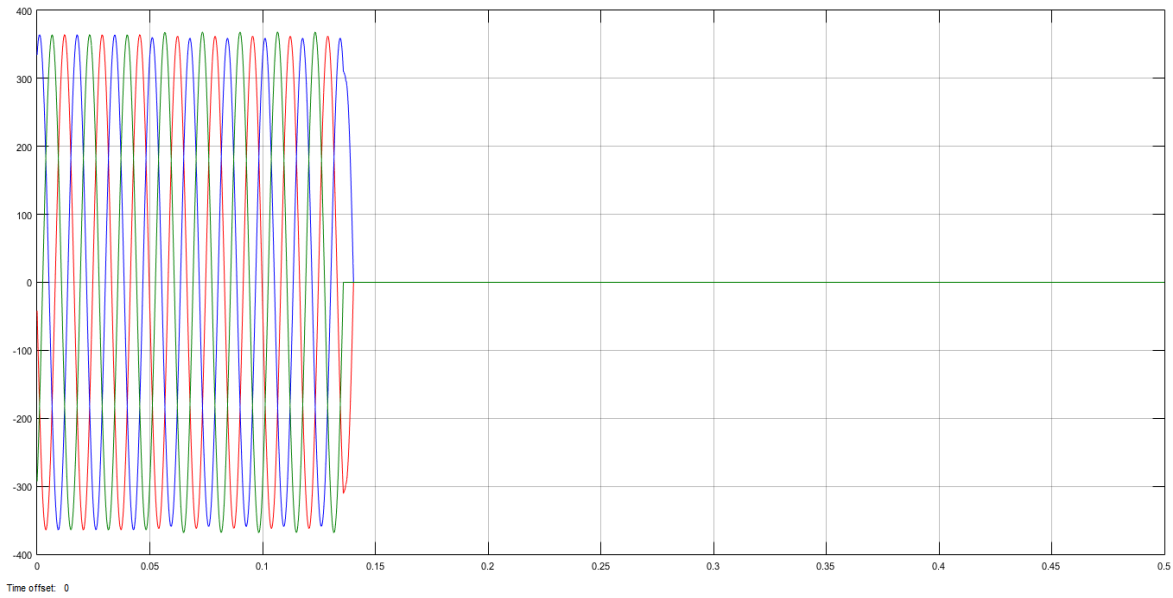


Figura 6.133. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Monofásica Interna.

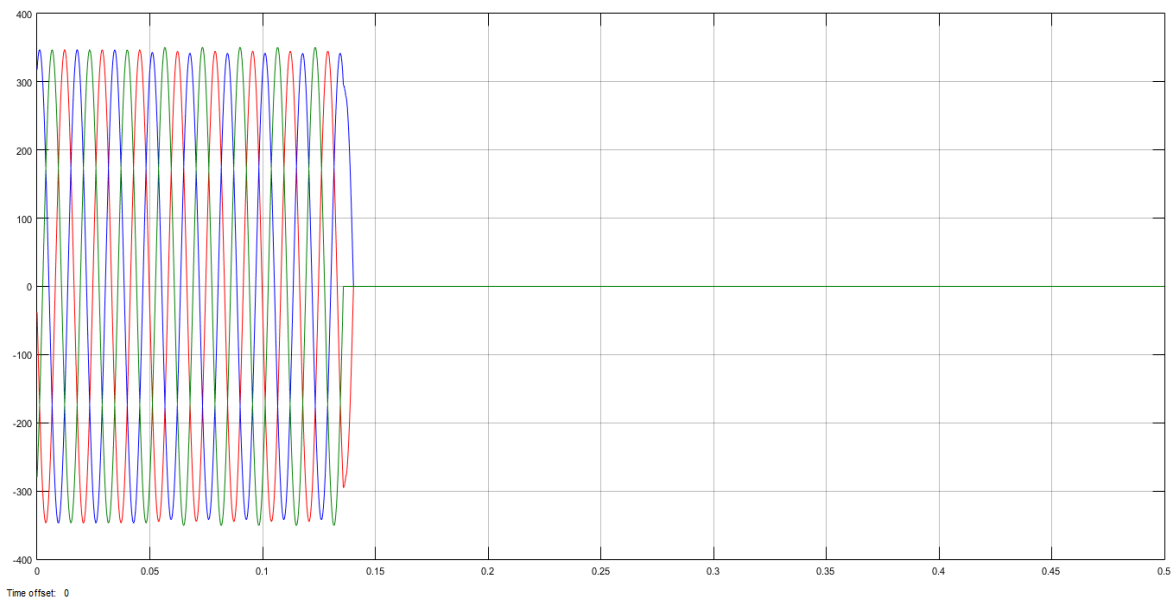


Figura 6.134. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Monofásica Interna.

Voltajes Secundarias:

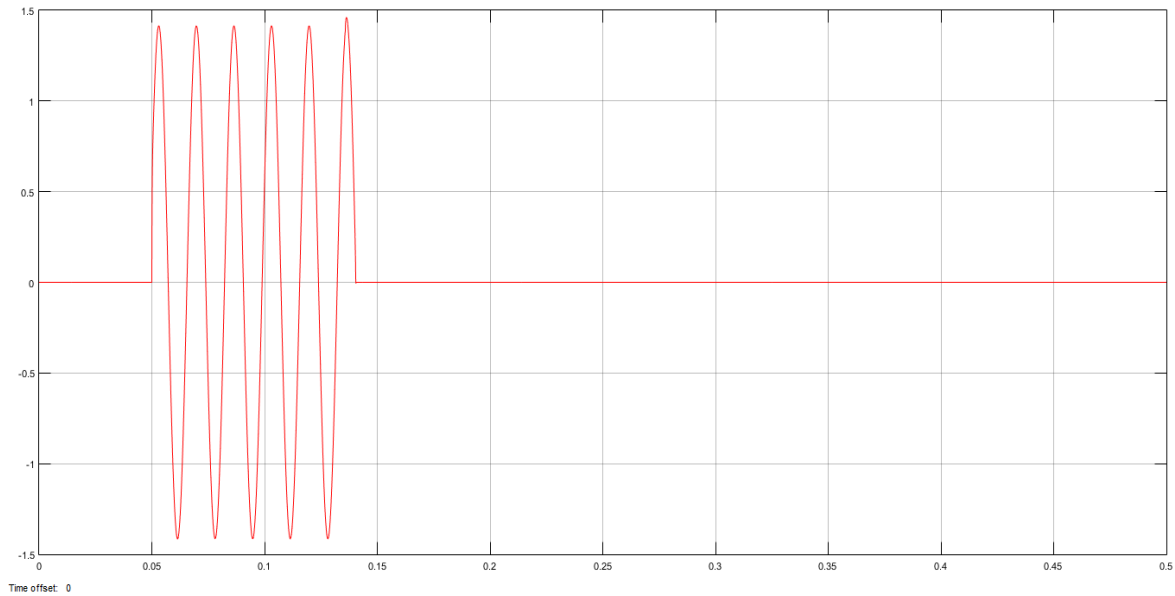


Figura 6.135. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

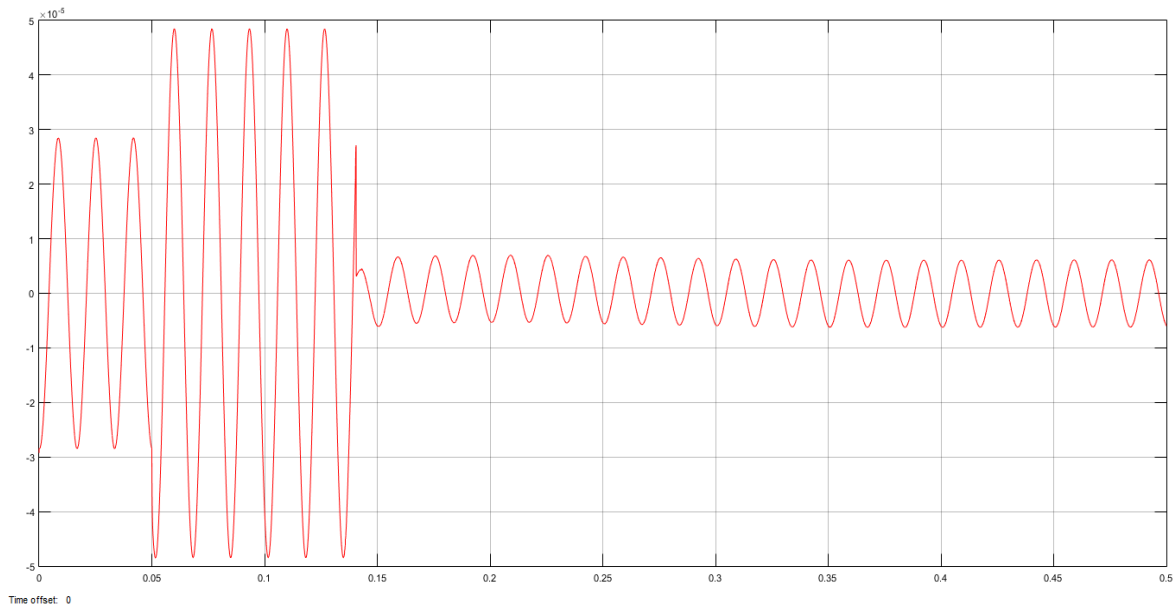


Figura 6.136. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

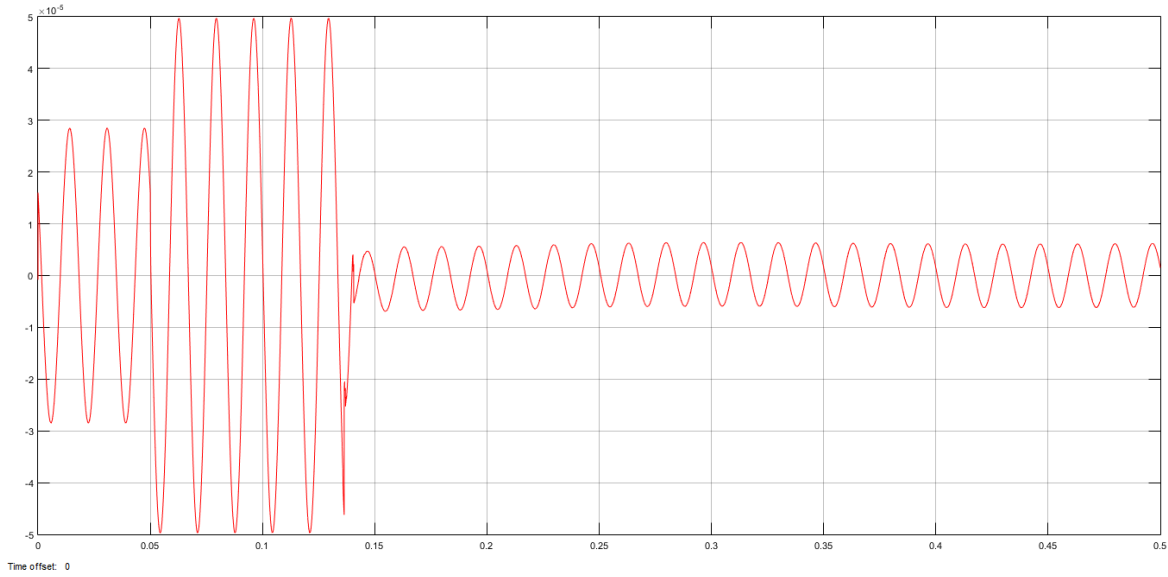


Figura 6.137. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Monofásica Interna.

Señal de Disparo:

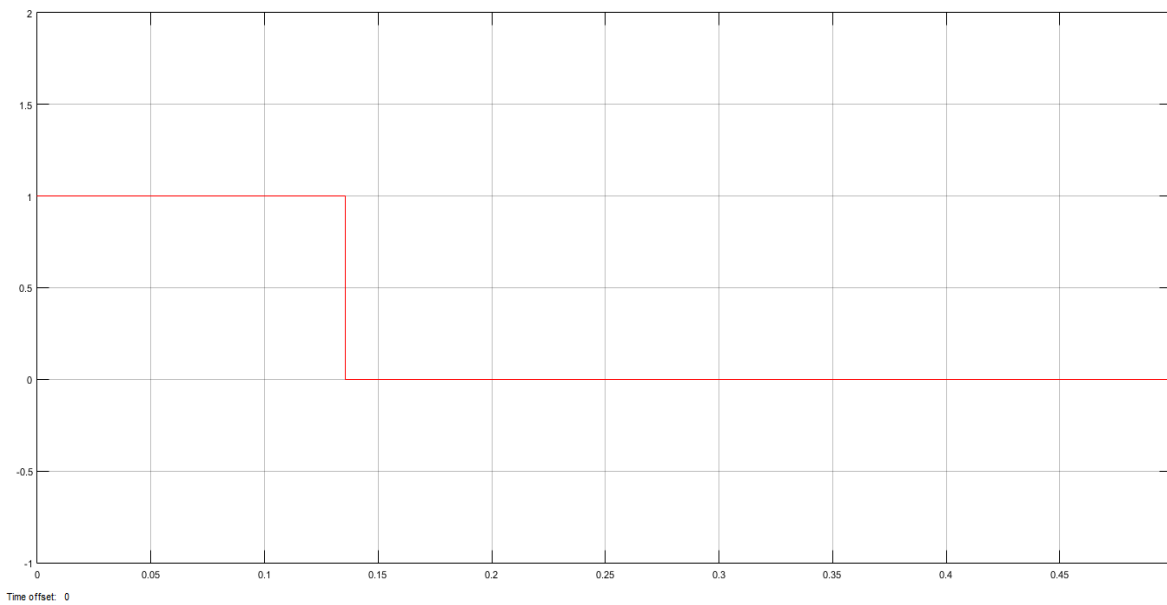


Figura 6.138. Señal de Disparo con falla Monofásica Interna en el sistema.

6.2.2.6. *Falla Bifásica Interna (Fase A y Fase B) lado de la Carga 1.*

Corrientes Primarias:

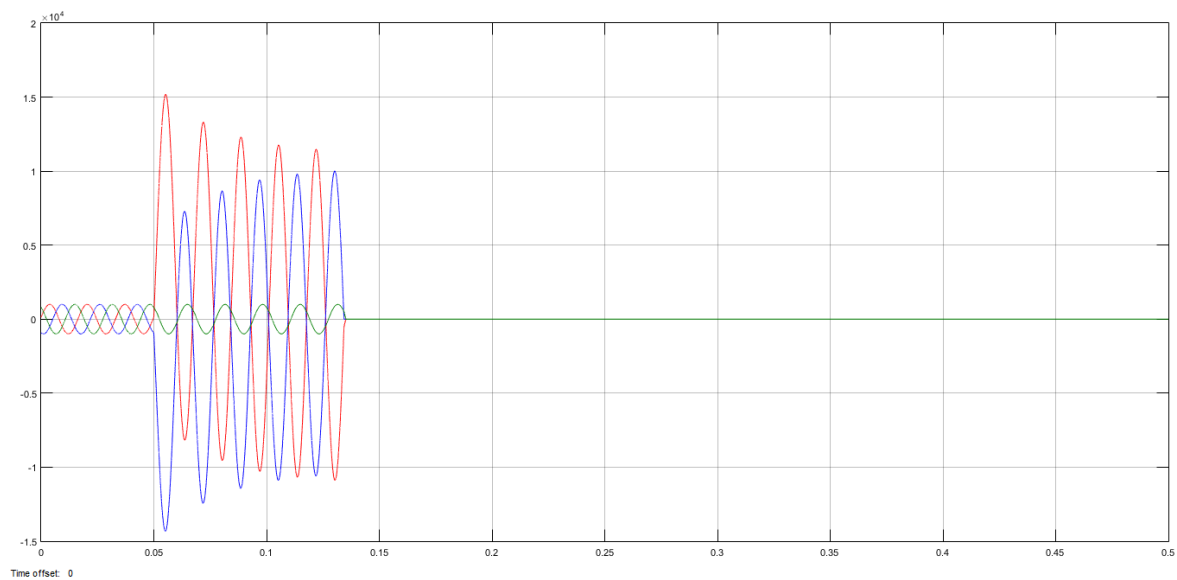


Figura 6.139. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Bifásica Interna.*

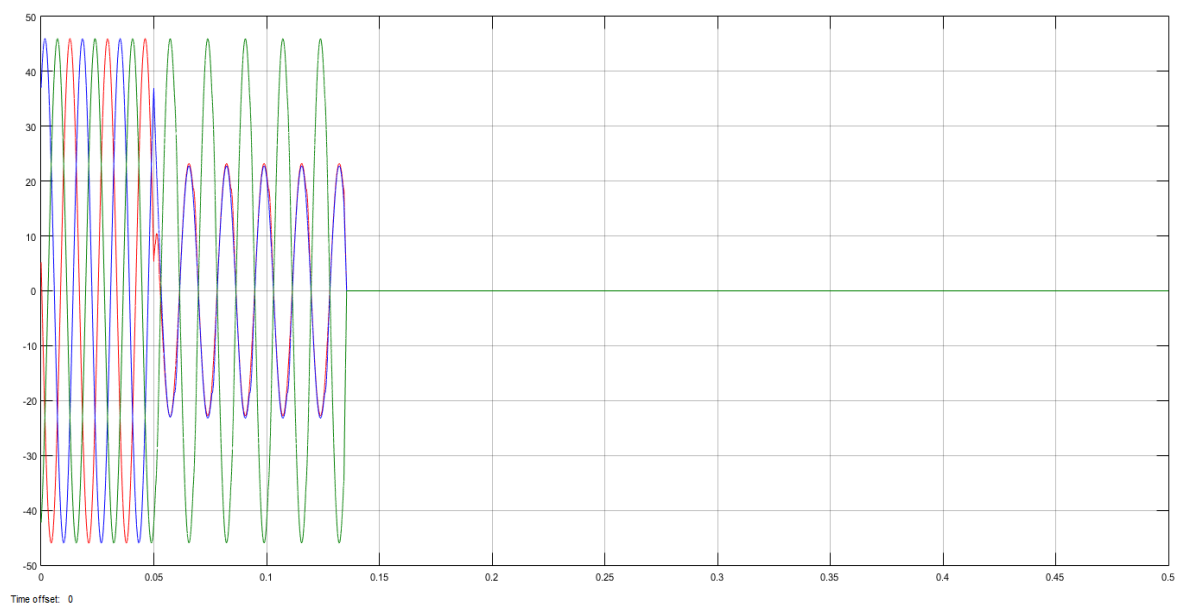


Figura 6.140. *Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Bifásica Interna.*

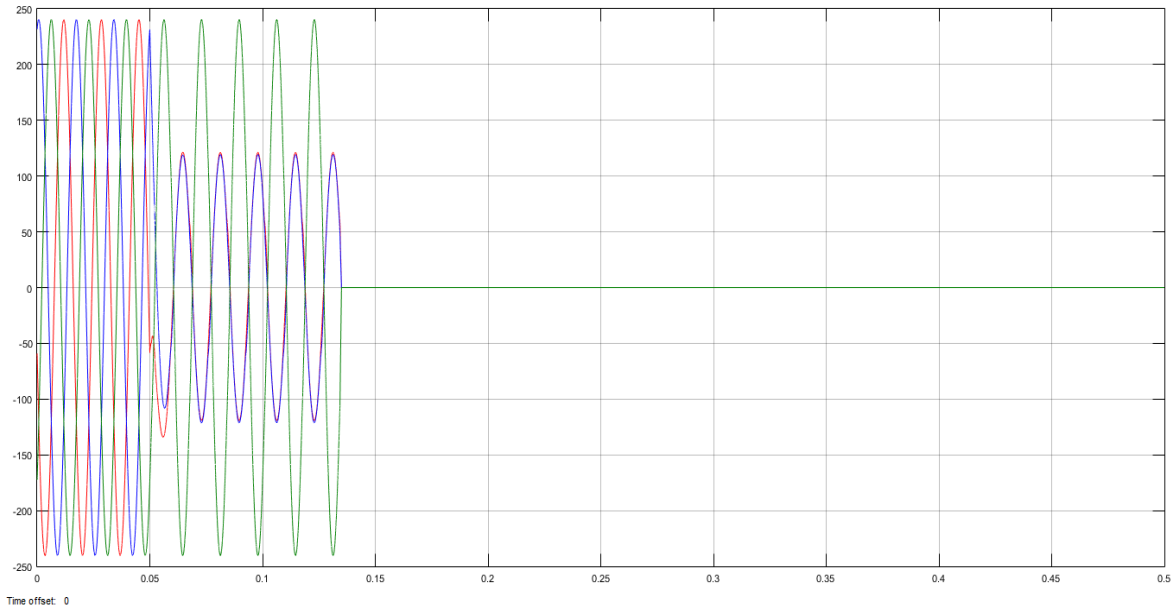


Figura 6.141. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Bifásica Interna.

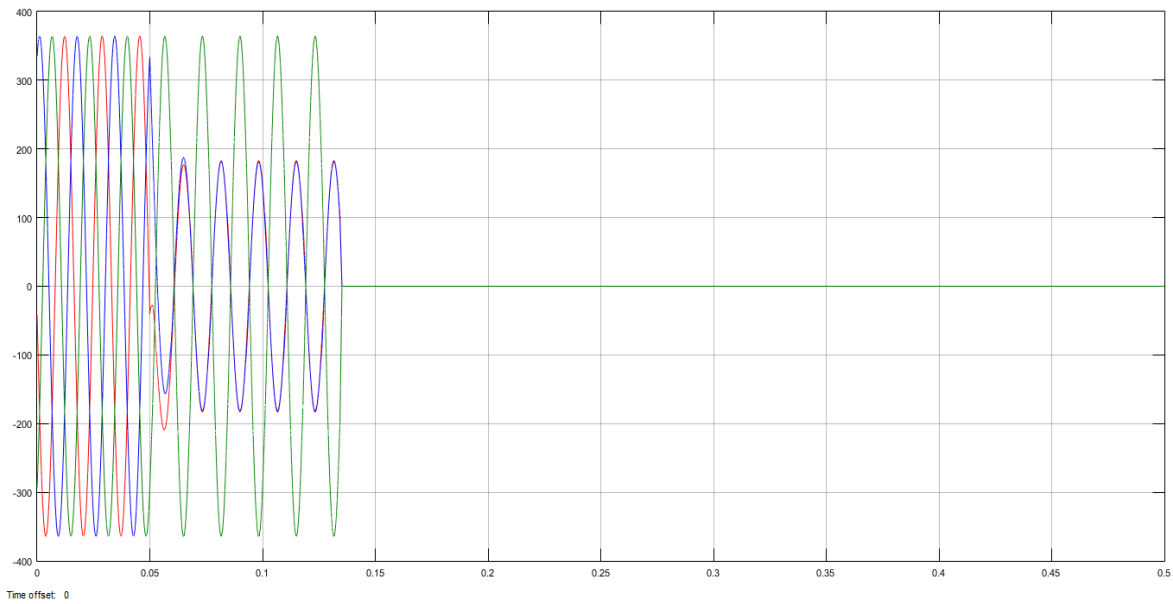


Figura 6.142. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Bifásica Interna.

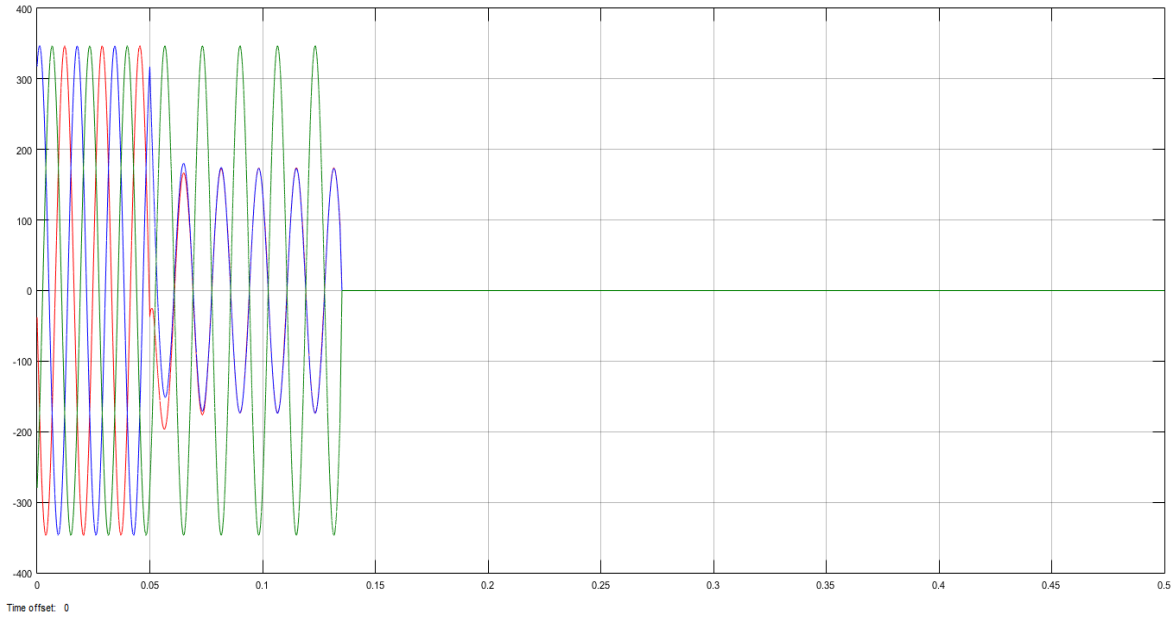


Figura 6.143. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Bifásica Interna.

Voltajes Secundarias:

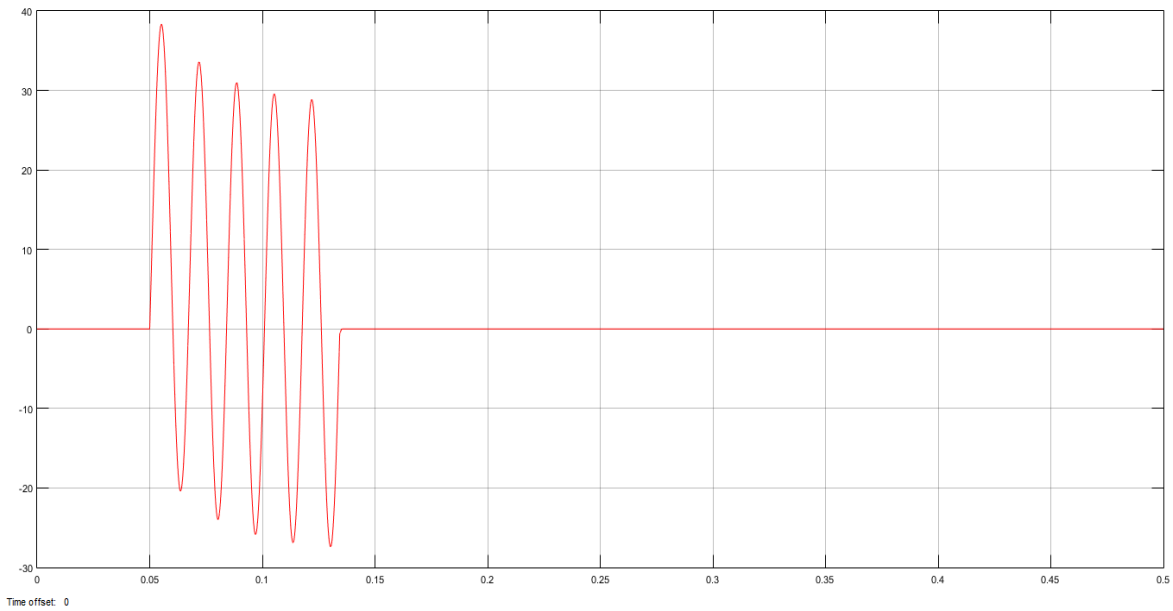


Figura 6.144. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.

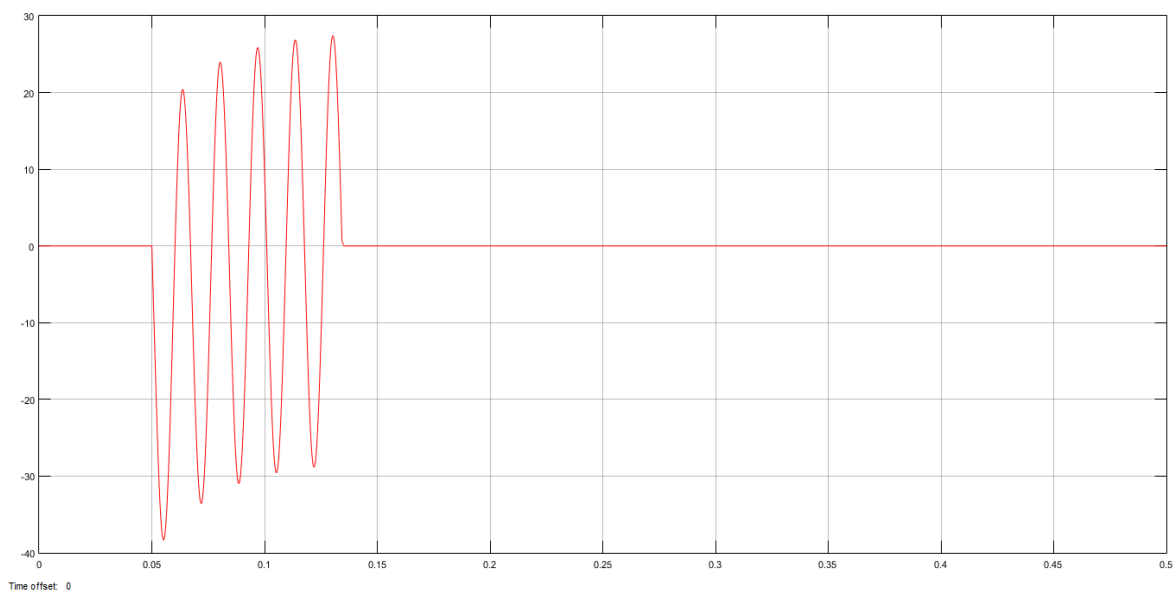


Figura 6.145. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.

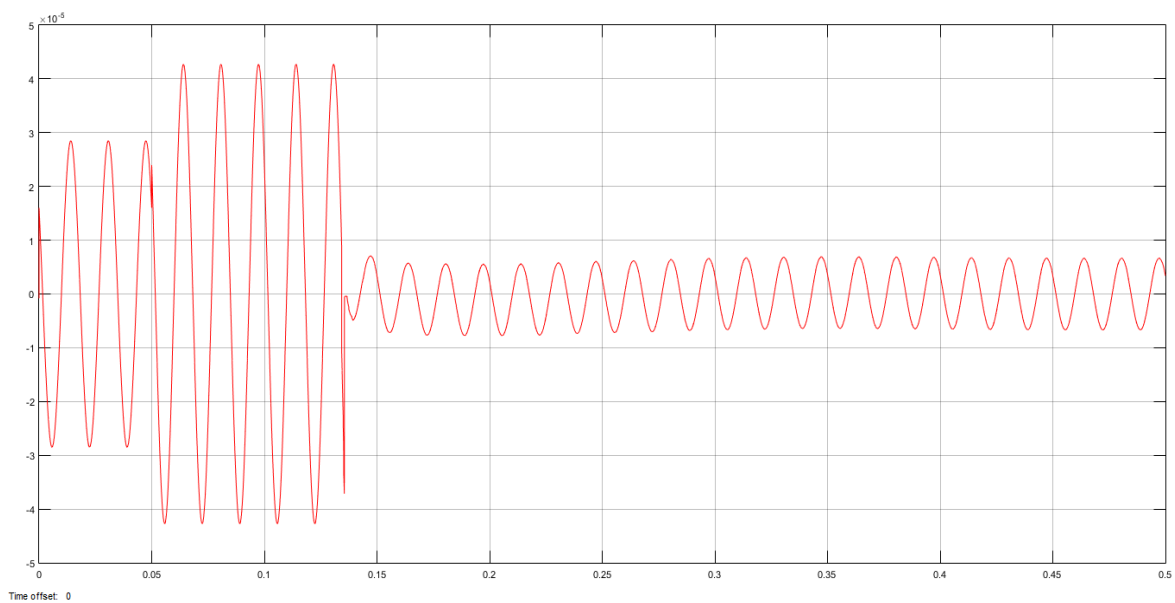


Figura 6.146. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Bifásica Interna.

Señal de Disparo:

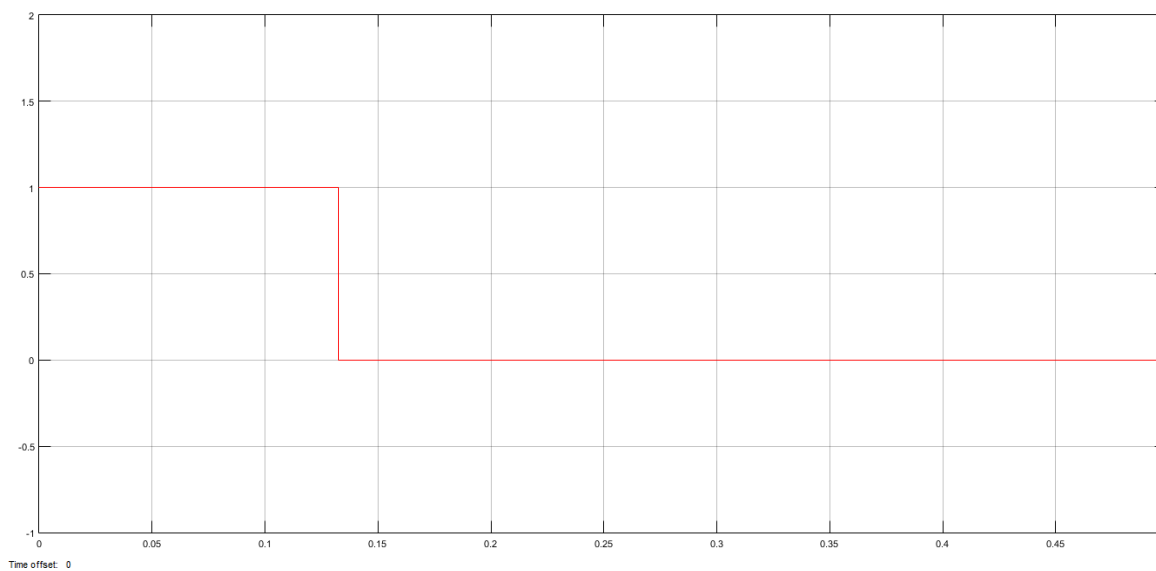


Figura 6.147. Señal de Disparo con falla Bifásica Interna en el sistema.

6.2.2.7. Falla Trifásica Interna (las tres fases) lado de la Carga 1.

Corrientes Primarias:

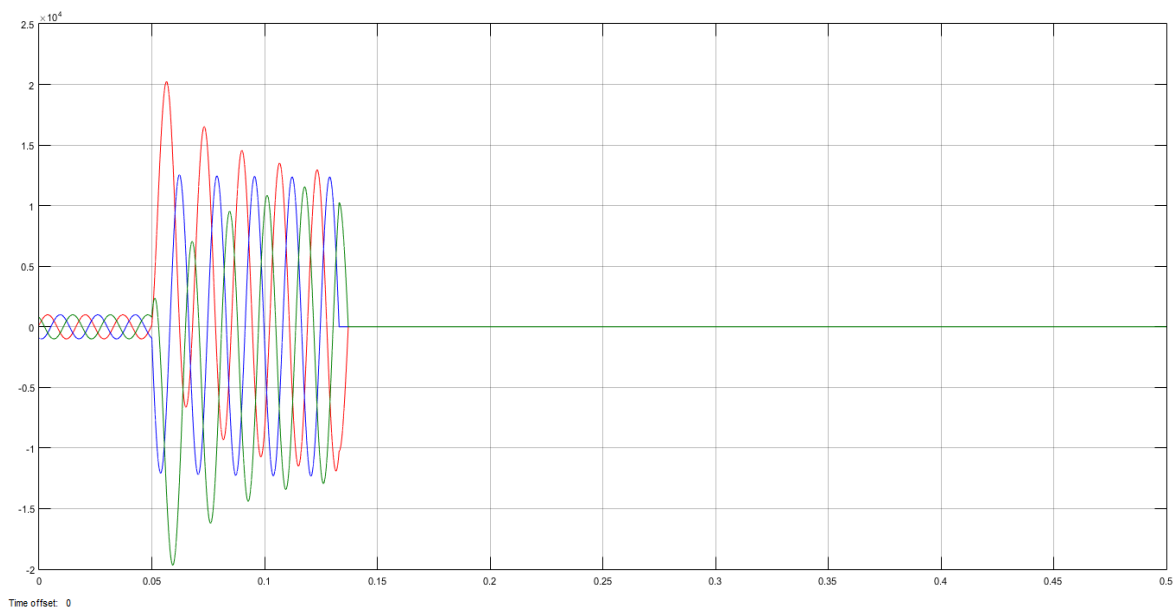


Figura 6.148. Oscilograma de las corrientes primarias del lado suministro con falla Trifásica Interna.

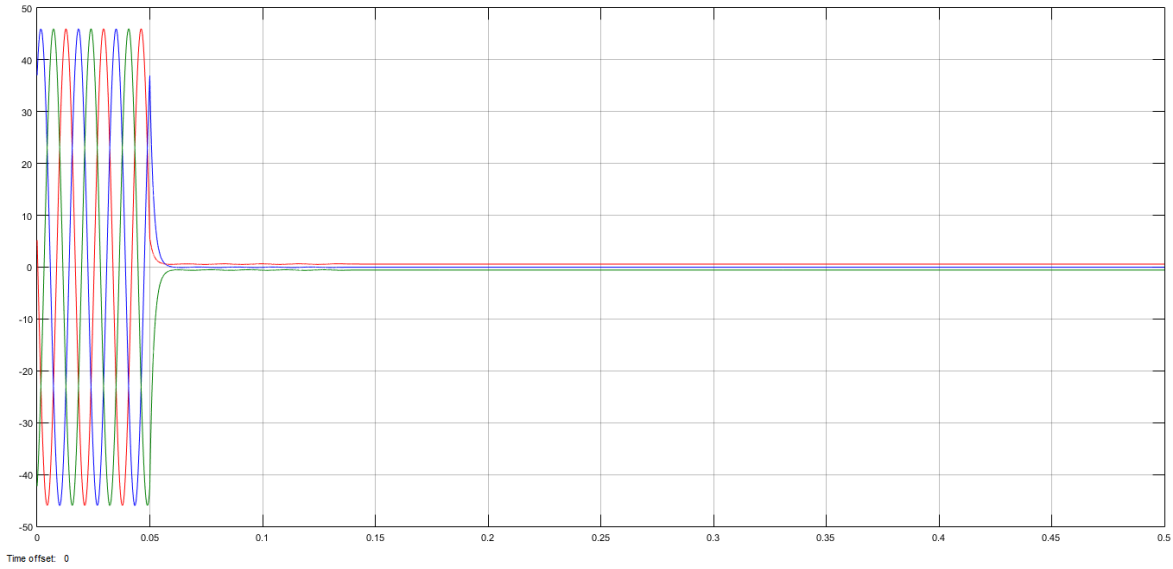


Figura 6.149. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 1 con falla Trifásica Interna.

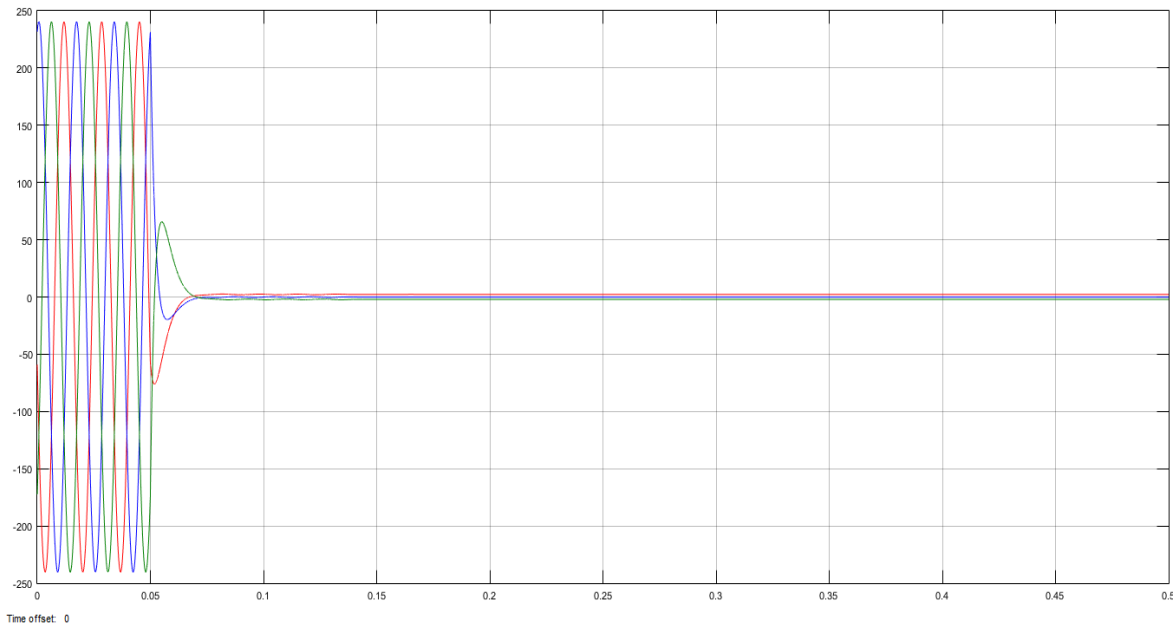


Figura 6.150. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 2 con falla Trifásica Interna.

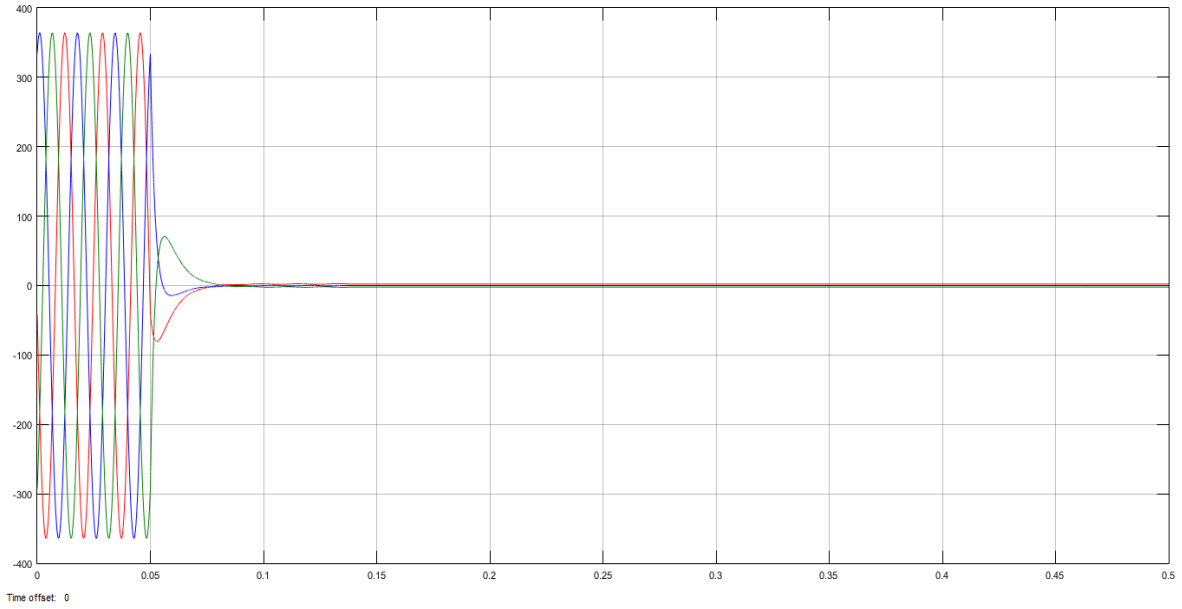


Figura 6.151. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 3 con falla Trifásica Interna.

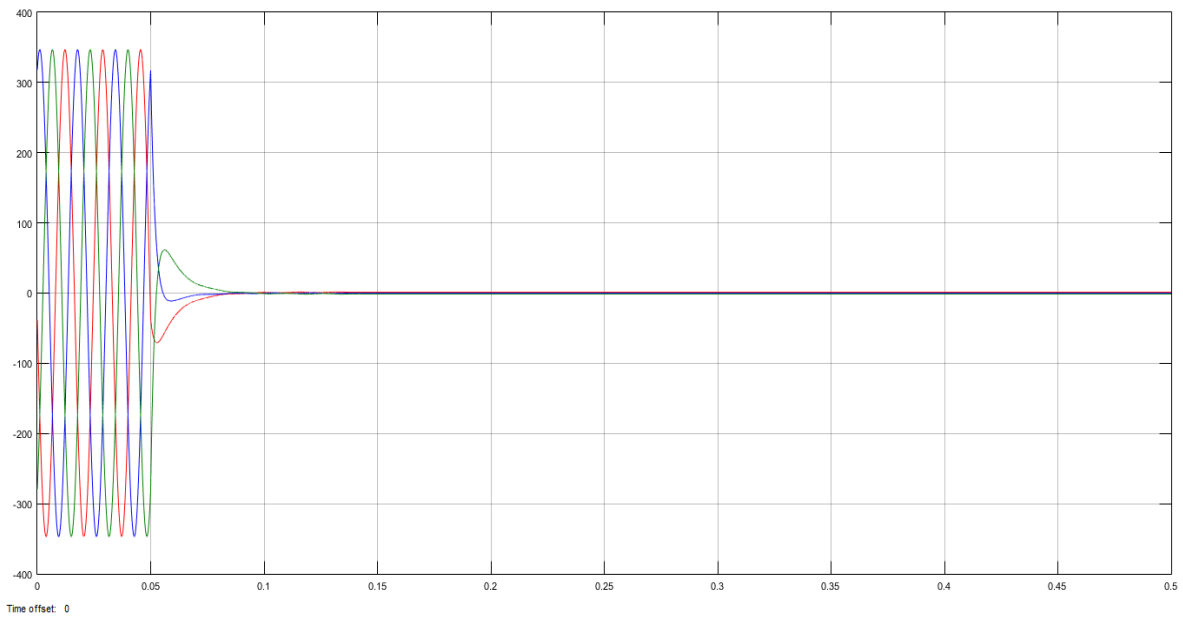


Figura 6.152. Oscilograma de las corrientes primarias del lado Carga 4 con falla Trifásica Interna.

Voltajes Secundarios:

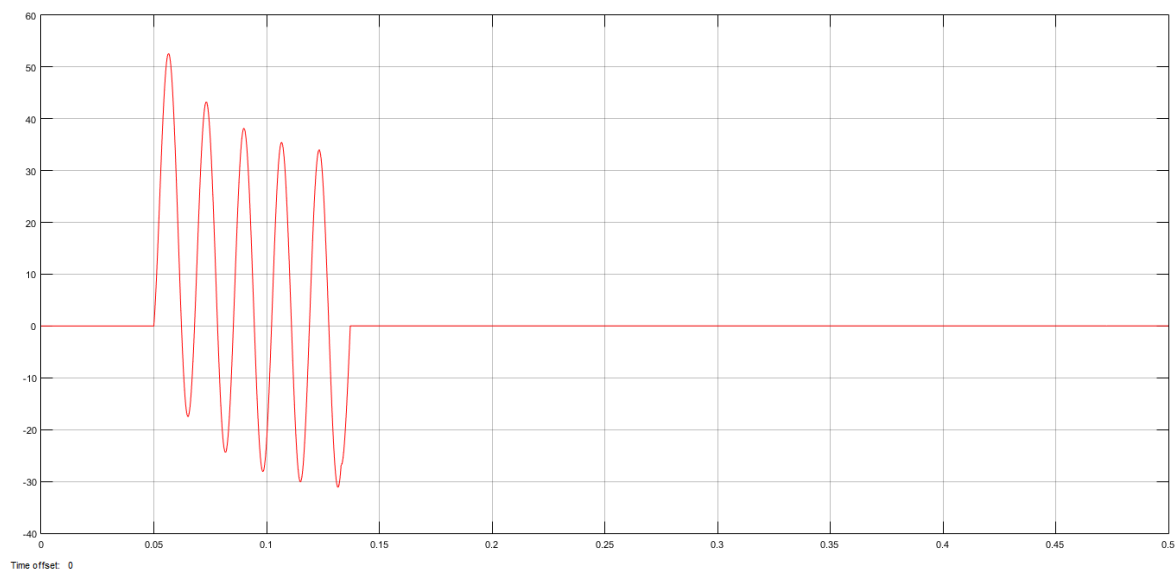


Figura 6.153. Oscilograma del Voltaje secundario Fase A en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

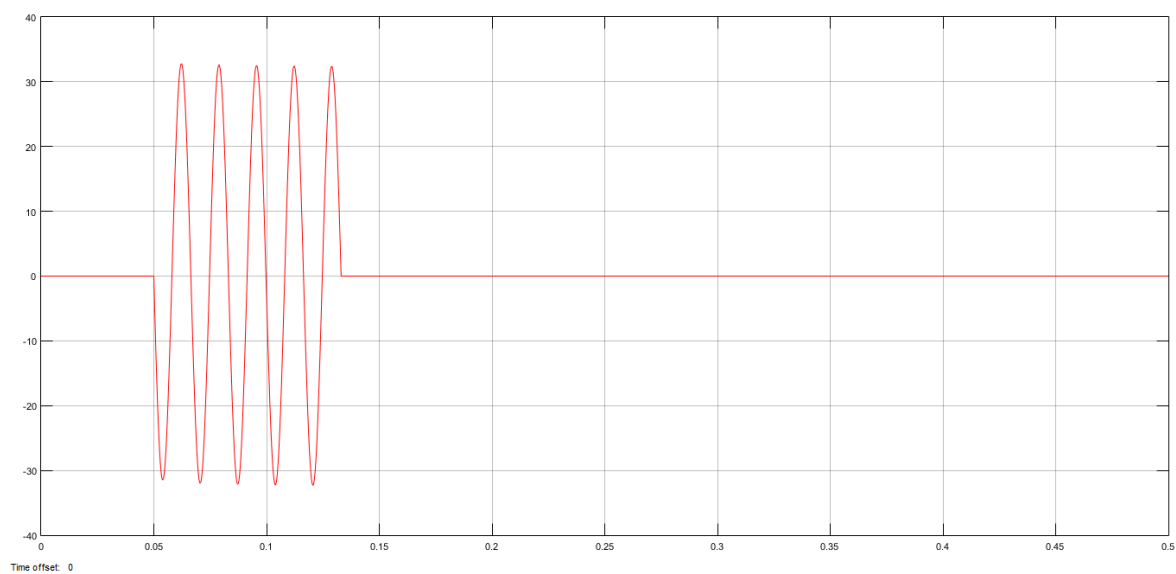


Figura 6.154. Oscilograma del Voltaje secundario Fase B en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

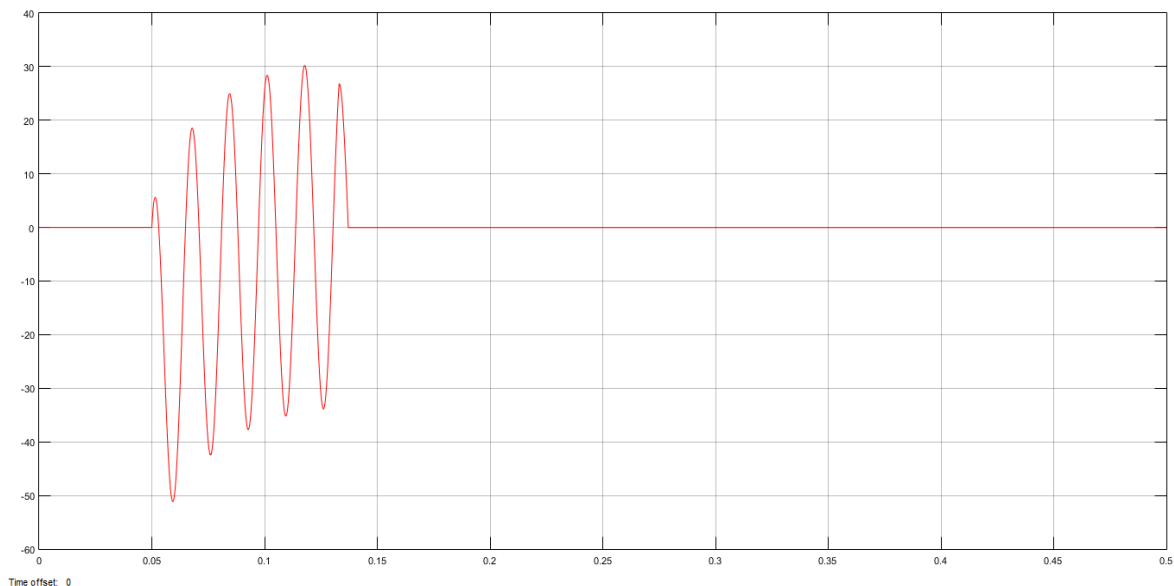


Figura 6.155. Oscilograma del Voltaje secundario Fase C en Resistencia de Alta Impedancia con falla Trifásica Interna.

Señal de Disparo:

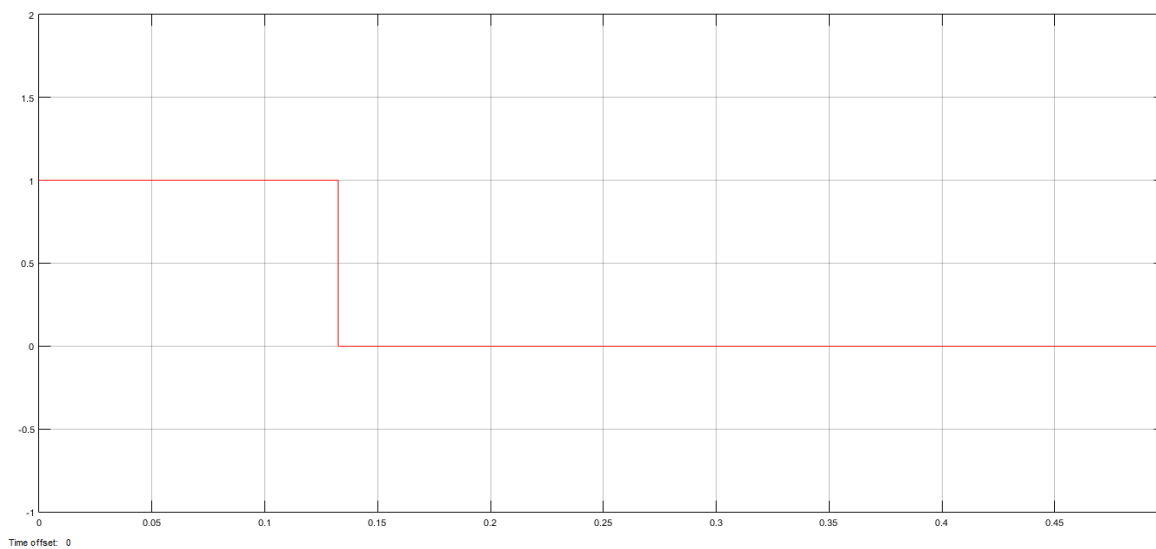


Figura 6.156. Señal de Disparo con falla Trifásica Interna en el sistema.

Como se ve en la simulación en el Sistema Eléctrico Industrial, el modelo de la Bobina de Rogowski se ve su sensibilidad y obtuvo buenas características de simulación para poder validar la protección diferencial de alta impedancia; que obtuvo buenos resultados para fallas dentro de la Barra.

Capítulo

7

Aplicación del Modelo Bobina Rogowski en Sistemas de Medición

En este capítulo se presenta la aplicación del modelo Bobina Rogowski en sistemas de Medición. Se implementa para medir potencias trifásicas (Activa, Reactiva y Aparente), kWh (kilo Watt hora), kVARh (kilo Volt-Amper hora), Factor de Potencia, Voltajes de Fase y Corriente de Fase.

Todo esto se modela en un Sistema Eléctrico Industrial en el Software en MATLAB® Simulink.

7.1. MEDIDOR DIGITAL DE ENERGIA ELECTRICA.

7.1.1. Modelado del Medidor Digital de Energía Eléctrica para aplicar el modelo de la Bobina Rogowski.

El sistema eléctrico donde se implementó el Medidor Digital de Energía es un sistema industrial alimentado por la compañía suministradora (115 kV), un transformador reductor de 115/13.8 kV, una Barra principal que alimenta a las cargas, 3 transformadores reductores de 13.8/4.16 kV con cargas de motores y banco de Capacitores y un Transformador reductor de 13800/480 Volts para pequeños motores en planta y respectivos bancos de capacitores (en esta última Carga se implementara el medidor de energía). Todo se muestra en la Figura 7.1.

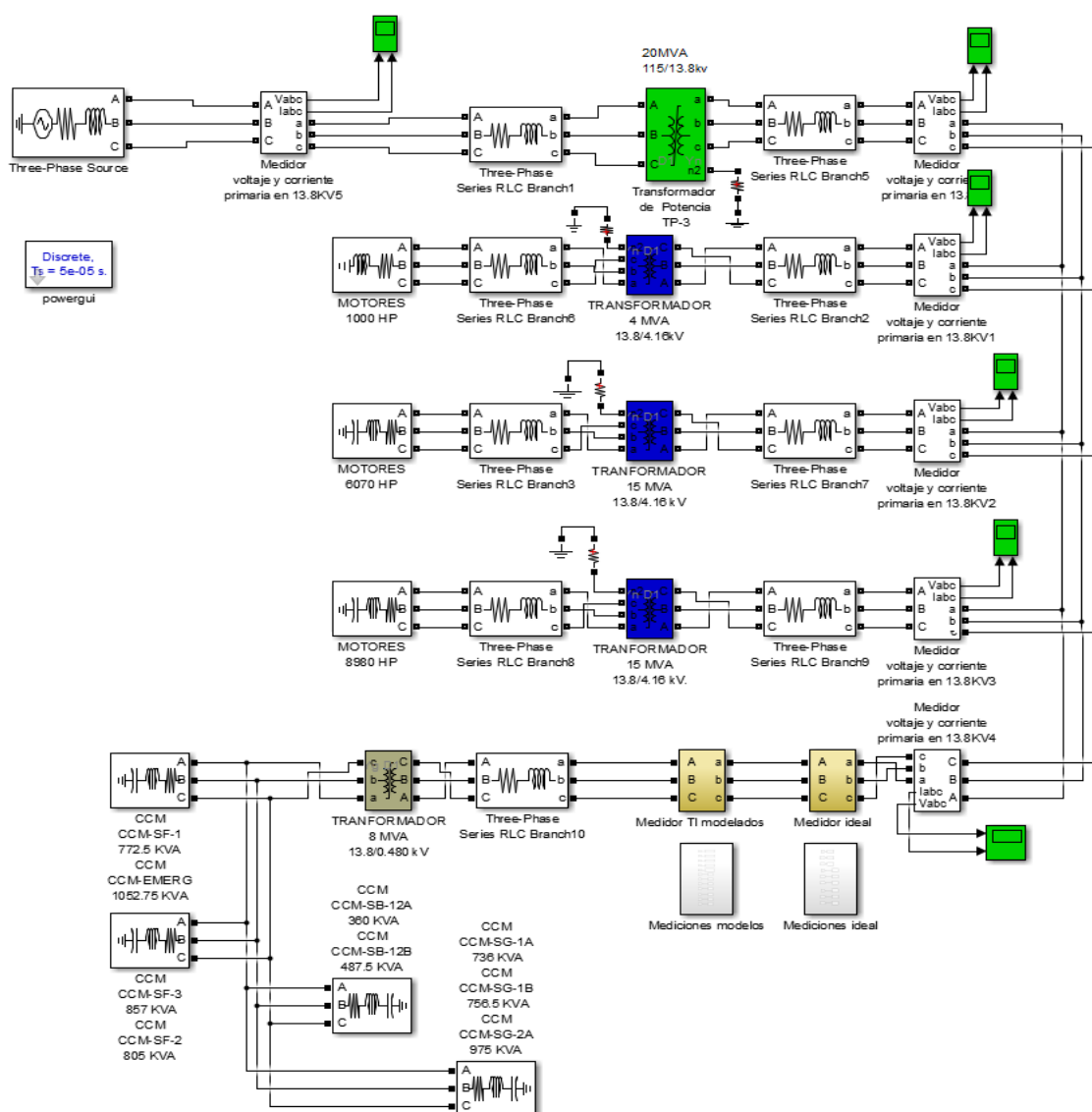


Figura 7.1. Esquema General del Modelo del Sistema Eléctrico Industrial.

En la figura 7.1 se observan los sistemas en amarillo el bloque Transformador de instrumentos modelados que son las Bobinas Rogowski y Transformadores de Potencial (Figura 7.2), y el bloque de medidor ideal que es solo es un divisor para tener la relación de Transformación (Figura 7.3) con esto se valida que los transformadores modelados tienen buena respuesta.

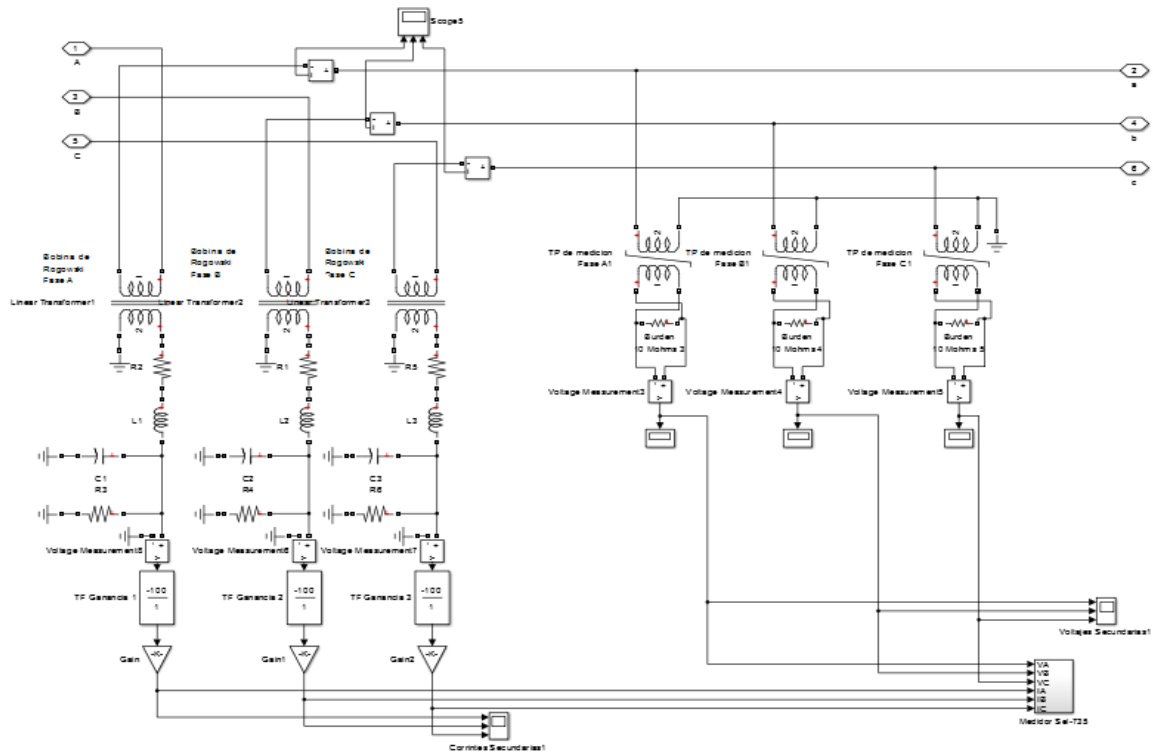


Figura 7.2. Modelos de Bobina Rogowski y Transformadores de Potencial para el medidor de energía.

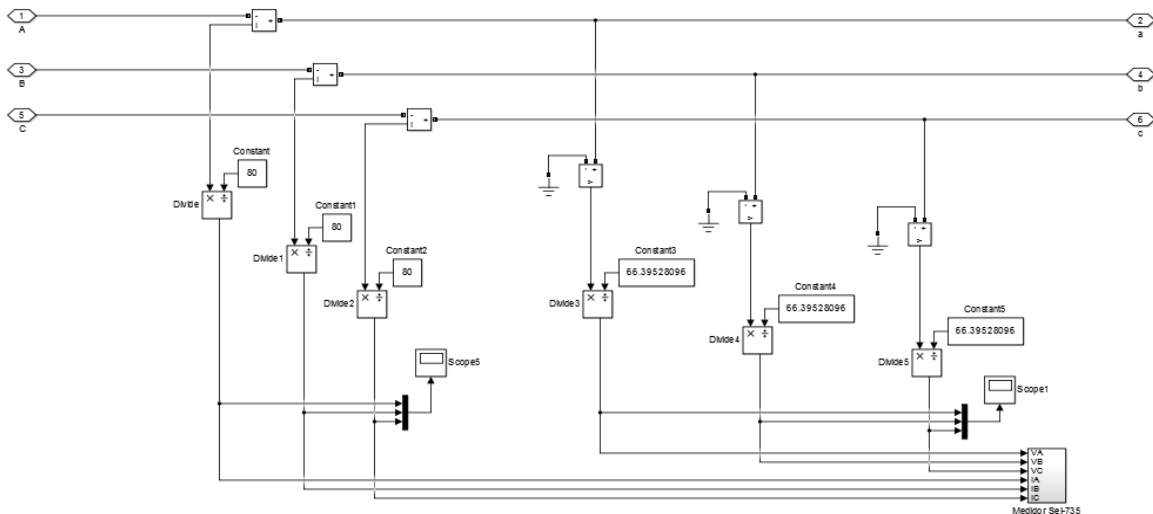


Figura 7.3. Transformación ideal para validar los Transformadores de instrumentos.

Se hace un muestreo de 512 muestras por ciclo con el bloque Zero-Order Hold y con el Bloque Fourier se obtiene tanto la magnitud como el Angulo de la señal muestreada. Se Hace para cada señal de Voltaje y corriente de cada Fase. (Figura 7.4)

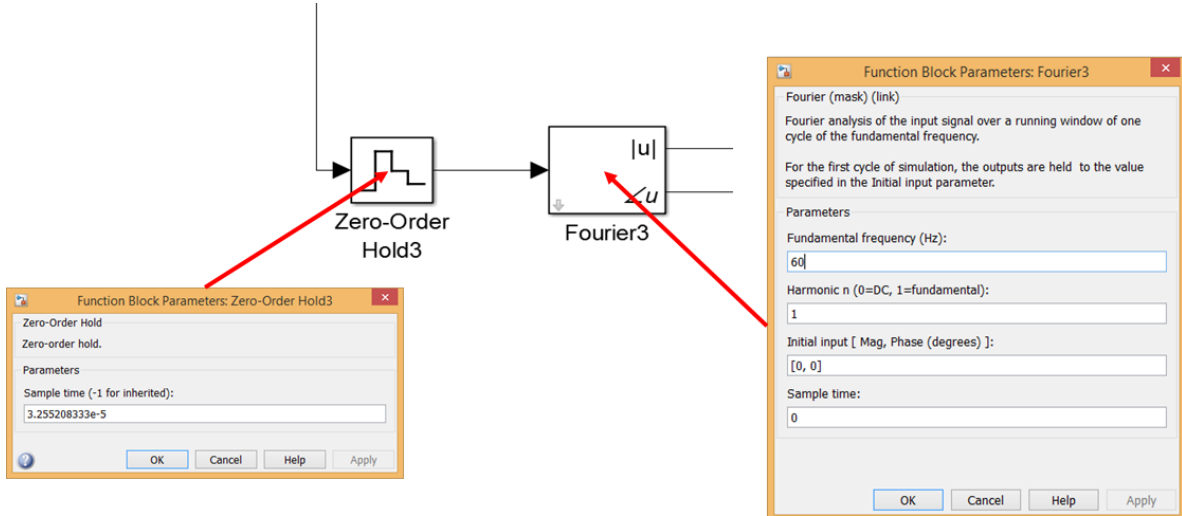


Figura 7.4. Modulo para digitalizar la señal obteniendo magnitud y ángulos de la Corriente y el Voltaje.

En la Figura 7.5 la señal de la magnitud se multiplica por la Relación de Transformación de los transformadores de instrumentos (por ejemplo, si la Bobina Rogowski es de 2.6191 mV/A la Relación de transformación es de 381.8). La obtención de valor RMS es solo la división entre raíz de 2.

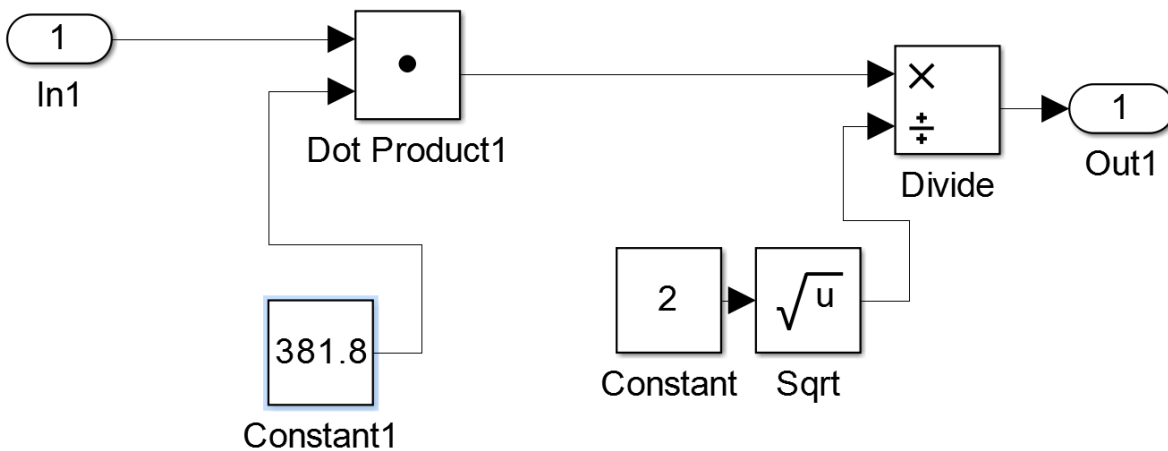


Figura 7.5. Obtención de la magnitud real y valor RMS.

Teniendo la magnitud del Voltaje y la Corriente y sus respectivos Ángulos se procede a hacer los siguientes cálculos de la Figura 7.6:

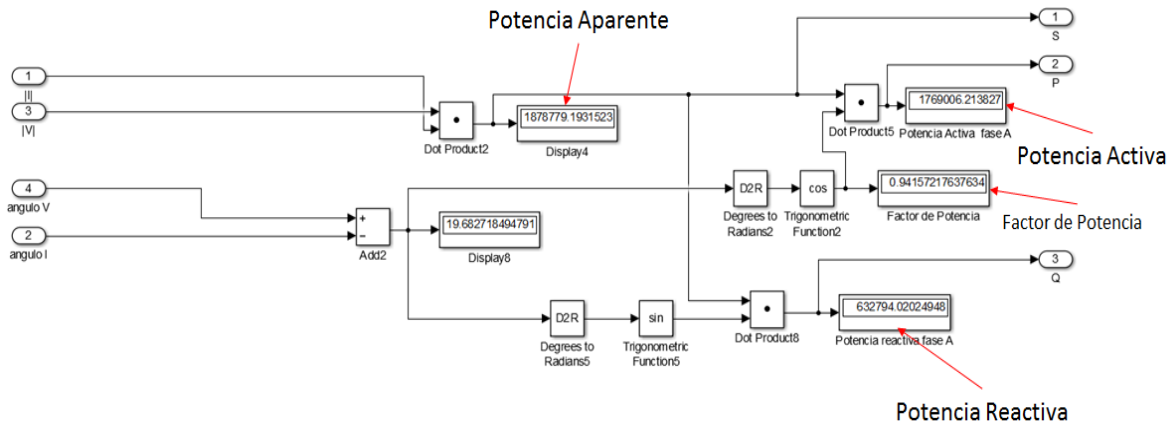


Figura 7.6. Obtención de Potencia Activa (P), Reactiva (Q), Aparente (S) y Factor de Potencia (FP) de cada fase.

Resultando cada una de las Potencias de las 3 Fases se procede a sumarlas para obtener las potencias Trifásicas en la Figura 7.7.

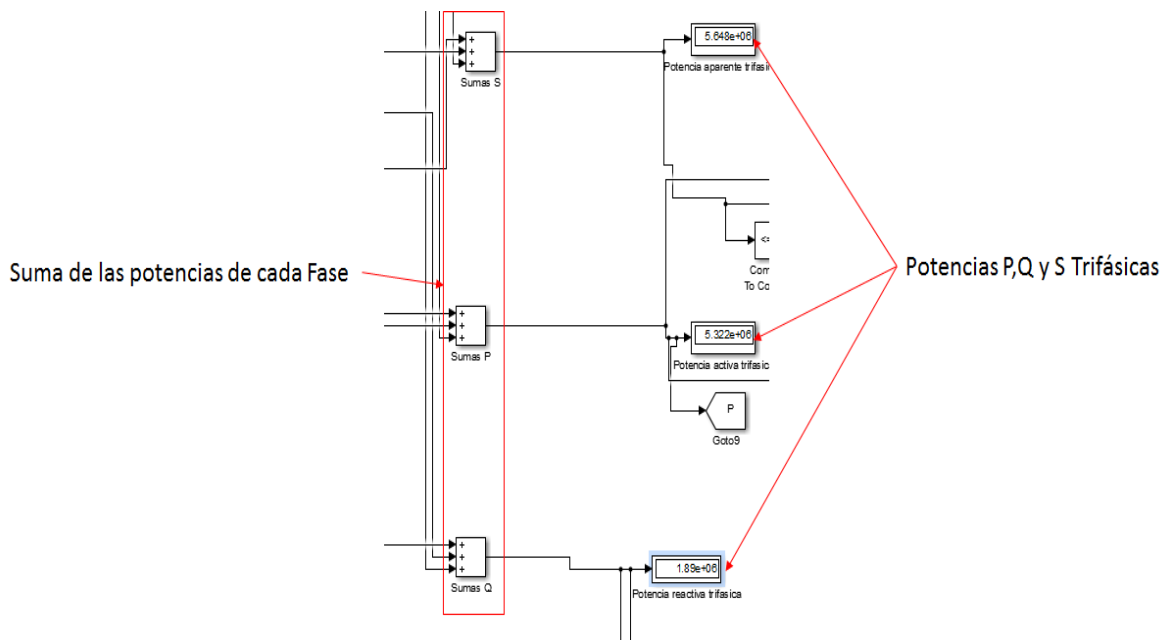


Figura 7.7. Obtención de las Potencias Trifásicas P, Q y S.

El Factor de Potencia Trifásico se obtiene dividiendo la Potencia Activa Trifásica entre la Potencia Aparente Trifásica como se muestra en la Figura 7.8.

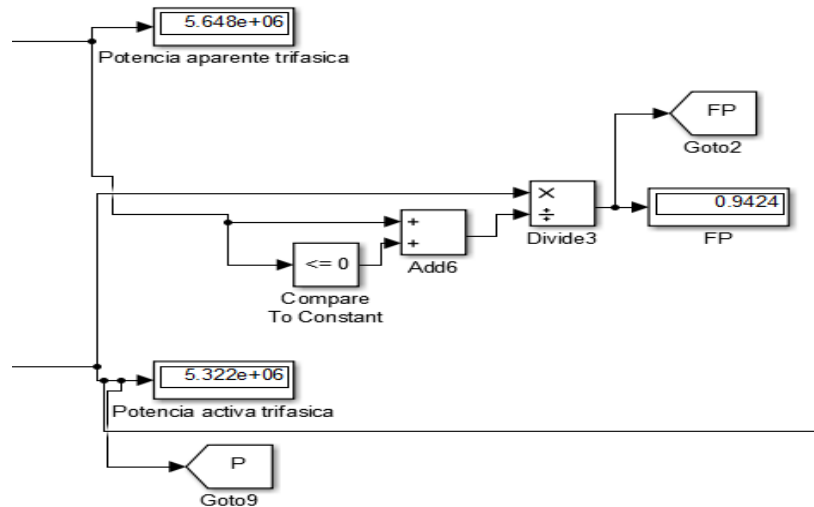


Figura 7.8. Cálculo del Factor de Potencia Trifásico.

Los kWh y kVARh se obtienen a partir de la potencia Activa y Reactiva colocando un bloque integrador para obtener energía (Joule) y multiplicarlo por una constante para pasarlo en energía Activa y Reactiva (KWh y KVARh) como en la Figura 7.9. Se hace el mismo procedimiento para ambas potencias.

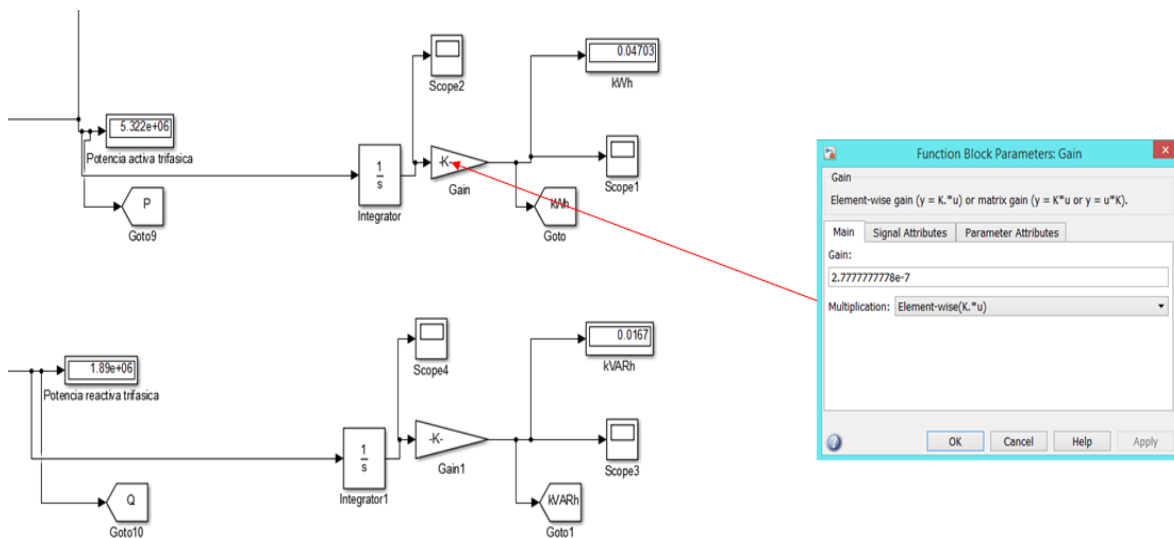


Figura 7.9. Cálculo de kWh y kVARh.

Los Voltajes y Corrientes por Fase resultan de las Magnitudes de la corriente y voltaje que se multiplicaron por las relaciones de Transformación y dividido por la raíz de 2 para obtener el valor RMS como se muestra en la Figura 7.10.

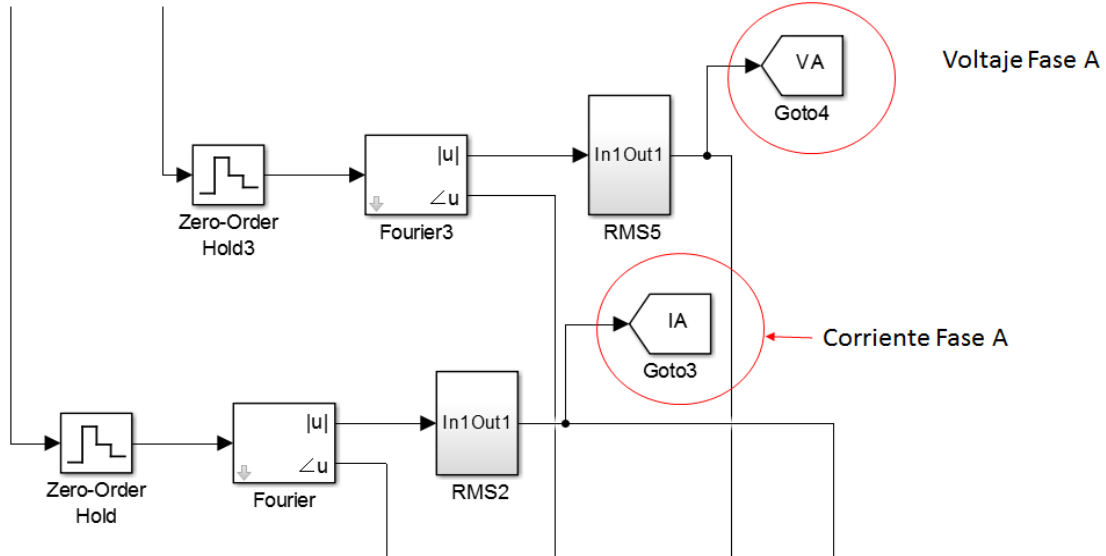


Figura 7.10. Cálculo de Voltajes y Corrientes por Fase.

7.1.2. Análisis de Resultados del Sistema de Medición Digital de Energía Eléctrica.

7.1.2.1. Voltajes y Corrientes primarias.

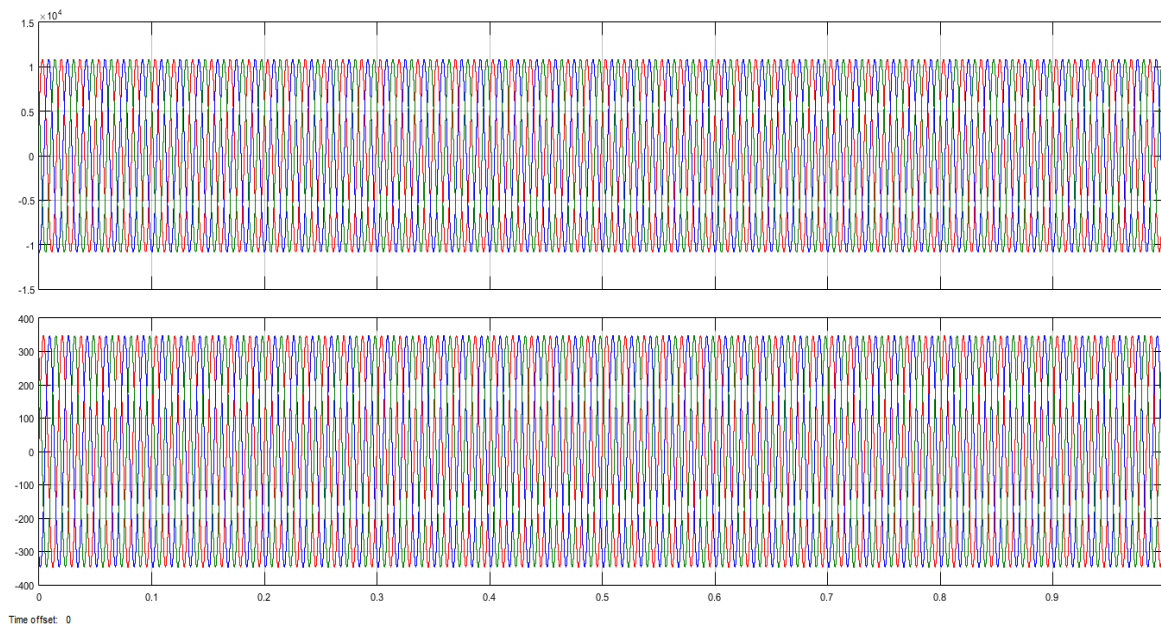


Figura 7.11. Oscilograma de Voltajes y Corrientes primarias con carga nominal.

7.1.2.2. Voltajes y Corrientes Secundarias.

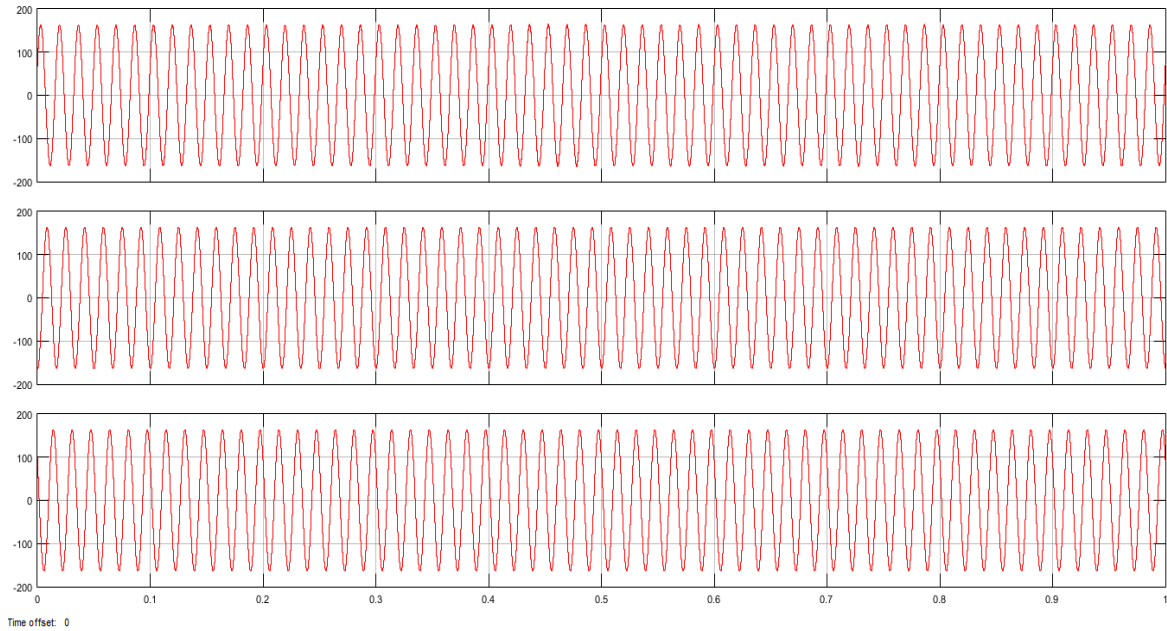


Figura 7.12. Oscilograma de Voltajes Secundarios del Transformador de Potencial modelado.

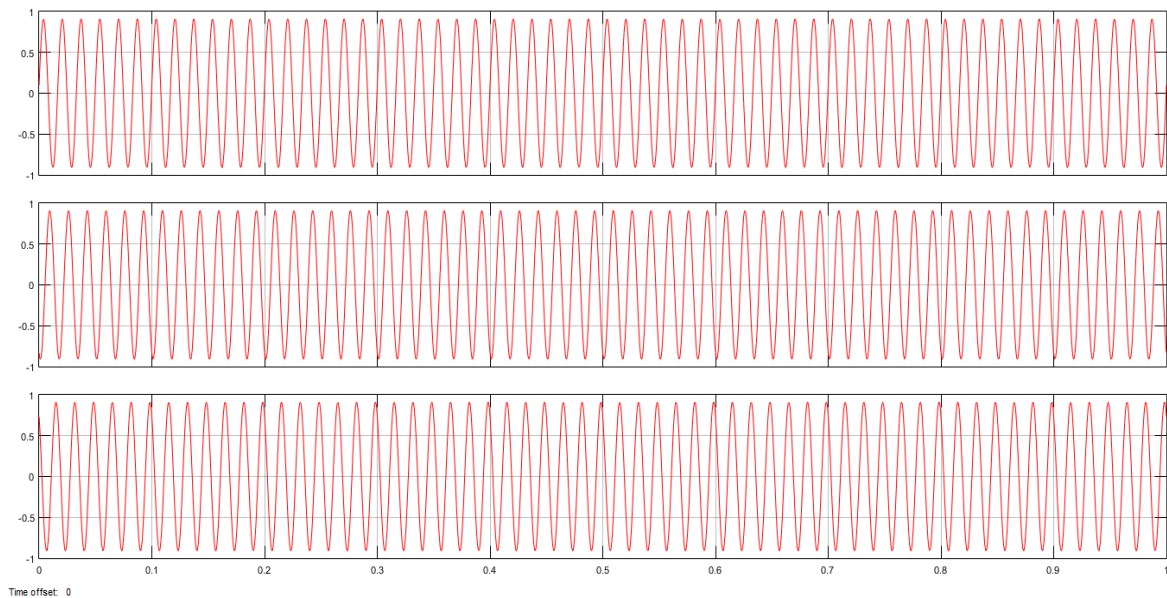


Figura 7.13. Oscilograma de Corrientes Secundarias referidas en Voltaje de la Bobina Rogowski modelada.

7.1.2.3. Señal muestreada, Magnitud y Angulo de los Voltajes y Corrientes de Fase.

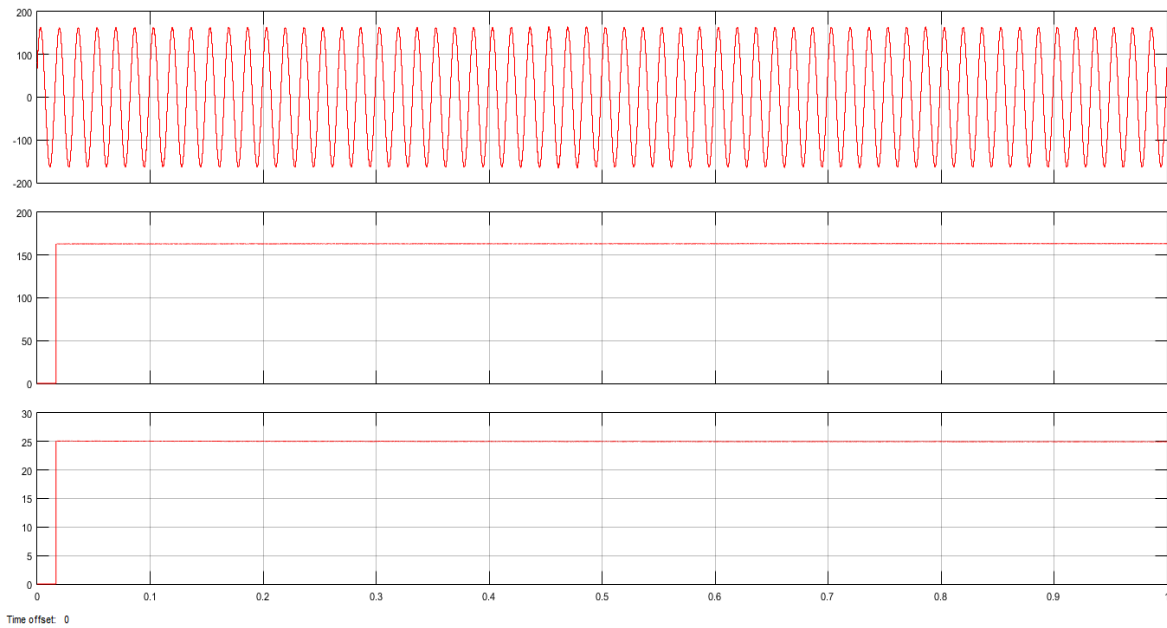


Figura 7.14. Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Voltaje de la Fase A.

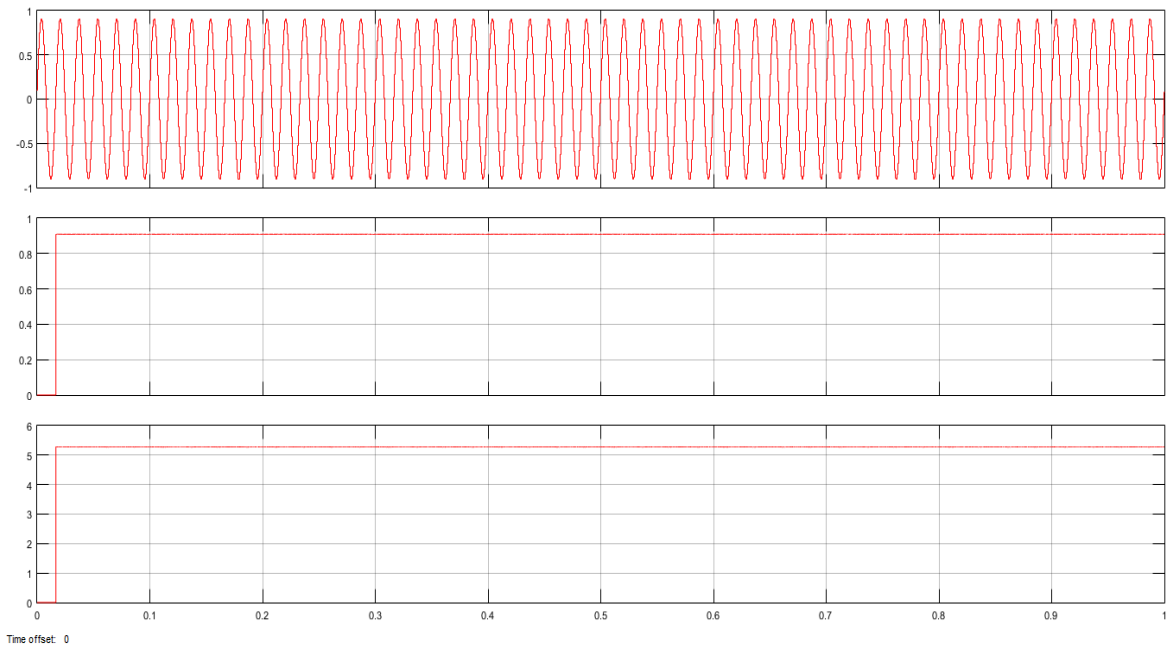


Figura 5.15. Oscilograma de la señal muestreada, magnitud y ángulo de Corriente de la Fase A.
7.1.2.4. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de Fase.

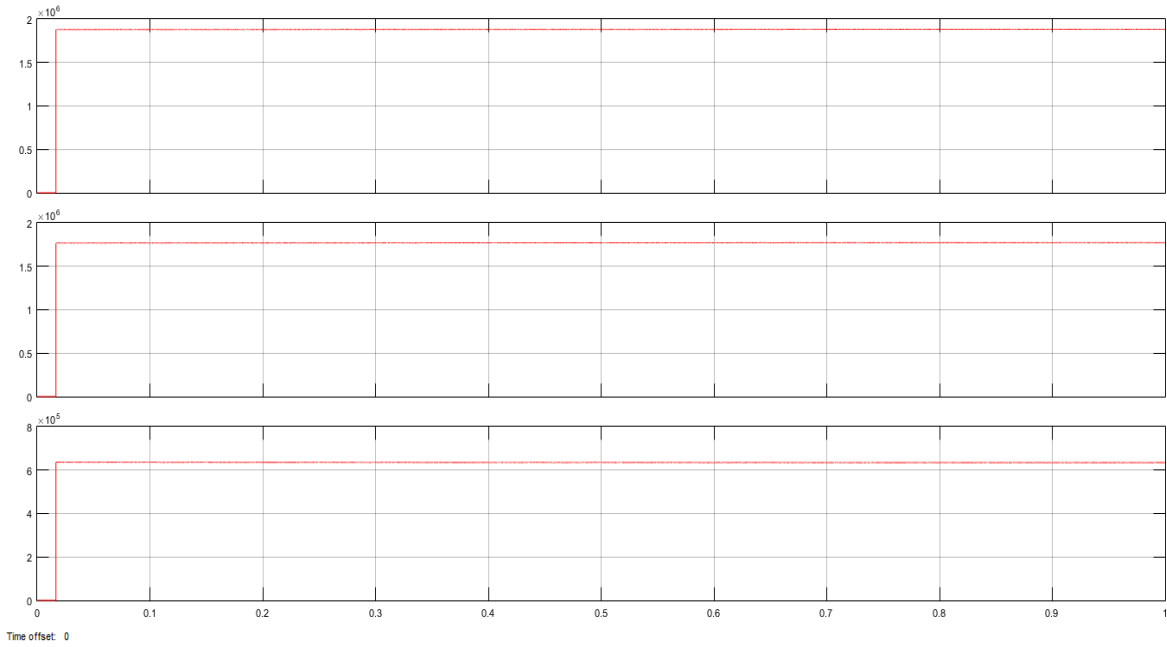


Figura 7.16. Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva de la Fase A.

7.1.2.5. Señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásicas.

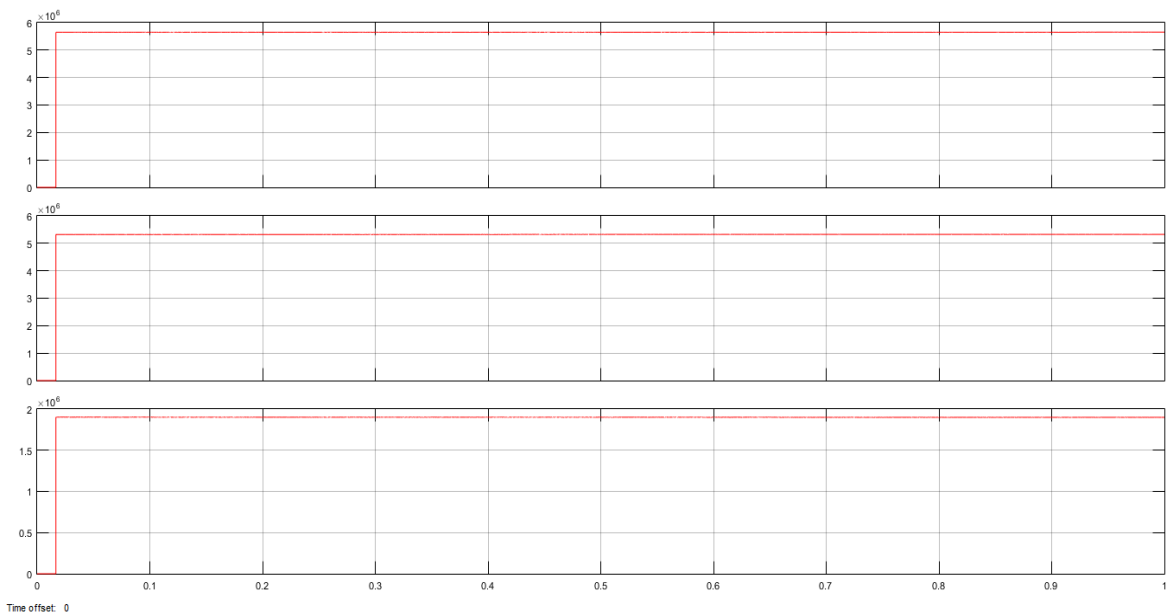


Figura 7.17. Oscilograma de la señal de la Potencia Aparente, Activa y Reactiva Trifásica.

7.1.2.6. Señal del Factor de Potencia Trifásicas.

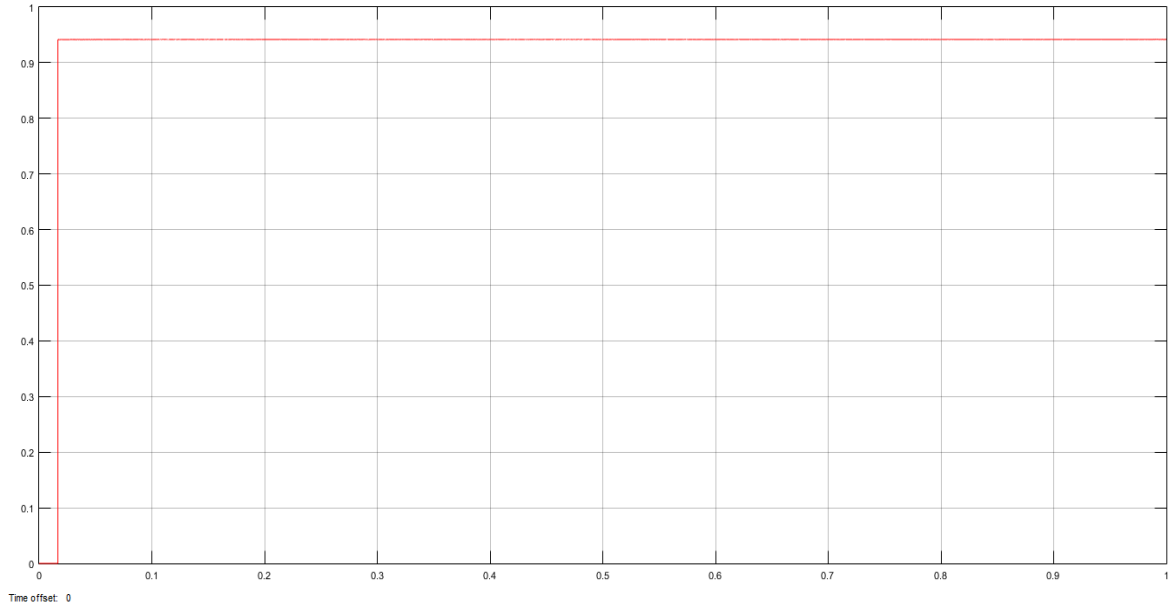


Figura 7.18. Oscilograma de la señal del Factor de Potencia Trifásica.

7.1.2.7. Señal de los kWh.

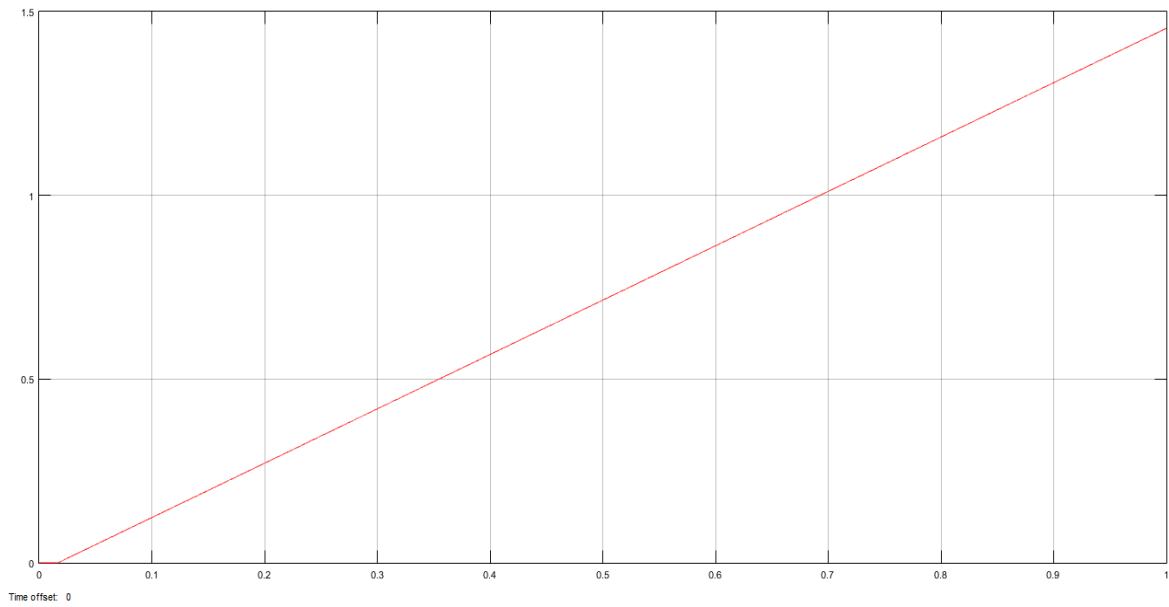


Figura 7.19. Oscilograma de la señal de los kWh.

7.1.2.8. Señal de los kVARh.

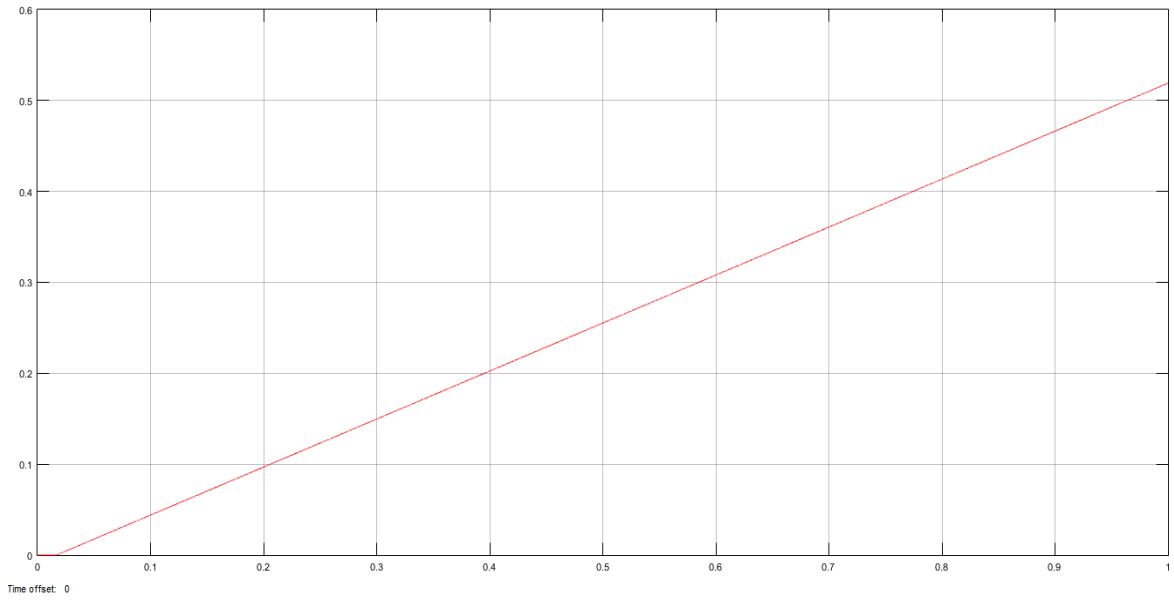


Figura 7.20. Oscilograma de la señal de los kVARh.

7.1.2.9. Señal de los Voltajes y Corrientes RMS por Fase.

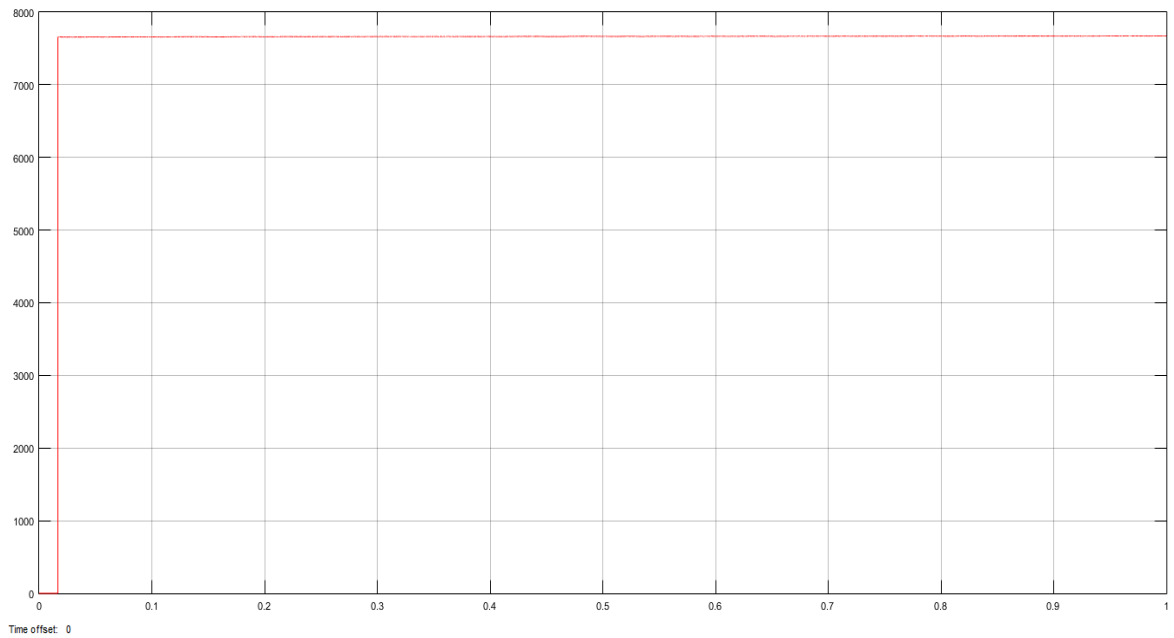


Figura 5.21. Oscilograma de la señal de Voltaje RMS Fase A.

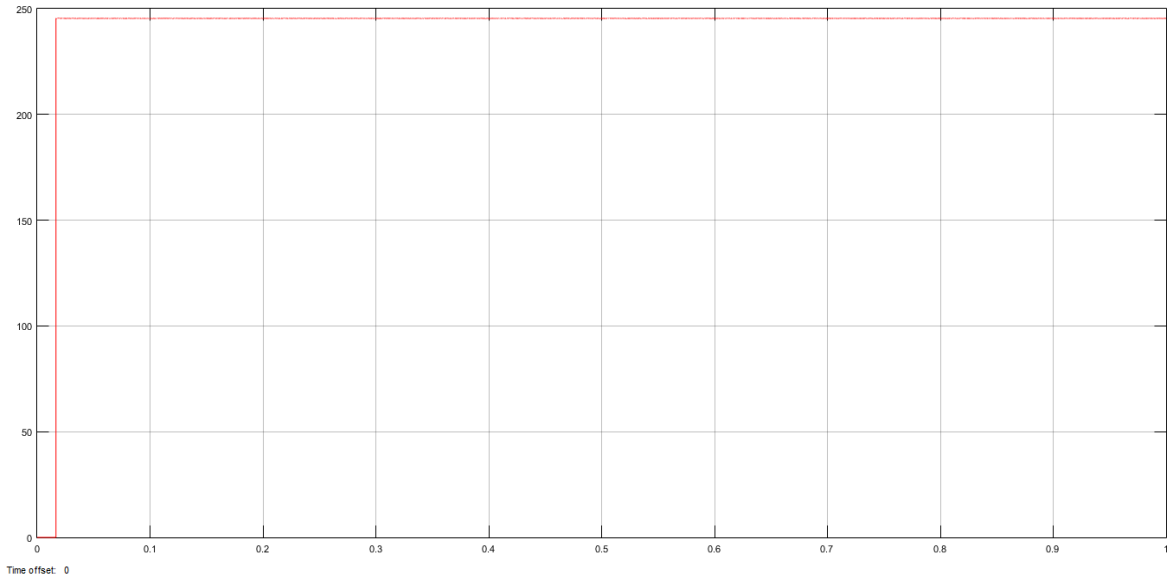


Figura 7.22. Oscilograma de la señal de Corriente RMS Fase A.

7.1.2.10. Comparación Medidor con Transformadores de Instrumentos y medidor Ideal.

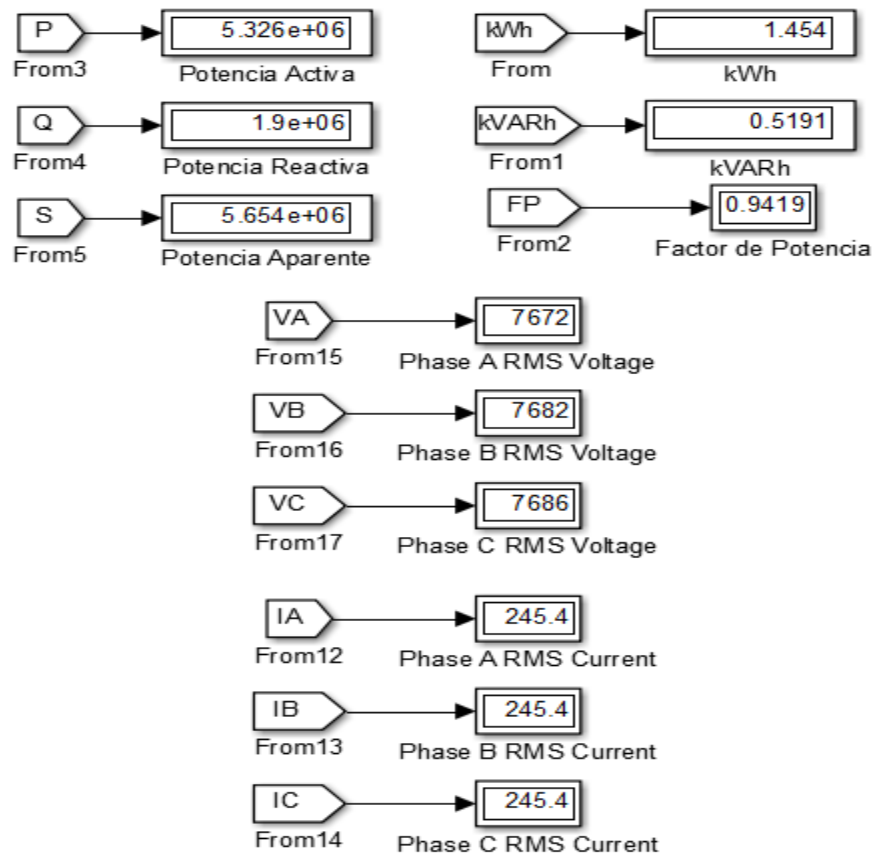


Figura 7.23. Parámetros obtenidos en Medidor con Transformadores de Instrumentos.

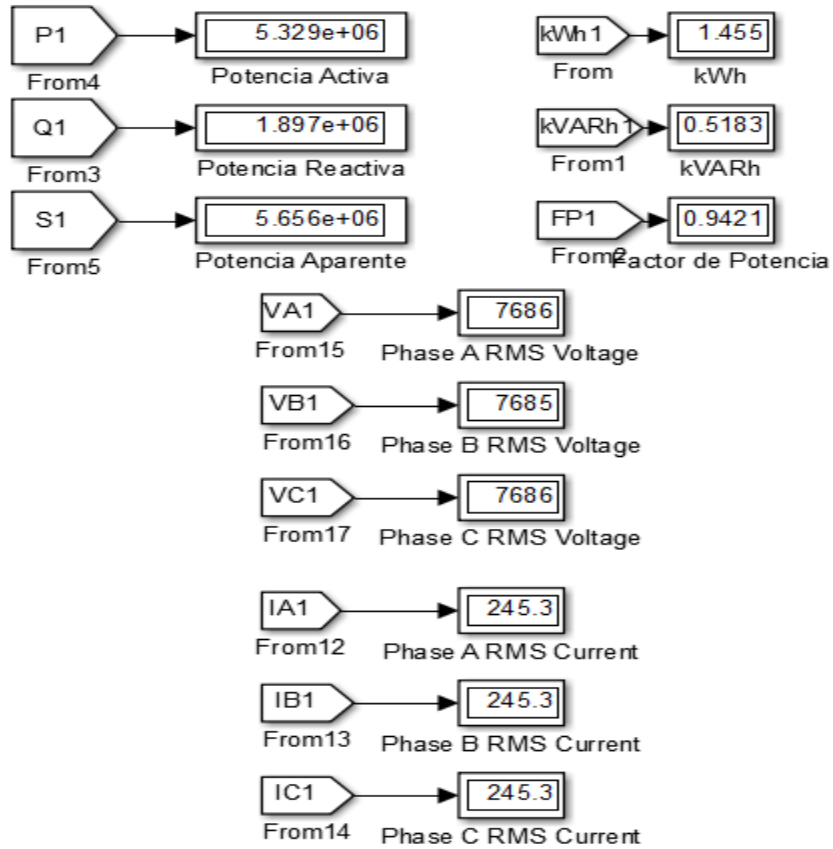


Figura 7.24. Parámetros obtenidos en Medidor Ideal.

Como se ve en la simulación la Bobina Rogowski modelado en conjunto con el Transformador de Potencial se obtienen buenas mediciones para los cálculos que se requieren de Potencia para el Medidor Digital de Energía Eléctrica.

Conclusiones

Se modelaron de manera exitosa los Transformadores de Corriente con la característica de saturación y la Bobina Rogowski que obtenía referencia del voltaje de las corrientes primarias del Sistema Eléctrico. Así como los modelos de la protección del Relevador Estático Diferencial de Barra y el Relevador Digital Diferencial de Alta impedancia.

Se seleccionó un Transformador de Corriente para obtener resultados de prueba en Laboratorio de las características internas del mismo, así como las características de Saturación.

Se diseñó y construyó una Bobina Rogowski para obtener resultados de prueba en laboratorio de las características internas del mismo, y validar el modelo desarrollado en Software.

Se simularon fallas monofásicas bifásicas y trifásicas en los modelos de Sistemas de Potencia. Fallas externas e internas para evaluar la operación de las diferenciales modeladas, verificando la confiabilidad de la protección.

Se modeló un Medidor Digital de Energía Eléctrica para la parte de Medición de Energía para obtener parámetros de potencia que exitosamente se obtuvieron, gracias a las corrientes y voltajes secundarios que produjeron los transformadores de Instrumentos (Transformador de Corriente, Bobina Rogowski y Transformador de Potencial).

El uso de herramientas de Software permite simulaciones de gran fidelidad que facilitan el desarrollo de equipo eléctricos en el contexto de los sistemas de Potencia.

Recomendaciones para trabajos futuros

Modelar otros sistemas de protección, para obtener el comportamiento de los Transformadores de Corriente y Bobina Rogowski y ver posibles fallas en su operación.

Elaborar simulaciones donde se puedan tener disparos monopolares para la fase con falla en los interruptores de potencia.

Realizar mas a fondo pruebas en laboratorio de el Transformador de Corriente y Bobina de Rogowski, para implementarse en protección y medición.

Construir un Relevador de Protección de manera que pueda tomar lecturas de la Bobina de Rogowski, ya que la señal es de Voltaje referida a la Corriente.

En cuanto a modelado de Transformadores de instrumentos, poder modelar Transformadores de Potencial Inductivo y Capacitivo como sensores de Voltaje.

Modelar Transformadores de Instrumentos Ópticos que es lo nuevo en sensores de Corriente y Voltaje de manera que se obtienen posibles mejoras en Protección y Medición del Sistema Eléctrico.

Referencias

- [1] Filosofía de principio básico de protecciones. 28/02/02 Comisión Federal de Electricidad.
- [2] IEEE standard requirements for instrument transformers. June 17, 1993 IEEE.
- [3] Transformadores de corriente para sistemas con tensiones nominales de 0.6 kV a 400 kV. NRF-027-CFE-2010.
- [4] Catálogo de producto: High voltage instrument transformer. 2011 España. Artech Todos los derechos reservados.
- [5] An overview of rogowski coil current sensing technology.2002 LEM DynAmp Inc. David E. Shepard Tactical Marketing Manager and Donald W. Yauch Applications Manager.
- [6] Comparative Performance of Conventional Transducers & Rogowski Coil for Relaying Purpose. Ashish S. Paramane¹, Avinash N. Sarwade^{2*}, Pradeep K. Katti³, Jayant G. Ghodekar⁴ 08-Feb-2014.
- [7] Optical Current Sensors Eliminate CT Saturation. 2002 IEEE; J. D. P. Hrabliuk
- [8] Comparative Performance of Conventional Transducers & Rogowski Coil for Relaying Purpose. Ashish S. Paramane¹, Avinash N. Sarwade^{2*}, Pradeep K. Katti³, Jayant G. Ghodekar⁴ 08-Feb-2014.
- [9] Accurate Current Measurement Transducer for Relaying Purpose. 2002IEEE; Ashish S. Paramane¹, Dr.P.K.Katti²
- [10] Catálogo de producto: SDO OCT. Transformador de corriente y voltaje ópticos. 2013 España. Artech Todos los derechos reservados.
- [11] Principios de funcionamiento y operación en saturación mediante simulaciones en ATPDraw. Por: Ing. Israel Roncancio Reyes.
- [12] Modelado y Simulación de Transformador de Corriente con el Programa EMTP/ATP. IEEE Latin America Transactions, Vol. 2, No. 3, September 2004. Jorge Alberto Aguilar Camarena, Member, IEEE.

-
- [13] Analyzing and Applying Current Transformers. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Stanley E. Zocholl.
- [14] G. Robles, M. Argueso, J. Sanz, R. Giannetti, and B. Tellini, "Identification of parameters in a rogowski coil used for the measurement of partial discharges", IMTC07 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2007.
- [15] Esmaeil Hemmati and S. Mohammad Shahrtash "Digital Compensation of Rogowski Coil's Output Voltage", IEEE TRANSACTIONS ON INSTRUMENTATION AND MEASUREMENT, VOL. 62, NO. 1, JANUARY 2013
- [16] M. Shafiq, M. Lehtonen, L. Kütt, G. A. Hussain, M. Hashmi, "Effect of terminating resistance on high frequency behavior of Rogowski coil for transient measurements", ELEKTRONIKA IR ELEKTROTEHNIKA, ISSN 1392-1215, VOL. 19, NO. 7, 2013
- [17] G. Murtaza Hashmi and Matti Lehtonen "Effects of Rogowski coil and covered-conductor parameters on the performance of PD measurements in overhead distribution networks"
- [18] Mohammad Hamed Samimi, Arash Mahari, Mohammad Ali Farahnakian, and Hossein Mohseni, Member, IEEE, "The Rogowski Coil Principles and Applications: A Review", IEEE SENSORS JOURNAL, VOL. 15, NO. 2, FEBRUARY 2015
- [19] Tao Ma, Shaotao Dai, Jingye Zhang and Lianqi Zhao, "Rogowski Coil for Current Measurement in a Cryogenic Environment", MEASUREMENT SCIENCE REVIEW, Volume 15, No. 2, 2015
- [20] Rogowski coil evaluation performance with different fault conditions in medium voltage distribution networks. international journal of electrical engineering & technology (ijeet 2012). muzamir isa, matti lehtonen
- [21] Practical Aspects of Rogowski Coil Applications to Relaying. IEEE PSRC Special Report, September 2010.