



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: Una solución desde la calidad de la potencia

Santiago Arias Guzmán

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2023

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: Una solución desde la calidad de la potencia

Santiago Arias Guzmán

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Doctor en Ingeniería – Línea Automática

Director:

Dr-Ing. Armando Jaime Ustariz Farfán, UN

Codirector:

Dr-Ing. Eduardo Antonio Cano Plata, UN

Línea de Investigación en Protección de Sistemas Eléctricos

Grupo de Investigación en Calidad de la Energía y Electrónica de Potencia “*GICEP*”

Grupo de Investigación en Redes de Distribución y Potencia “*GREdyP*”

Universidad Nacional de Colombia, Sede Manizales

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2023

Dedicatoria

A mis padres, Nicolás y María Teresa, a mi hermano, Juan Camilo

A mis directores, Armando Jaime Ustariz Farfán y Eduardo Antonio Cano Plata

A David Mateo, Oscar Julián, Juan Antonio Ocampo y miembros del GICEP, GREDyP

Y más que a nadie, a mi esposa María Camila y a mi hija Alicia que han sido mi faro en este desafío

“Un hombre con una idea nueva es un loco, hasta que la idea triunfa”

Mark Twain

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Santiago Arias Guzmán

Fecha 09/Noviembre/2023

Agradecimientos

A mis tutores Armando Jaime Ustariz Farfan y Eduardo Antonio Cano Plata por su guía en el desarrollo de este trabajo, la motivación en los momentos de desánimo y la dirección para lograr la culminación de esta tesis.

A la Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, por brindarme los medios físicos y económicos para culminar exitosamente los estudios de posgrado, y su apoyo para la participación en congresos académicos donde se han presentado los resultados de investigación de esta tesis.

Agradecimiento a COLCIENCIAS por el patrocinio de mis estudios de doctorado a través de la "Convocatoria Doctorados Nacionales 2015" número 727.

A todos los compañeros del GICEP y GREDyP y demás personas que en algún momento me brindaron su apoyo y colaboración desinteresada.

Resumen

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES: Una solución desde la calidad de la potencia

LA TESIS presenta, inicialmente, una revisión crítica del estado del arte de la protección de los sistemas eléctricos, incluyendo las funciones, esquemas y sistemas de protección. A partir de esta revisión se presentan las limitaciones actuales en los sistemas de protección, así como las tendencias para su corrección. Para superar estas limitaciones, en esta tesis se propone un nuevo sistema de protección basado en el análisis de la calidad de la potencia eléctrica; utilizando el formalismo matemático del tensor instantáneo de potencia se define un nuevo indicador de desviación global de las condiciones ideales de un sistema sinusoidal y balanceado. Mediante el nuevo indicador definido en esta tesis, se detectan y clasifican condiciones de falla a ser despejadas. El sistema de protección propuesto logra evitar el proceso de coordinación de protecciones, mejora la selectividad de fallas de alta impedancia de característica lineal y no lineal, y logra la mitigación del riesgo de arco eléctrico.

Palabras clave: Falla no detectable, Coordinación de protecciones, Calidad de la potencia, Arco eléctrico, Energía incidente.

Abstract

PROTECTION COORDINATION:

A power quality solution

THE THESIS presents, initially, a critical review of the state of the art of electrical system protection, including functions, schemes, and protection systems. Based on this review, the current limitations in protection systems are presented, as well as the trends for their correction. To overcome these limitations, this thesis proposes a new protection system based on the analysis of power quality; using the mathematical formalism of the instantaneous power tensor, a new indicator of global deviation from the ideal conditions of a sinusoidal and balanced system is defined. By means of the new indicator defined in this thesis, fault conditions to be cleared are detected and classified. The proposed protection system avoids the protection coordination process, improves the selectivity of high impedance faults of linear and nonlinear characteristic, and has as special application in the mitigation of arc flash hazard.

Keywords: Hidden failures, Protection functions, Protection coordination, Power Quality, Arc-Flash, Incident energy.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	2
1.2. ANTECEDENTES	3
1.3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.4. OBJETIVOS.....	5
1.5. ESTADO DEL ARTE	6
1.6. APORTES.....	7
1.7. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	7
1.8. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO.....	9
1.9. SÍNTESIS.....	10
2. FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DEL SISTEMA PROPUESTO	12
2.1. FORMULACIÓN TENSORIAL DE LA POTENCIA.....	12
2.2. ESTIMACIÓN DEL TENSOR IDEAL DE POTENCIA	13
2.3. CÁLCULO DE FACTORES DE DESVIACIÓN	16
2.4. SÍNTESIS.....	18
3. SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PROPUESTO.....	21
3.1. MEDICIÓN Y CÁLCULO DE TENSORES	22
3.2. CÁLCULO DF_{id} Y DETECCIÓN TRANSITORIOS	23
3.3. CLASIFICACIÓN DE FALLAS	25
3.4. EJEMPLO DE APLICACIÓN	26
3.5. SÍNTESIS.....	33
4. VALIDACIÓN ANTE ESCENARIOS DE FALLAS NO DETECTABLES	36
4.1. PROTECCIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	36
4.1.1. OBJETIVOS DEL CASO DE ESTUDIO	37
4.1.2. SISTEMA BAJO PRUEBA	37
4.1.3. RESULTADO Y COMPARACIÓN	41
4.1.4. VALORACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO.....	46
4.1.5. CONCLUSIONES DEL CASO DE ESTUDIO # 1	46
4.2. PROTECCIÓN EN TRANSFORMADORES.....	47
4.2.1. OBJETIVOS DEL CASO DE ESTUDIO	47
4.2.2. SISTEMA BAJO PRUEBA	47
4.2.3. RESULTADO Y COMPARACIÓN	52
4.2.4. VALORACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO.....	57
4.2.5. CONCLUSIONES DEL CASO DE ESTUDIO # 2	58
4.3. USUARIO INDUSTRIAL FABRICANTE DE ACERO.....	58
4.3.1. OBJETIVOS DEL CASO DE ESTUDIO	59

4.3.2.	SISTEMA BAJO PRUEBA	59
4.3.3.	RESULTADO Y COMPARACIÓN	62
4.3.4.	VALORACIÓN DE ARCO ELÉCTRICO.....	67
4.3.5.	CONCLUSIONES DEL CASO DE ESTUDIO # 3	68
4.4.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	68
4.5.	SÍNTESIS.....	70
5.	IMPLEMENTACIÓN HARDWARE IN THE LOOP: RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	72
5.1.	OBJETIVOS DE LA PRUEBA EXPERIMENTAL.....	72
5.2.	SISTEMA BAJO PRUEBA.....	72
5.2.1.	CONEXIÓN A LA RED.....	74
5.2.2.	MESA EDIBON DE PRUEBA DE RELÉS.....	74
5.2.3.	MEDICIÓN DE TENSIÓN Y CORRIENTE.....	77
5.2.4.	TARJETA DE CONTROL DSPACE 1103.....	77
5.3.	SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL IMPLEMENTADO EN DSPACE 1103.....	78
5.3.1.	MATLAB-SIMULINK	79
5.3.2.	CONTROLDESK	79
5.4.	PROCESO DE VALIDACIÓN	81
5.4.1.	EJEMPLO DE VALIDACIÓN #1 $Z_F=0\Omega$	81
5.4.2.	EJEMPLO DE VALIDACIÓN #2 $Z_F=150\Omega$	82
5.4.3.	EJEMPLO DE VALIDACIÓN # 3 – $Z_F \leq 100\Omega$	86
5.4.4.	EJEMPLO DE VALIDACIÓN # 4 – $Z_F > 100\Omega$	86
5.4.5.	EJEMPLO DE VALIDACIÓN # 5 – MITIGACIÓN CAL/CM ²	87
5.5.	SÍNTESIS.....	87
6.	CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO.....	90
6.1.	CONCLUSIONES GENERALES.....	90
6.2.	CONCLUSIONES ESPECÍFICAS.....	91
6.3.	PERSPECTIVAS DE TRABAJO FUTURO.....	94
6.4.	DISCUSIÓN ACADÉMICA.....	95
	REFERENCIAS	97
	ANEXO A: PROTECCIÓN SIN AJUSTES DE MELIPOULOS	101
	ANEXO B: FILTRO DE KALMAN	115
	ANEXO C ENERGÍA INCIDENTE Y ARCO ELÉCTRICO	118
	ANEXO D MODELO DE FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA	121
	ANEXO E RESULTADOS COMPLEMENTARIOS DE LA TESIS	122

TABLA DE FIGURAS

FIGURA. 1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN	3
FIGURA. 2 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	8
FIGURA. 3 ESQUEMA DEL FILTRO DE KALMAN IMPLEMENTADO – EJEMPLO DE ESTIMACIÓN DE $U_1^+(T)$	15
FIGURA. 4 ESTIMACIÓN DE LA TENSIÓN IDEAL DE SECUENCIA POSITIVA A FRECUENCIA FUNDAMENTAL (TIDT)	15
FIGURA. 5 CONSTRUCCIÓN DEL TENSOR IDEAL EN UNA ZONA DE PROTECCIÓN - IPT.....	15
FIGURA. 6 CONSTRUCCIÓN DEL FACTOR DE DESVIACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA- DF_{PQ}	16
FIGURA. 7 ZONA DE PROTECCIÓN DE REFERENCIA	17
FIGURA. 8 CÁLCULO DEL FACTOR DE DESVIACIÓN DEL CONSUMO DE POTENCIA ACTIVA - DF_{AP}	18
FIGURA. 9 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL (SPT).....	21
FIGURA. 10 SPT – ETAPA DE MEDICIÓN Y CÁLCULO DE TENSORES	22
FIGURA. 11 SPT – ETAPA DE CÁLCULO DE INDICADOR DF_{ID} Y DETECCIÓN DE TRANSITORIOS.....	23
FIGURA. 12 CÁLCULO DEL INDICADOR DE DESVIACIÓN GLOBAL DE CONDICIONES IDEALES DF_{ID}	23
FIGURA. 13 SPT – ETAPA DE CLASIFICACIÓN DE FALLAS Y ORDEN DE DESPEJE	25
FIGURA. 14 EJEMPLO CAPÍTULO 3 – SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL	27
FIGURA. 15 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – TENSIÓN Y CORRIENTE	28
FIGURA. 16 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – INDICADOR DF_{PQ}	29
FIGURA. 17 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – INDICADOR DF_{AP}	29
FIGURA. 18 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – INDICADOR DF_{ID}	29
FIGURA. 19 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – DETECCIÓN DE TRANSITORIOS	30
FIGURA. 20 EJEMPLO FALLA $1k\Omega$ – RESULTADO PRUEBA χ^2	30
FIGURA. 21 EJEMPLO FALLA 1Ω – DESPEJE DE FALLA	31
FIGURA. 22 EJEMPLO DE APLICACIÓN RESPUESTA DE VARIACIONES IMPEDANCIA Y TIPO DE FALLA.....	32
FIGURA. 23 EJEMPLO DE APLICACIÓN – MITIGACIÓN RIESGO DE ARCO ELÉCTRICO	33
FIGURA. 24 CIRCUITO DE PRUEBA PROTECCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN	37
FIGURA. 25 SISTEMA DE PROTECCIÓN TRADICIONAL PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN – SEL 851	38
FIGURA. 26 SISTEMA DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	39
FIGURA. 27 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	41
FIGURA. 28 FALLA EN 1/3 DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON IMPEDANCIA DE FALLA DE 1000Ω	42
FIGURA. 29 CASO DE ESTUDIO 1 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 27 Y ANSI 58	42
FIGURA. 30 CASO DE ESTUDIO 1 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 50/51	43
FIGURA. 31 CASO DE ESTUDIO 1 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 21.....	43
FIGURA. 32 CASO DE ESTUDIO 1 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 81.....	43
FIGURA. 33 RESIDUO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A 1/3 DE LA LÍNEA CON $Z_F = 1000\Omega$	44
FIGURA. 34 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A 1/3 DE LA LÍNEA CON $Z_F = 1000\Omega$	44
FIGURA. 35 CIRCUITO DE PRUEBA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR.....	48
FIGURA. 36 SISTEMA DE PROTECCIÓN TRADICIONAL PARA TRANSFORMADORES – SEL 787	49
FIGURA. 37 SISTEMA DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PARA TRANSFORMADORES	50
FIGURA. 38 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PARA TRANSFORMADORES.....	52
FIGURA. 39 FALLA NO LINEAL EN BORNES DE BAJA TENSIÓN CON IMPEDANCIA DE FALLA DE 500Ω	53
FIGURA. 40 CASO DE ESTUDIO 2 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 24.....	53
FIGURA. 41 CASO DE ESTUDIO 2 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 50/51	54
FIGURA. 42 CASO DE ESTUDIO 2 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 27 Y ANSI 58	54
FIGURA. 43 CASO DE ESTUDIO 2 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 81.....	54
FIGURA. 44 CASO DE ESTUDIO 2 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 87.....	55
FIGURA. 45 RESIDUO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PARA UNA FALLA MONOFÁSICA NO LINEAL EN BORNES BT.....	55
FIGURA. 46 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PARA UNA FALLA MONOFÁSICA NO LINEAL EN BORNES BT	56
FIGURA. 47 DIAGRAMA UNIFILAR USUARIO FABRICANTE DE ACERO.....	59
FIGURA. 48 CARACTERÍSTICA TENSIÓN CONTRA CORRIENTE DEL EAF TAP-TO-TAP	61

FIGURA. 49 FALLA LINEAL AL EXTREMO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON IMPEDANCIA DE FALLA DE 1 K Ω DURANTE LA FUSIÓN.....	62
FIGURA. 50 CASO DE ESTUDIO 3 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 27 Y ANSI 58	63
FIGURA. 51 CASO DE ESTUDIO 3 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 50/51	63
FIGURA. 52 CASO DE ESTUDIO 3 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 21.....	63
FIGURA. 53 CASO DE ESTUDIO 3 - FUNCIÓN DE PROTECCIÓN ANSI 81.....	64
FIGURA. 54 RESIDUO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A 1/3 DE LA LÍNEA CON Z _f = 1000 Ω	64
FIGURA. 55 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PARA UNA FALLA MONOFÁSICA CON Z _f = 1000 Ω	65
FIGURA. 56 PLATAFORMA DE PROTOTIPADO RÁPIDO RT-HIL	73
FIGURA. 57 PLATAFORMA DE PROTOTIPADO RÁPIDO – ADAPTADO DE DSPACE [73]	73
FIGURA. 58 MODULO DE MEDIDA MESA EDIBON	74
FIGURA. 59 MODULO DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN EDIBON	75
FIGURA. 60 MODULO DE FALLAS EDIBON	76
FIGURA. 61 PROTECCIÓN SEL 351A [74].....	76
FIGURA. 62 MEDICIÓN DE TENSIÓN Y CORRIENTE MÓDULOS HACIA LOS ADC DE LA DSPACE 1103.....	77
FIGURA. 63 TARJETA DE CONTROL DS1103 [73].....	78
FIGURA. 64 SISTEMA DE PROTECCIÓN INTEGRAL IMPLEMENTADA EN DSPACE 1103	79
FIGURA. 65 SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL – VISUALIZACIÓN EN CONTROLDESK	80
FIGURA. 66 FALLA TRIFÁSICA CON IMPEDANCIA DE FALLA 0 Ω	82
FIGURA. 67 FALLA MONOFÁSICA CON IMPEDANCIA DE FALLA 150 Ω	83
FIGURA. 68 FALLA MONOFÁSICA Z _f 150 Ω - TENSIONES Y CORRIENTES	84
FIGURA. 69 FALLA MONOFÁSICA Z _f 150 Ω - CÁLCULO DEL INDICADOR DFID	84
FIGURA. 70 FALLA MONOFÁSICA Z _f 150 Ω - DETECCIÓN DE TRANSITORIOS	85
FIGURA. 71 FALLA MONOFÁSICA Z _f 150 Ω - CLASIFICACIÓN DE FALLA Y ORDEN DE DESPEJE	85
FIGURA. 72 NUEVA FUNCIÓN DE PROTECCIÓN SIN AJUSTES PROPUESTA POR MELIPOULOS.....	101
FIGURA. 73 RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO – ANÁLISIS A PARTIR DE LA FUENTE, CANAL Y VÍCTIMA.....	118
FIGURA. 74 EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL SEGÚN SU ALCANCE	119
FIGURA. 75 MODELO DE FALLA DE ALTA IMPEDANCIA	121

TABLA DE TABLAS

TABLA. I PARÁMETROS LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	37
TABLA. II RESUMEN DE RESULTADOS - MARCO COMPARATIVO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	45
TABLA. III COMPARACIÓN VALORES DE ENERGÍA INCIDENTE EN LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA.....	46
TABLA. IV PARÁMETROS TRANSFORMADOR.....	48
TABLA. V RESUMEN DE RESULTADOS - MARCO COMPARATIVO EN TRANSFORMADORES.....	56
TABLA. VI COMPARACIÓN VALORES DE ENERGÍA INCIDENTE EN LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	57
TABLA. VII CONSUMO DE POTENCIA ETAPAS DE OPERACIÓN.....	60
TABLA. VIII RESUMEN DE RESULTADOS - MARCO COMPARATIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN USUARIO FABRICANTE DE ACERO.....	66
TABLA. IX MARCO COMPARATIVO EN TRANSFORMADORES EN UN USUARIO FABRICANTE DE ACERO.....	67
TABLA. X CASO DE ESTUDIO # 3 VALORES DE ENERGÍA INCIDENTE CON FUNCIONES TRADICIONALES.....	67
TABLA. XI CASO DE ESTUDIO # 3 VALORES DE ENERGÍA INCIDENTE CON LA PROTECCIÓN TENSORIAL.....	68
TABLA. XII ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	69
TABLA. XIII RESUMEN DE ESCENARIOS DE PRUEBA DE BAJA IMPEDANCIA.....	86
TABLA. XIV RESUMEN DE ESCENARIOS DE PRUEBA DE ALTA IMPEDANCIA.....	87
TABLA. XV MARCO COMPARATIVO EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	123
TABLA. XVI MARCO COMPARATIVO EN FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA EN TRANSFORMADORES.....	126
TABLA. XVII MARCO COMPARATIVO LÍNEA DE TRANSMISIÓN USUARIO FABRICANTE DE ACERO.....	128
TABLA. XVIII MARCO COMPARATIVO EN TRANSFORMADORES EN UN USUARIO FABRICANTE DE ACERO.....	130
TABLA. XIX RESULTADO DETALLADO DE ESCENARIOS DE PRUEBA DE BAJA IMPEDANCIA.....	132
TABLA. XX RESULTADO DETALLADO DE ESCENARIOS DE PRUEBA DE ALTA IMPEDANCIA.....	132

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta la identificación del problema, hipótesis de solución, objetivos y la metodología de investigación implementada en el desarrollo de esta tesis. Finalmente, se muestra la estructura general del presente documento.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción general

LA PROTECCIÓN de los equipos eléctricos requiere de funciones que detectan condiciones anormales que puedan causar daño, riesgo o interferencia con la operación de los sistemas eléctricos. Estas funciones pueden ser de tipo unitarias, que solo realizan la protección de una zona, y no unitarias, que realizan la protección de una zona y las que le siguen aguas abajo; imponiendo la necesidad de coordinar las funciones unitarias para evitar disparos erróneos. Tradicionalmente, es necesario realizar la selección, ajuste y coordinación de diferentes funciones de protección para formar esquemas y sistemas de protección, que deben cumplir los principios de selectividad, confiabilidad, velocidad, fiabilidad y costo [1] - [5].

Sin embargo, los sistemas de protección actuales presentan limitaciones heredadas de las funciones de protección debido al cálculo de indicadores de detección tradicionales y el ajuste de umbrales de falla fijos [6], [7].

Como lo reporta el “*North American Electric Reliability Corporation*” (NERC) de un 10% de interrupciones, el 65% han correspondido a fallas en el ajuste de funciones de protección, errores de lógica y fallas del sistema de comunicación [5], [6]. Estas causas son conocidas como fallas no detectables, las cuales se definen como “*defectos permanentes que causan que un relé o un sistema de relés remueva de forma incorrecta o inapropiada a un elemento o circuito como consecuencia directa de otro evento*” [7].

Un caso particular, de las fallas no detectables, corresponde a las de alta impedancia, de comportamiento lineal y no lineal, cuya magnitud difiere de la corriente de cortocircuito máxima y mayores tiempos de despeje, incrementando la energía térmica que provoca quemaduras en un evento de arco eléctrico. En particular, es de interés el riesgo de arco eléctrico por su alta tasa de fatalidad y la necesidad de seleccionar correctamente los equipos de protección personal en caso de ocurrir un accidente [8].

En consecuencia, existe la necesidad actual de reformular los sistemas de protección para superar las fallas no detectables de alta impedancia con el fin de mitigar los riesgos de origen eléctrico por su alta tasa de fatalidad [9], [10]. Por lo cual, el enfoque de esta tesis está orientado al estudio en la ciencia de los sistemas de protección. Los resultados de esta tesis conllevan al desarrollo de un nuevo sistema de protección concebido desde el análisis de la calidad de la potencia; el cual, permite la detección, clasificación y despeje de fallas de alta impedancia, y la mitigación del riesgo de arco eléctrico.

1.2. Antecedentes

La concepción de la protección de los equipos eléctricos se remonta a 1897 con la patente de Harrington [5]. A partir de dicha patente, los dispositivos de protección evolucionaron para vigilar múltiples variables que pudieran reflejar una condición anormal de operación. La primera nomenclatura para diferenciar estos dispositivos se remonta al volumen 26 de la AIEE en 1928 para documentar los sistemas de control electromecánicos de subestaciones ferroviarias [11] – [14]. El número de funciones de protección aumentó con el paso del tiempo, incrementando la complejidad del diseño de los sistemas de protección, y persistiendo el problema de las fallas no detectables [7].

Para acotar el problema de investigación, la Figura. 1 presenta una revisión a la evolución histórica de los sistemas de protección, su coordinación y avances en el estudio del arco eléctrico, según los mayores avances tecnológicos.

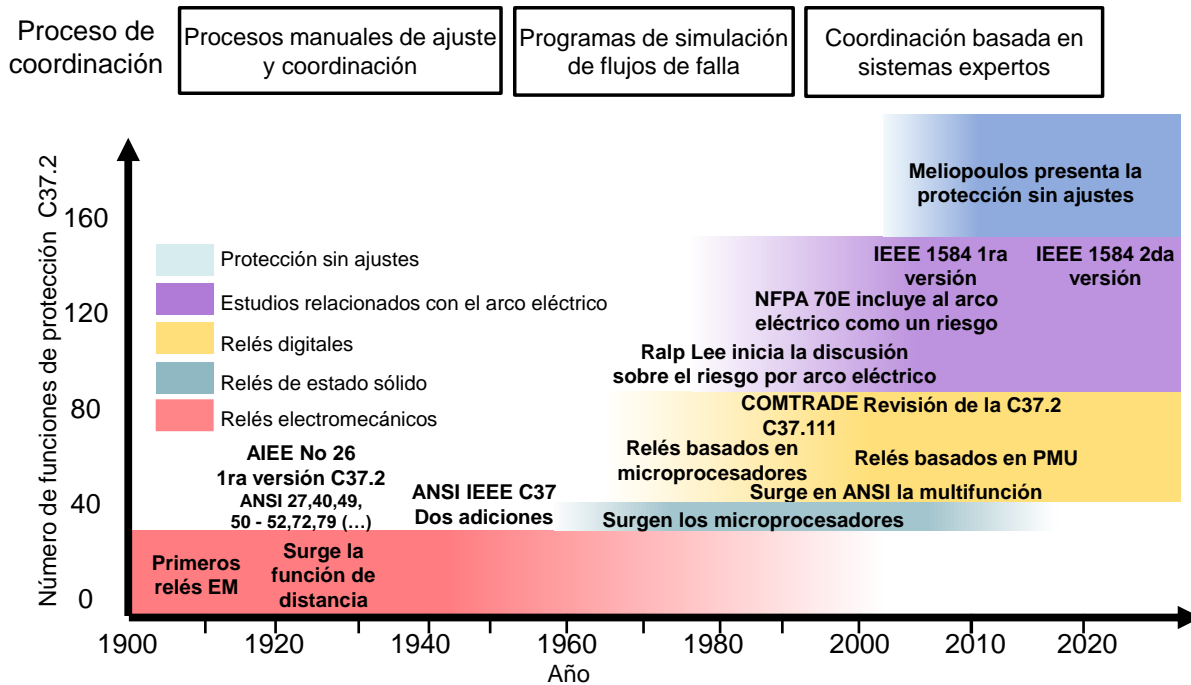


Figura. 1 Evolución histórica de los sistemas de protección

En la Figura. 1 son destacables tres periodos de tiempo según la tecnología utilizada. En rojo se presenta el uso de los relés electromecánicos, en azul, de estado sólido y en amarillo, los relés numéricos, que han permitido el uso del llamado relé multifunción [1].

La Figura. 1 presenta también la necesidad de nuevos métodos de coordinación asistidos por equipos de cómputo. Se destaca a Knable, quien propuso utilizar la teoría de grafos para identificar relés que cumplen con el criterio de “*punto de quiebre*”, lo cual garantiza un número de iteraciones reducidas para lograr la coordinación.

A Knable, le siguieron Nowitz, Ramaswami, Prasad, Liu, Mohammadi y Orduña, quienes buscaron simplificar la identificación de los relés “*punto de quiebre*” [15] – [21]. Por otra parte, surgió una línea de coordinación mediante herramientas de optimización, en la cual se destaca a Urdaneta utilizando la programación lineal, Bedekar desde el algoritmo dual Simplex, Sharma desde los algoritmos genéticos, Asadi utilizando enjambre de hormigas y Solati mediante lógica difusa con algoritmos genéticos. Estos investigadores identificaron la ventaja de implementar diferentes herramientas de optimización para evitar mínimos locales y aumentar las variables a optimizar [22] – [26].

Sin embargo, estas investigaciones no consideraron la interacción de diferentes funciones en un esquema y posterior sistema de protección [27] - [29]. Teniendo en cuenta esta revisión, el enfoque tradicional no responde a los siguientes interrogantes:

- ¿Qué funciones de protección son necesarias?
- ¿Cómo se integra la lógica de estas funciones?
- ¿Son requeridas verificaciones o prioridades en la lógica de disparo?
- ¿Se requiere de una protección redundante para alguna zona de protección?

Adicionalmente, estas investigaciones no superan las limitaciones de las funciones de protección tradicionales para detectar fallas de alta impedancia, que afectan a funciones unitarias y no unitarias [6] - [8].

Con respecto al riesgo de arco eléctrico, la Figura. 1 presenta el origen del estándar IEEE 1584, que se centra en la evaluación del riesgo de arco eléctrico para orientar en la selección de los equipos de protección personal requeridos, y no a su mitigación [30].

Por último, la Figura. 1 presenta el sistema de protección sin ajustes de Sakis Meliopoulos, el cual utiliza técnicas de estimación de estado para comparar las mediciones de una zona de protección con un modelo de la misma. Si la parametrización del modelo es apropiada y la zona opera sin fallas, la diferencia absoluta entre las mediciones y el modelo será equivalente a la suma total de la varianza del error de los instrumentos de medida. Cuando se presenta una desviación estadística entre las mediciones y el modelo, se considera como una condición de falla a despejar [31].

1.3. Identificación del problema

Los sistemas tradicionales y las nuevas tendencias en la protección de los sistemas eléctricos orientan a la elección y coordinación de una alta variedad de funciones de protección, que detectan y clasifican una condición de falla a partir de parámetros eléctricos desagregados para posteriormente enviar una orden de disparo. El proceso actual de elegir, ajustar y coordinar las funciones de protección requeridas derivan en sistemas de protección que aumentan su complejidad sin garantizar que se cumplan los

principios de selectividad y confiabilidad; dando como resultado las fallas no detectables de alta impedancia y un riesgo de arco eléctrico intolerable para equipos de protección personal comerciales [6], [7], [28], [31].

En consecuencia, es posible visualizar la propuesta de un sistema de protección que logre identificar condiciones de fallas de alta impedancia y la mitigación del riesgo de arco eléctrico, estableciendo pautas de detección, clasificación y despeje sin la necesidad de utilizar funciones tradicionales de protección.

Por lo tanto, surge la siguiente pregunta de investigación:

¿Es posible generar un sistema de protección que no cambie según la zona a proteger, sin requerir de funciones de protección, de coordinación, de un modelo propio de la zona a proteger y sin sacrificar selectividad?

La solución que propone esta tesis centra su atención en una reciente tendencia en el análisis de la calidad de la potencia que busca generar indicadores globales de la desviación de los sistemas eléctricos desde una condición ideal de referencia. Por lo tanto, se permite en esta tesis evitar el uso de funciones y esquemas de protección tradicionales. El sistema de protección propuesto mejora la selectividad de fallas de alta impedancia y la mitigación del riesgo de arco eléctrico.

1.4. Objetivos

El presente trabajo aborda las discusiones que en la actualidad se están dando alrededor de la protección de los sistemas eléctricos en presencia de fallas de alta impedancia y el riesgo asociado a un evento de arco eléctrico. En consecuencia, los objetivos que fueron planteados para el presente trabajo fueron los siguientes.

Objetivo general

Desarrollar un sistema de protección que permita mejorar la selectividad ante fallas de alta impedancia y mitigar el riesgo de arco eléctrico.

Los objetivos específicos son:

- Formular un indicador de desviación de condiciones ideales, que supere las limitaciones de indicadores tradicionales respecto a las fallas de alta impedancia.
- Mejorar la selectividad de las fallas de alta impedancia respecto a los sistemas de protección tradicionales y del estado del arte
- Implementar un sistema de despeje de falla que logre mitigar la energía incidente en una zona de protección, mediante la disminución del tiempo de despeje de fallas de alta impedancia.

1.5. Estado del arte

El autor Sakis Meliopoulos extendió el concepto de la protección diferencial a otras leyes físicas que se deben cumplir en una zona de protección [31]. Esta extensión es posible gracias al uso de la estimación dinámica de estado, que permite realizar una comparación de un modelo de una zona de protección y sus mediciones. Si la parametrización del modelo es apropiada y no se presenta una falla, la diferencia absoluta entre las mediciones y su estimación será equivalente a la suma total de la varianza del error de los instrumentos de medida. Cuando se presenta una desviación estadística entre las mediciones y la estimación, se genera una orden de despeje [31]. Por este motivo, Meliopoulos denominó a su protección “*settingless*” o sin ajustes, puesto que no computa un valor límite como condición de falla sino a la desviación estadística de la estimación de estado respecto a las medidas de la zona de protección. Según lo expuesto por Meliopoulos en [31] – [39], su sistema de protección requiere de tres pasos:

1. Se debe desarrollar un modelo dinámico de la zona a proteger y parametrizar el resultado en la protección sin ajustes.
2. Se debe realizar la estimación dinámica de estado.
3. Si la diferencia entre las estimaciones y las mediciones supera el error esperado de los instrumentos de medida a partir del resultado de una prueba chi cuadrado, se da una orden de despeje en la zona en falla.

Una descripción más detallada de cada uno de los pasos de este sistema se presenta en el [Anexo A: Protección sin Ajustes de Meliopoulos](#).

La propuesta de Meliopoulos evita el uso de funciones desagregadas, pero requiere de un modelo exacto de la zona a proteger cuya consistencia depende del conocimiento y mediciones de la zona de protección (e.g temperatura, distancia de líneas, posición del tap, etc). Esto impone una limitante para utilizarla en equipos que no han sido cubiertos por sus investigaciones [31] – [39], y para los cuales aún no exista un modelo aceptado por la comunidad científica, como es el caso de los hornos de arco eléctrico [40].

De la revisión del estado del arte se ha detectado que el sistema de protección sin ajustes depende de la parametrización del modelo de la zona a proteger y puede ser objeto de errores humanos y ataques cibernéticos. Adicionalmente, el sistema sin ajustes carece de un análisis de la respuesta ante fallas de alta impedancia de característica no lineal y la mitigación del riesgo de arco eléctrico, persistiendo la necesidad de solventar estas problemáticas en la propuesta de un nuevo sistema de protección.

1.6. Aportes

Los aportes de esta tesis de doctorado están orientados a superar las actuales limitaciones de los sistemas de protección ante fallas de alta impedancia de característica lineal y no lineal, y en la mitigación del riesgo de arco eléctrico.

Los aportes de esta tesis de doctorado son:

1. El nuevo sistema de protección propuesto, que se ha denominado en esta tesis como “sistema de protección tensorial”, contribuye a mejorar significativamente la selectividad y confiabilidad de los sistemas de protección ante fallas de alta impedancia, y mitigar la energía incidente fruto de un evento de arco eléctrico. El sistema es versátil, ya que no requiere de un proceso de coordinación.
2. El uso del indicador propuesto permite evitar el proceso de seleccionar y coordinar funciones de protección, sin requerir de un modelo propio de la zona a proteger. El indicador propuesto mejora la tasa de detección y clasificación de las fallas de alta impedancia en más de un 40% con respecto a los sistemas tradicionales y del estado del arte, sin generar una respuesta que derive en falsos disparos o fallas no detectables.
3. El sistema de protección propuesto contribuye a la disminución de la energía incidente en un evento de arco eléctrico hasta en un 70% del valor que permiten los sistemas de protección actuales.
4. La implementación del sistema de protección propuesto, en una plataforma de prototipado rápido, permite concebir la posibilidad de escalar la solución propuesta en esta tesis en futuros desarrollos comerciales e industriales.
5. El sistema de protección tensorial contribuye en ampliar el espectro de uso de los sistemas de protección sin ajustes en presencia de cargas de comportamiento no lineal y de consumo variable de corriente, sin que esto genere falsos disparos o errores en la detección.

El sistema de protección tensorial desarrollado en esta tesis ha sido implementado en Matlab/Simulink®, el cual recibe 12 variables para realizar el cálculo del indicador de la desviación global de la potencia eléctrica.

1.7. Metodología de investigación

La metodología de investigación implementada para lograr el desarrollo del nuevo sistema de protección tensorial se ha dividido en tres etapas, siguiendo el cumplimiento de cada uno de los objetivos que se plantearon al inicio del proyecto. La metodología de

investigación se presenta en la Figura. 2, en la cual se presenta la formulación matemática del indicador de desviación de condiciones ideales, las pruebas en simulación para demostrar la mejora en la selectividad ante fallas de alta impedancia, y, por último, la implementación en una plataforma de prototipado rápido.

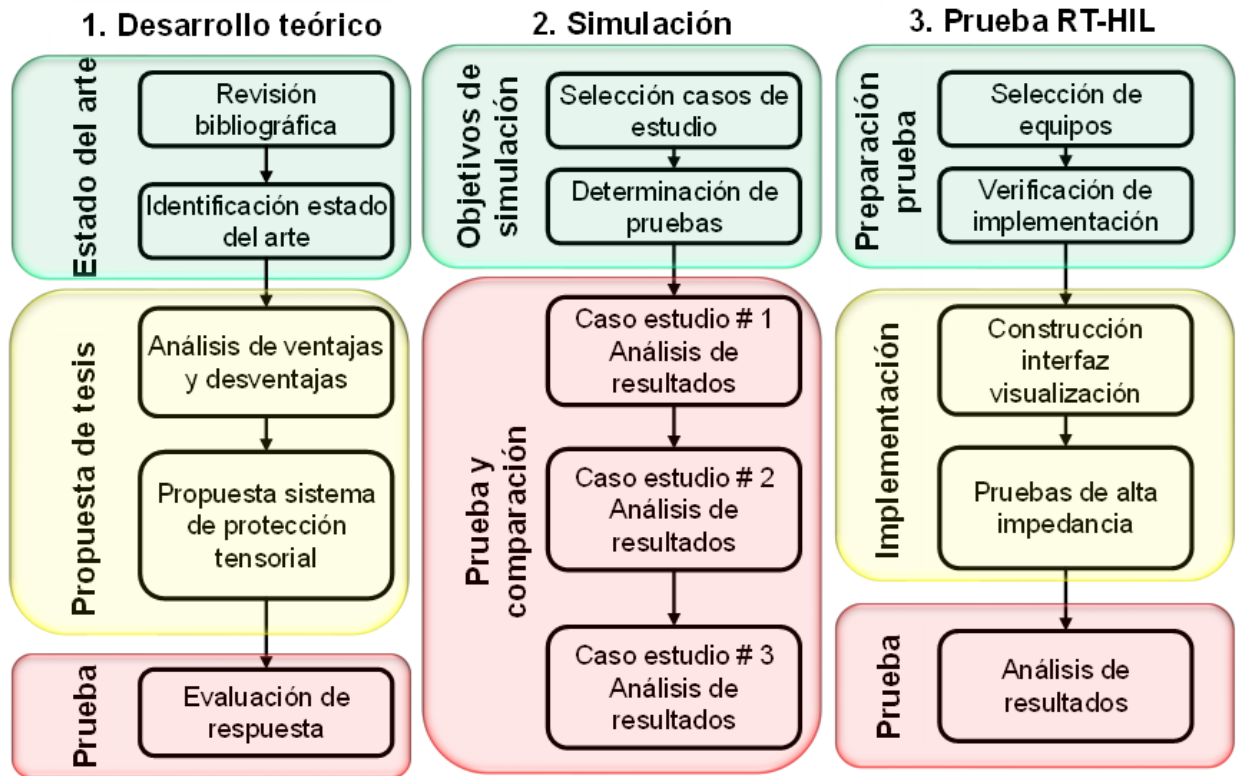


Figura. 2 Metodología de investigación

Inicialmente, fue necesario realizar la revisión de la teoría tensorial de la potencia, propuesta por Ustariz [41], con el objetivo de formular el indicador de la desviación global de la potencia eléctrica desde una condición ideal de referencia, definiendo sus propiedades y limitaciones.

Posteriormente, buscando demostrar la versatilidad del sistema de protección propuesto respecto al estado del arte y su dependencia de un modelo propio de la zona de protección, o el requerimiento de los sistemas tradicionales a la selección, ajuste y coordinación de funciones de protección tradicionales, esta tesis presenta tres casos de estudio donde se cambia el tipo de elemento en la zona a proteger. Para llevar a cabo los estudios de fallas no detectables, fue necesario definir el modelo de falla que permite replicar el comportamiento de las fallas de alta impedancia de característica lineal y no lineal. Para ello, se definió utilizar el modelo de falla de Emanuel descrito en [42] y que se describe en el [Anexo D Modelo de fallas de alta impedancia](#). Este modelo de falla ha

sido utilizado para las pruebas experimentales en simulación en la plataforma Matlab/Simulink.

Posterior a esto, se replicaron los casos de estudio del sistema de protección de Meliopoulos en la protección de líneas de transmisión y transformadores de potencia como se presenta en [32] y [43]. El objetivo de esta replicación fue realizar la comparación del sistema propuesto contra el método del estado del arte. En ambos casos, se realiza la comparación contra los esquemas de protección tradicionales SEL 787 y SEL 851 que son utilizados tradicionalmente en la protección de estos elementos. Por último, se presenta un caso de estudio en un usuario fabricante de acero, dado que el horno de arco eléctrico tiene un comportamiento no lineal variable en el tiempo y supone un reto respecto a la selectividad y confiabilidad de los sistemas de protección actuales [40].

Por último, con el propósito de demostrar la aplicación del sistema de protección propuesto en intervalos de tiempo reales, se ha optado por adicionar un caso de estudio en la plataforma de prototipado rápido “*real time hardware in the loop*” de dSPACE.

Tanto en el desarrollo de los casos de estudio simulados y en la plataforma dSPACE, se buscó que el sistema de protección detectara en una zona de protección la desviación de su condición ideal de operación, con lo cual se genera una orden de disparo.

1.8. Estructura del documento

El **capítulo 1** expone la introducción general de la tesis, presentando el contexto del desarrollo de trabajo, la identificación del problema, los objetivos perseguidos y la composición del documento.

El **capítulo 2** expone los fundamentos matemáticos que permiten la concepción del indicador de desviación de condiciones ideales y del sistema de protección propuesto en esta tesis, presentando el formalismo tensorial de la potencia y sus propiedades.

El **capítulo 3** presenta el sistema de protección propuesto en esta tesis. Para esto, se presenta la transición hacia un nuevo concepto de protección de los sistemas eléctricos, que permite realizar la protección desde un solo indicador de las condiciones anormales de operación en una zona a proteger.

En el **capítulo 4**, se presenta la validación del sistema de protección en diferentes casos de estudio en un entorno de simulación.

En el **capítulo 5**, se presenta la implementación del sistema de protección tensorial en un entorno de simulación en *real time hardware in the loop*, con el propósito de identificar el alcance de este sistema en una aplicación real.

En el **capítulo 6** se presentan las principales conclusiones de esta tesis doctoral, se destacan las contribuciones originales más importantes, se proponen futuros desarrollos y se presentan las discusiones académicas en las cuales se ha participado.

1.9. Síntesis

Las fallas no detectables de alta impedancia han afectado la operación de los sistemas de protección, incrementando el riesgo al cual se ven sometidas las personas. En consideración, se destaca el trabajo realizado por Sakis Meliopoulos y su propuesta del sistema de protección sin ajustes, con el cual se mejoran los principios de selectividad y confiabilidad. Sin embargo, su formulación presenta la limitante del conocimiento del modelo de la zona a proteger y su posterior parametrización, lo cual puede ser objeto de errores humanos y ataques cibernéticos.

Con el propósito de desarrollar un sistema de protección que elimine la necesidad de seleccionar y coordinar entre una variedad de funciones de protección, detecte fallas de alta impedancia, reduzca la complejidad de la lógica de protección, evite la necesidad de modelos propios de la zona que se protege y mitigue el riesgo de arco eléctrico, es necesario considerar un enfoque de solución diferente al tradicional y al del estado del arte.

En el desarrollo de esta tesis, se realizó la exploración de la formulación tensorial de la potencia para el estudio de los sistemas de protección. Esta formulación permite el desarrollo de un sistema de protección que cumpla con los requisitos mencionados como se propone en esta tesis. El siguiente capítulo presenta los fundamentos matemáticos para su formulación.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DEL SISTEMA PROPUESTO

Este capítulo presenta los fundamentos matemáticos que permiten generar la propuesta del sistema de protección tensorial. Consecuentemente, se expone el formalismo matemático del tensor instantáneo de potencia, el cual sirve para representar los conceptos de la potencia aplicados en sistemas polifásicos, no sinusoidales y desbalanceados, incluyendo el estado estacionario y transitorio. Posteriormente, se expone el tensor de condiciones ideales que representa el comportamiento óptimo de los sistemas eléctricos (carga balanceada alimentada por una fuente sinusoidal). Por último, se presentan algunas de las aplicaciones de este formalismo y como se aprovechan en esta tesis para el cómputo de indicadores de desviación de una condición ideal de referencia.

2. FUNDAMENTOS MATEMÁTICOS DEL SISTEMA PROPUESTO

Una reciente tendencia en el análisis de la calidad de la potencia busca generar indicadores globales de la desviación de los sistemas eléctricos respecto a una condición ideal de referencia. La formulación tensorial de la potencia propuesta por Ustariz et al hace parte de esta línea de análisis [41]. Algunos de los usos de la formulación tensorial de la potencia que han sido investigados incluyen el análisis, visualización y compensación de perturbaciones en los sistemas eléctricos [45] - [49]. Esta tendencia es explotada en esta tesis para superar el uso de indicadores desagregados en la protección de los sistemas eléctricos, tal como ha sido publicado en [50] - [53].

Este capítulo presenta los siguientes fundamentos matemáticos que permiten la concepción del sistema de protección propuesto en esta tesis.

- El formalismo tensorial de la potencia.
- La estimación del tensor ideal de la potencia.
- El cálculo de factores de desviación.

2.1. Formulación tensorial de la potencia

En el formalismo tensorial de la potencia, se denomina a los vectores espaciales (tensiones y corrientes instantáneas) como tensores de primer orden y son utilizados para definir la expresión de la potencia eléctrica [41]. Esta expresión es obtenida mediante el producto tensorial entre el tensor instantáneo de tensión u y el tensor instantáneo de corriente i , así:

$$\wp(t) = u(t) \otimes i(t) \quad (1)$$

En esta expresión, \wp corresponde al tensor de segundo orden de potencia, \otimes corresponde al producto tensorial o diádico. Los tensores de primer orden de tensión (u) y corriente (i) se construyen a partir de los valores instantáneos de cada fase. En el marco de referencia (a, b, c), \wp se calcula así:

$$\wp(t) = \vec{u}(t) \otimes \vec{i}(t) = \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \otimes \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_a i_a & u_a i_b & u_a i_c \\ u_b i_a & u_b i_b & u_b i_c \\ u_c i_a & u_c i_b & u_c i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \wp_{11} & \wp_{12} & \wp_{13} \\ \wp_{21} & \wp_{22} & \wp_{23} \\ \wp_{31} & \wp_{32} & \wp_{33} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Según [41], la interpretación física de los términos de $\wp(t)$ es la siguiente:

- La norma de \wp representa la potencia aparente del sistema.
- Los eigenvalores de \wp se refieren al flujo instantáneo de potencia activa.
- La diferencia entre los términos transpuestos (e.g. $u_a i_b - u_b i_a$) se refiere al intercambio instantáneo de energía reactiva, cuyo promedio es cero.

De esta forma, \wp reúne en una sola expresión los fundamentos de potencia activa, reactiva y aparente que normalmente son calculados de forma desagregada mediante el producto punto y cruz entre las tensiones y corrientes de fase [41].

Un tensor de potencia ideal puede ser calculado a partir de la siguiente ecuación:

$${}^{id}\wp(t) = {}^{id}u(t) \otimes {}^{id}i(t) \quad (3)$$

En esta expresión, ${}^{id}u$ y ${}^{id}i$ corresponden al tensor de tensión ideal de secuencia-positiva a frecuencia nominal y el tensor de corriente ideal de secuencia positiva que fluye hacia la carga de referencia, respectivamente.

El tensor de corriente ideal ${}^{id}i$, se computa a partir de la siguiente expresión.

$${}^{id}i(t) = \frac{\text{Eigenvalor}(\wp(t))}{\frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} \|{}^{id}u(t)\|^2 dt} = {}^{id}G {}^{id}u(t) \quad (4)$$

En (4) ${}^{id}G$ corresponde a la conductancia equivalente de la carga de referencia en el sistema de potencia ideal, y el intervalo definido entre t_1 y t_2 corresponde al ancho de la ventana temporal de observación, tomada en este caso de 1 ciclo a frecuencia fundamental (e.g. 60 Hz).

Para poder calcular con precisión el tensor ideal de potencia es necesario hacer uso de una herramienta de estimación, para determinar la magnitud de la tensión de componente positiva $\|{}^{id}u_i\|$. Para ello, esta tesis hace uso del filtro de Kalman con el propósito de utilizar una sola herramienta de estimación en régimen estacionario y no estacionario, tal como se presenta a continuación.

2.2. Estimación del tensor ideal de potencia

La adquisición del estado de las señales de tensión en los sistemas trifásicos es una etapa fundamental en el procesamiento de señales. Para esto, los filtros de Kalman son una opción para realizar la estimación de las señales de fase, dado que se utiliza en sistemas donde se desconoce el valor de alguna variable, que además no puede ser medida directamente. Bajo estas consideraciones, el filtro de Kalman que se usa en esta

tesis ha sido desarrollado como se expone en [54], que considera la base teórica de Schwartzenberg y Girgis respecto a la concepción de un modelo de una señal eléctrica de componente directa más una suma de N posibles componentes armónicas [55], [56]:

$$y(t) = A_0 + \sum_{n=1}^N A_n(t) \cos(n\omega_0 t + \theta_n(t)) \quad (5)$$

donde, $\omega_0 = 2\pi f_0$ y f_0 es la frecuencia fundamental del sistema trifásico, $A_n \angle \theta_n$ representa el fasor de la componente armónica n y A_0 la magnitud de la componente dc.

Las variables que deben estimarse a partir de una señal sinusoidal pueden describirse mediante la siguiente ecuación para el instante de tiempo t_k en las ecuaciones del modelo (6) y la medición (7):

$$x(t_k) = \phi x(t_{k-1}) + w \quad (6)$$

$$y(t_k) = Hx(t_k) + v \quad (7)$$

Siendo t_k igual al tiempo en la muestra k y t_{k-1} el tiempo en la muestra $k-1$, T_s es la diferencia entre cada muestra el periodo de muestreo, ϕ es una matriz de transición que permite determinar el cambio en la señal siguiendo el comportamiento de una señal de componente directa y N componentes sinusoidales a estimar (i.e. real (cos) e imaginaria (sin)) de frecuencia fundamental y sus armónicas [54], igual a:

$$\phi = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\omega_0 T_s) & -\sin(\omega_0 T_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \sin(\omega_0 T_s) & \cos(\omega_0 T_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cos(N\omega_0 T_s) & -\sin(N\omega_0 T_s) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \sin(N\omega_0 T_s) & \cos(N\omega_0 T_s) \end{bmatrix} \quad (8)$$

El tamaño del vector $x(t_k)$ se determina según la cantidad de componentes a estimar, cuya restricción obedece al periodo de muestreo ($N \leq T_s \div 2F_n$) y a la capacidad de procesamiento del equipo que realiza la estimación. Para modelar el ruido esperado del sistema discreto se utiliza la variable w , que tiene una covarianza σ_w^2 . Por otra parte, v es el ruido esperado en la medición, supuesto de media cero, de secuencia de ruido blanco con covarianza conocida σ_v^2 , y no correlacionado con w .

Mediante el filtro de Kalman, es posible estimar una componente específica de interés. Por ejemplo, la Figura. 3 presenta la estimación de la magnitud de la componente

a frecuencia fundamental de secuencia positiva de la tensión. En esta figura, se presenta como la matriz ϕ es calculada a partir del cambio en la frecuencia del sistema, y actualizada en la etapa de predicción, para no verse afectado por cambios en la frecuencia del sistema.

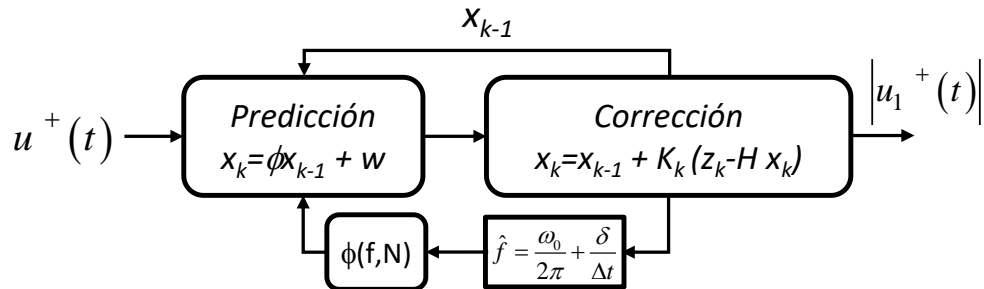


Figura. 3 Esquema del filtro de Kalman implementado – ejemplo de estimación de $u_1^+(t)$

En esta tesis, $A_n \angle \theta_n$ y A_0 son los parámetros por estimar con el filtro de Kalman, según la componente que se desea estimar para una señal en particular.

Una descripción más completa se presenta en el [Anexo B: Filtro de Kalman](#).

De esta forma, el filtro de Kalman (KF) se utiliza para estimar el tensor ideal de tensión (TIDT) como se muestra en la Figura. 4.

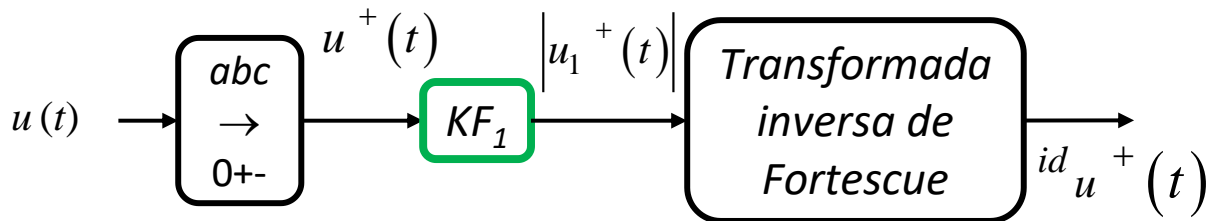


Figura. 4 Estimación de la tensión ideal de secuencia positiva a frecuencia fundamental (TIDT)

Posteriormente, es posible calcular el tensor ideal de potencia (IPT), tal como se muestra en la Figura. 5.

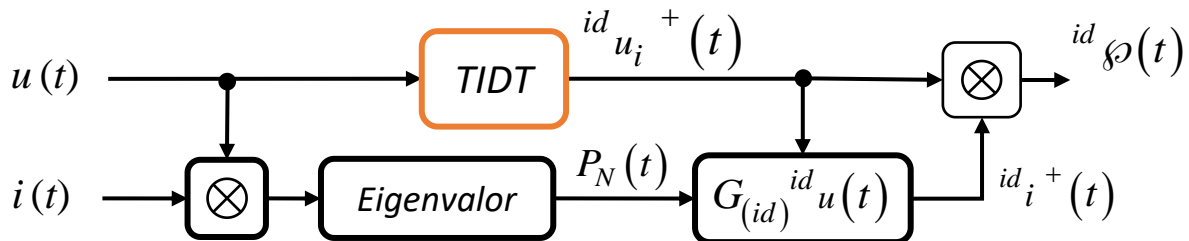


Figura. 5 Construcción del tensor ideal en una zona de protección - IPT

Los tensores de potencia, ideal (${}^{id} \phi_{ij}$) y real (ϕ_{ij}) sirven para cuantificar la desviación durante perturbaciones de tipo estacionario y transitorio del sistema medido respecto a una condición de referencia, tal como ha sido presentado por Ustariz en [41].

Para esto, se presenta el cálculo de los factores de desviación que se utilizan en esta tesis con el propósito de generar el sistema de protección propuesto.

2.3. Cálculo de factores de desviación

2.3.1. Factor de desviación de la calidad de la potencia DF_{pq}

La medición y evaluación de las no conformidades presentes en un sistema en régimen perturbado pueden ser cuantificadas a través de la definición de un índice global de calidad de la potencia [41]. Utilizando el formalismo tensorial de la potencia, es posible calcular la desviación de la calidad de la potencia como se muestra en la Figura. 6.

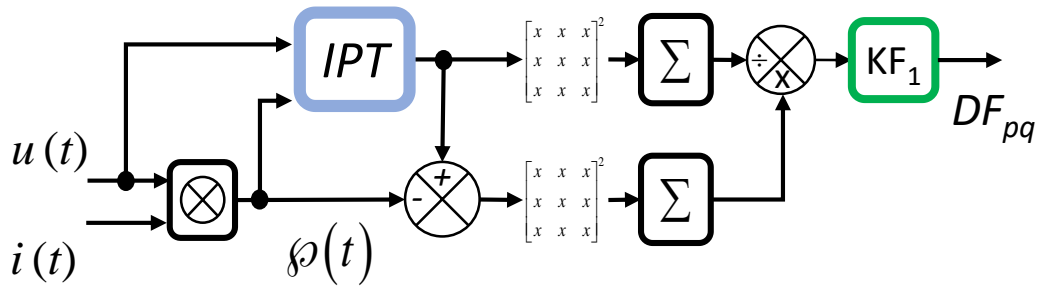


Figura. 6 Construcción del factor de desviación de la calidad de la potencia- DF_{pq}

Este procedimiento, implica calcular el tensor de potencia real y el tensor de potencia ideal, para posteriormente calcular la diferencia en cada uno de los elementos instantáneos. Posteriormente, se calcula el valor promedio de la desviación global entre cada uno de los elementos de ambos tensores, para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$DF_{pq}(t) = \sqrt{\frac{1}{(t_2-t_1)} \int_{t_1}^{t_2} \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n (\varphi_{ij}(t) - id_{\varphi_{ij}}(t))^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n id_{\varphi_{ij}}(t)^2} dt} \quad (9)$$

Con el propósito de detectar fallas en intervalos de milisegundos, la ventana de observación en (9) entre t_1 y t_2 se ha tomado de un ciclo, gracias a la estimación que permite el filtro de Kalman implementado en esta tesis.

Según [41], DF_{pq} varía desde cero hasta infinito. El valor cero indica una desviación nula con respecto al sistema de potencia ideal, es decir que el tensor instantáneo es igual al tensor ideal. El valor infinito aparece cuando en el sistema que se está analizando, el tensor ideal de potencia es igual a cero. Esto ocurre cuando no hay consumo de potencia activa en la carga. Para este caso particular, se considera que la formulación tensorial no aplica, y por lo tanto tampoco el sistema de protección que se proponen en esta tesis.

Ustariz presentó ejemplos de aplicación del indicador propuesto para cuantificar la desviación de la calidad de la potencia, demostrando su uso para analizar de una forma global la desviación a partir de un único indicador [45] - [49]. Es de destacar que su análisis se realizó para perturbaciones que no presentan variaciones de la frecuencia [41], por lo cual se optó en esta tesis a realizar la estimación del tensor ideal con el filtro de Kalman, como se presentó anteriormente, y permitir al sistema de protección cuantificar una desviación en presencia de cambios de la frecuencia.

Ahora bien, con el propósito de identificar si una falla se presenta en una zona de protección, y de esta forma cumplir con el principio de selectividad, es necesario adicionar un elemento diferencial para evitar generar una orden de disparo por un evento de falla por fuera a la zona que se protege. Por lo tanto, se presenta a continuación la definición del factor de desviación del consumo de potencia activa $DF_{\Delta P}$, el cual tiene su fundamento a partir de las funciones de protección diferenciales de potencia [57] - [63].

2.3.2. Factor de desviación del consumo de potencia activa $DF_{\Delta P}$

Considerando una zona de protección con parámetros concentrados, como se presenta en la Figura. 7, una diferencia de potencia activa entre los terminales de entrada (IN) y los terminales de salida (OUT) revelará un fallo interno en la zona de protección por un nuevo camino conductor.

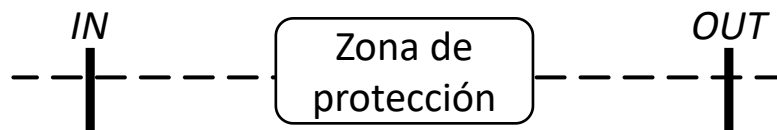


Figura. 7 Zona de protección de referencia

La diferencia del consumo de potencia activa ideal $DF_{\Delta P}$ es calculada siguiendo el procedimiento que se muestra en la Figura. 8; este procedimiento inicia con el cálculo del tensor de potencia real en los terminales de entrada (φ_{in}) y salida (φ_{out}). Posteriormente se calcula su eigenvalor equivalente al consumo de potencia activa.

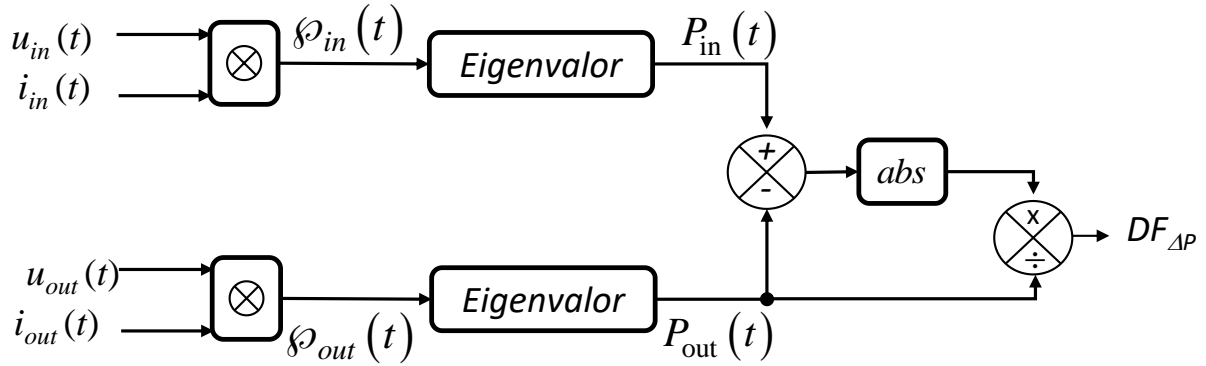


Figura. 8 Cálculo del factor de desviación del consumo de potencia activa - $DF_{\Delta P}$

Posteriormente, los valores de potencia activa calculados mediante el formalismo tensorial de la potencia se comparan en la zona que se protege. Para ello, se utiliza la siguiente ecuación:

$$DF_{\Delta P}(t) = \frac{|P_{in}(t) - P_{out}(t)|}{P_{out}(t)} \quad (10)$$

Dado que se considera únicamente la potencia activa, esta definición implica que el sistema de protección propuesto no es aplicable si la carga es puramente inductiva o capacitiva, como en el caso de los bancos de condensadores.

2.4. Síntesis

Es deseable identificar técnicas que permitan detectar y cuantificar de forma instantánea las perturbaciones de los sistemas eléctricos que puedan estar asociadas a fallas que deban ser despejadas. Estas técnicas, típicamente se encuentran en el área de la calidad de la potencia, donde se han realizado investigaciones en la detección, clasificación y la elaboración de mapas de propagación de los cambios transitorios que ocurren en los sistemas eléctricos asociados a condiciones anormales de operación.

Particularmente, el formalismo del tensor instantáneo de potencia presenta la ventaja de permitir la definición de un tensor ideal (condición ideal de referencia) y el cálculo de un indicador de desviación de esta condición ideal.

En consecuencia, el formalismo tensorial propuesto por Ustariz ha abierto una nueva alternativa para el análisis de perturbaciones estacionarias y transitorias de la forma de onda en las señales de tensión y corriente. Para esto, se parte de la definición de un marco de referencia ideal, el cálculo de componentes ideales e indicadores de la desviación entre las mediciones reales y el marco de referencia ideal. Sin embargo, dicha

formulación se vio centrada en el análisis para desviaciones de la calidad de la potencia, sin explorar la posible aplicación de esta formulación en la protección de los sistemas eléctricos.

Si bien Ustariz postuló un indicador para la cuantificación de la desviación de la calidad de la potencia, debe incluirse un elemento diferencial que permita identificar en la zona a proteger perturbaciones a ser despejadas, caso contrario se vería afectado el principio de selectividad. Por lo cual, se incluye en esta tesis la definición del indicador $DF_{\Delta P}$, similar a las funciones de protección diferenciales de potencia.

Esta tesis hace uso de los indicadores DF_{pq} y $DF_{\Delta P}$ para formular un único indicador del estado en la zona de protección y de esta forma reemplazar los sistemas de protección tradicionales que son afectados por fallas no detectables.

Del procedimiento descrito en este capítulo, es posible destacar que el filtro de Kalman se utiliza para estimar las siguientes variables:

- La magnitud de $u_1^+(t)$,
- La frecuencia fundamental del sistema F_n ,
- Los 9 elementos del tensor ideal id_{ϕ} en los terminales a la entrada, y
- El valor promedio del factor de desviación DF_{pq} .

La ventaja de utilizar el filtro de Kalman en la estimación de estas variables radica en que las ecuaciones utilizadas en la estimación no dependen del elemento a proteger en una zona específica. Por lo cual, no requiere de una parametrización después de la puesta en operación en una aplicación de protección, ni cambia si se desea proteger diferentes tipos de equipos en una zona de protección (e.g. línea o transformador).

El siguiente capítulo presenta el desarrollo del nuevo sistema de protección basado en los fundamentos teóricos que en este capítulo se han expuesto.

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL

Este capítulo presenta un novedoso sistema de protección basado en el formalismo tensorial de la potencia que supera las limitaciones respecto a las fallas no detectables de alta impedancia. Para esto, el sistema propuesto parte de los factores de desviación de la calidad de la potencia (DF_{pq}) y de desviación del consumo de potencia activa ($DF_{\Delta P}$); lo cual, permite proponer un nuevo indicador de la desviación del comportamiento ideal en la zona a proteger (DF_{id}). Este indicador es utilizado en un proceso de detección adaptativo y de clasificación estadística, que permite diferenciar condiciones normales de operación de una condición de falla a ser despejada. Tras la descripción del sistema de protección, se presenta un ejemplo del procedimiento de cálculo de cada etapa del sistema de protección y la aplicación a la reducción de la energía incidente por medio del despeje instantáneo de fallas en la zona a proteger.

3. SISTEMA DE PROTECCIÓN TENSORIAL PROPUESTO

UN NUEVO enfoque en la protección de los sistemas eléctricos en la presencia de fallas de alta impedancia de característica lineal y no lineal, sencillez y versatilidad en su aplicación sin depender del conocimiento de los equipos que constituyen la zona de protección y que además logra la mitigación del riesgo de arco eléctrico, es presentado en este capítulo. El enfoque propuesto se basa en la definición de un nuevo indicador de la desviación del comportamiento ideal en la zona a proteger (DF_{id}) basado en el formalismo tensorial de la potencia [53]. Mediante este indicador es posible realizar la detección de cambios transitorios y clasificarlos en condiciones normales o condiciones de falla a ser despejadas en milisegundos, mitigando el riesgo de arco eléctrico.

Para lograr la interpretación del sistema que en esta tesis se propone, fue necesario realizar una discusión académica en las publicaciones [50] a [53], a partir de lo cual se logró llegar a la representación gráfica que se muestra en la Figura. 9.

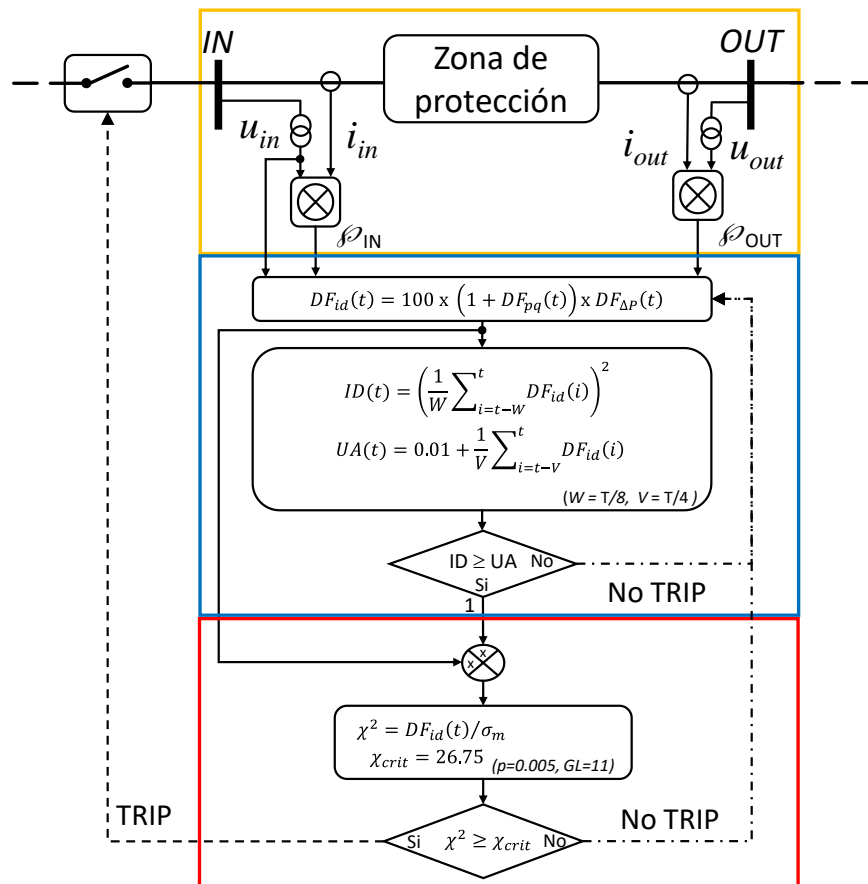


Figura. 9 Sistema de protección tensorial (SPT)

El sistema de protección que se propone en esta tesis se divide en 3 etapas, las cuales se diferencian por un borde de color diferente, estas etapas son:

- Etapa 1 (Amarillo): Cálculo de los tensores conectados a la entrada (IN) y a la salida (OUT) de la zona que se protege. Para ello, es necesario realizar la medición de la tensión y la corriente en ambos extremos.
- Etapa 2 (Azul): Cálculo del indicador DF_{id} por medio del factor de desviación DF_{pq} en los bornes conectados a la entrada (IN), y el factor $DF_{\Delta P}$. Tras realizar el cálculo del indicador DF_{id} se realiza la detección de transitorios.
- Etapa 3 (Rojo): Clasificación de condiciones de falla por medio de una validación estadística utilizando una prueba chi cuadrado para generar una orden de despeje que se lleva a un interruptor en caso de falla.

Cada una de estas etapas se describe de forma detallada a continuación.

3.1. Medición y cálculo de tensores

Inicialmente, el sistema de protección realiza el cálculo de los tensores instantáneos en los terminales conectados a la entrada (IN) y a la salida (OUT) mediante la ecuación (2) que se presentó en el apartado 2.1. Para ello, es necesario realizar la medición de las tensiones y corrientes en los terminales de la zona de protección que se conectan a la entrada y a la salida, tal como se presenta en la Figura. 10

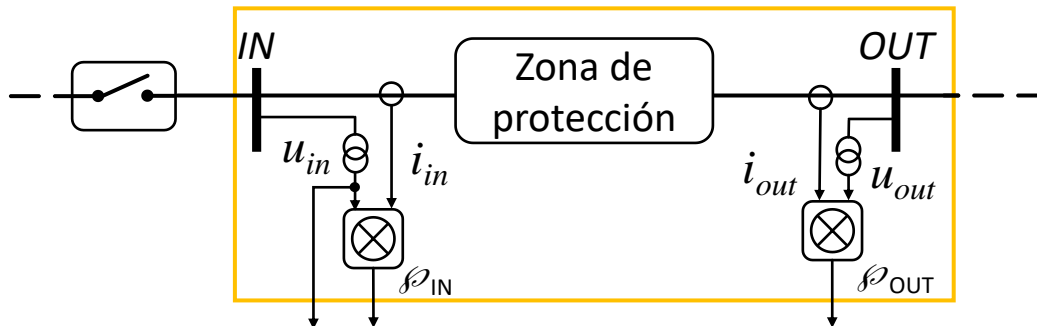


Figura. 10 SPT – Etapa de medición y cálculo de tensores

En la concepción del sistema de protección que aquí se propone, no cambian las consideraciones tradicionales para la selección de los equipos de medida con el propósito de evitar el fenómeno de la saturación. Por otra parte, no se contempla la necesidad de determinar los cambios en los ángulos de fase que pueden ocasionar los elementos en la zona de protección (i.e. transformadores), puesto que los factores de desviación DF_{pq} y $DF_{\Delta P}$ no se ven afectados por ello.

3.2. Cálculo DF_{id} y detección transitorios

Posterior a la medición y cálculo de los tensores en los extremos de la zona de protección, se procede a realizar el cálculo del indicador de la desviación del comportamiento ideal en la zona a proteger DF_{id} y la detección de cambios transitorios del mismo, esto se presenta en la Figura. 11.

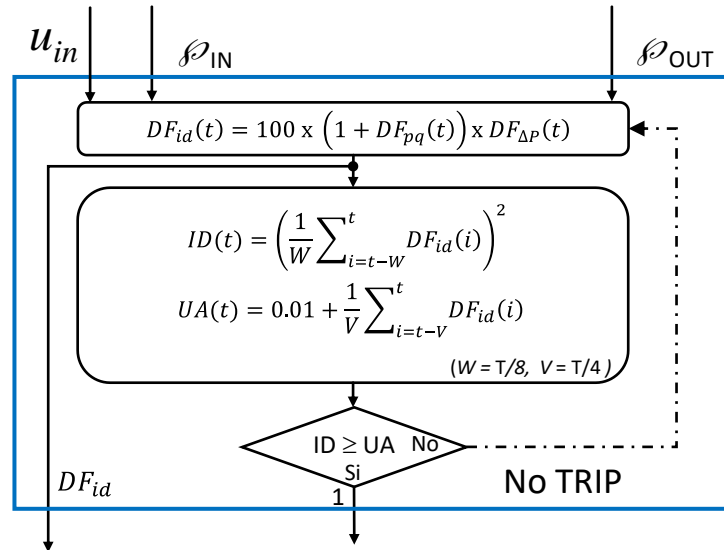


Figura. 11 SPT – Etapa de cálculo de indicador DF_{id} y detección de transitorios

El indicador DF_{id} se calcula en la zona que protege partir de los tensores medidos en los nodos conectados a la entrada ϕ_{IN} , a la salida ϕ_{OUT} y la tensión de los terminales de la entrada u_{in} . Este indicador permite discriminar si una zona de protección difiere del comportamiento ideal esperado respecto a la diferencia de consumo de potencia activa y deformación de onda. Su cálculo se muestra en la Figura. 12, donde DF_{pq} implica el cálculo de la deformación de las formas de onda ideales de los terminales a la entrada y $DF_{\Delta P}$ el cálculo de la diferencia del consumo de potencia activa en la zona de protección.

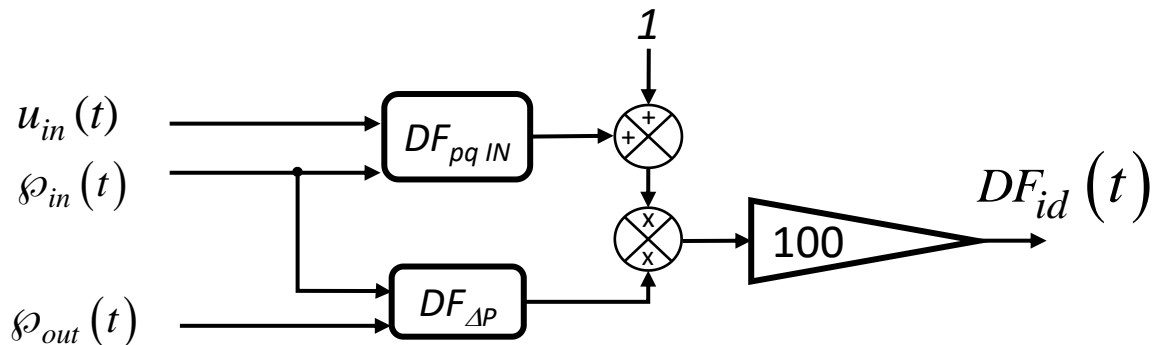


Figura. 12 Cálculo del indicador de desviación global de condiciones ideales DF_{id}

El cálculo del indicador DF_{id} se realiza como se presenta en la ecuación (11). Este cálculo implica que una desviación de la calidad de la potencia DF_{pq} en los terminales de la entrada solo incidirá en un incremento del indicador DF_{id} si y solo si, está asociada a un cambio en la potencia activa $DF_{\Delta P}$ en la zona de protección.

$$DF_{id} = 100 \times (1 + DF_{pq IN}) \times DF_{\Delta P} \quad (11)$$

DF_{id} varía desde cero hasta infinito. El valor cero indica una desviación nula con respecto al sistema de potencia ideal y diferencia de potencia activa cero entre los terminales conectados a la entrada y la salida. El valor infinito aparece cuando en el sistema que se está analizando, el consumo de potencia activa en la salida es igual a cero, como en el caso que se alimente una carga puramente inductiva o capacitiva. En este caso particular, el sistema de protección que se proponen en esta tesis no aplica. Dichos casos puntuales, podrían ser objeto de otra investigación, donde se planteen otros indicadores de análisis considerando esta restricción.

El indicador DF_{id} se ha computado con el objetivo de detectar perturbaciones estacionarias y transitorias en la zona de protección, independientemente de su causa, de forma rápida y sin generar una clasificación errónea, considerando la presencia de cargas de consumo no lineal en los sistemas eléctricos actuales. Para esto, se procede a calcular un índice único de detección (ID) que es comparado contra un umbral adaptativo (UA) para detectar eventos transitorios.

ID se calcula según la ecuación (12); en la cual, W es el tamaño de la media móvil respecto al instante de tiempo t . En el caso particular de esta tesis, se utiliza una ventana W de un octavo de ciclo.

$$ID(t) = \left(\frac{1}{W} \sum_{i=t-W}^t DF_{id}(i) \right)^2 \quad (12)$$

Subsiguientemente, se computa un umbral adaptativo para evitar que una señal contaminada con ruido genere la detección de falsos positivos [68]. Por lo tanto, el umbral se computa como se presenta en la ecuación (13), con un valor mínimo de 0.01; donde V corresponde a una ventana de un cuarto de ciclo. Tanto el umbral mínimo y la ventana de observación permite que fluctuaciones en el indicador DF_{id} no generen la detección incorrecta de los instantes de transición de una posible falla. Ambas ventanas de cálculo del índice de detección y del umbral se han elegido considerando los estudios por autores en segmentación de hundimientos de tensión como *Styvaktakis* en [69] y *Arias et al* [68].

$$UA(t) = 0,01 + \frac{1}{V} \sum_{i=t-V}^t DF_{id}(i) \quad (13)$$

Posteriormente, $ID(t)$ se compara contra $UA(t)$. En esta etapa, el objetivo es detectar un transitorio, tal como se describe en la ecuación (14).

$$\begin{aligned} \text{Si: } ID(t) > Umbral(t) \\ \text{Entonces: } \quad \text{Transitorio} &= 1 \\ \text{De lo contrario: } \quad \text{Transitorio} &= 0 \end{aligned} \quad (14)$$

Si el índice de detección es mayor que el umbral adaptativo, un proceso de clasificación estadístico es utilizado para verificar si el transitorio detectado corresponde a una condición de falla, o a una condición normal momentánea (e.g. energización de transformador, incremento de consumo en carga lineal o no lineal, etc). En caso contrario, el sistema de protección continua con el cálculo del indicador DF_{id} hasta que la condición de detección se cumpla.

3.3. Clasificación de fallas

Después de detectar un cambio transitorio, es necesario clasificar dicho cambio como una condición de falla o una condición normal a ser tolerada, para esto se sigue el procedimiento que se muestra en la Figura. 13.

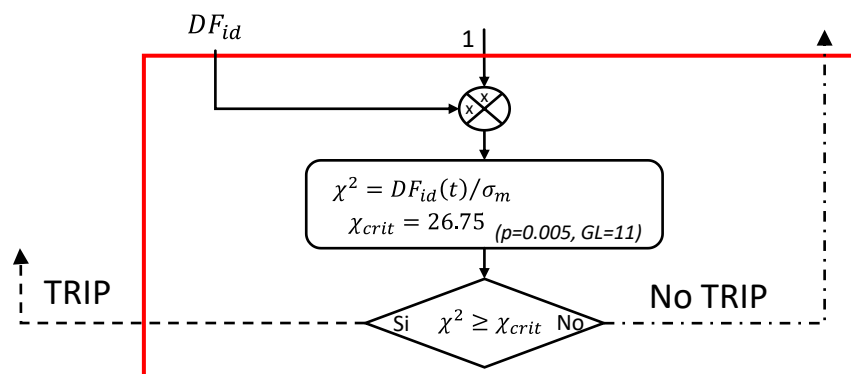


Figura. 13 SPT – Etapa de clasificación de fallas y orden de despeje

Para realizar la clasificación estadística en esta tesis se implementa una prueba chi cuadrado mediante el indicador DF_{id} , considerando que su cálculo implica la estimación de las siguientes variables utilizando el filtro de Kalman:

- La magnitud de $u_1^+(t)$,
- La frecuencia fundamental F_n del sistema,
- Los 9 elementos del tensor ideal id_{φ} en los terminales a la entrada, y

- El valor promedio del factor de desviación DF_{pq} .

En total, se estiman 12 variables; considerando un valor p de 0.005 y 11 grados de libertad, se tiene que el valor crítico de la prueba chi cuadrado es de 26.75.

Posteriormente, se calcula un valor chi-cuadrado mediante el indicador DF_{id} puesto que agrupa en una sola variable la desviación de la condición ideal en la zona a proteger. Este valor se compara con la varianza esperada en los equipos de medida (σ_m) así:

$$\chi^2(t) = \frac{DF_{id}(t)}{\sigma_m} \quad (15)$$

Si el valor calculado mediante (15) es superior al valor crítico durante un intervalo de medio ciclo, se niega la hipótesis de un funcionamiento normal en la zona de protección. En consecuencia, el transitorio se clasifica como una falla a ser despejada, tal como se describe en la siguiente ecuación.

$$\begin{aligned} Si: \chi^2(t) > \chi_{critic}^2, \text{ durante medio ciclo} \\ \text{Entonces: } & \quad \text{Falla} = 1 \\ \text{De lo contrario: } & \quad \text{Falla} = 0 \end{aligned} \quad (16)$$

En caso contrario, se aprueba la hipótesis de que las medidas son coherentes con el comportamiento esperado en la zona de protección, y el intervalo transitorio no corresponde a una condición de falla a ser despejada.

3.4. Ejemplo de aplicación

El propósito de este ejemplo es presentar cada una de las etapas del sistema de protección tensorial de forma detallada, con el fin de simplificar la lectura de los casos de estudio del capítulo 4. Se presenta el resultado en simulación de una condición de falla a ser despejada por parte del sistema de protección tensorial propuesto en esta tesis. Posterior a esto, se presenta una figura que resume diferentes variaciones a las condiciones de falla, para analizar el resultado del sistema de protección propuesto.

Para esto, se hace uso del circuito que se presenta en la Figura. 14, el cual consiste en un generador, una impedancia en la zona de protección y una carga de impedancia constante. El generador tiene una tensión de 115 kV y una impedancia interna de 0.9 Ω y 16.6 mH. La impedancia de la zona de protección es de 6.5 Ω y 112 mH, que se conecta a una carga trifásica de potencia 8 + j4 MVA.

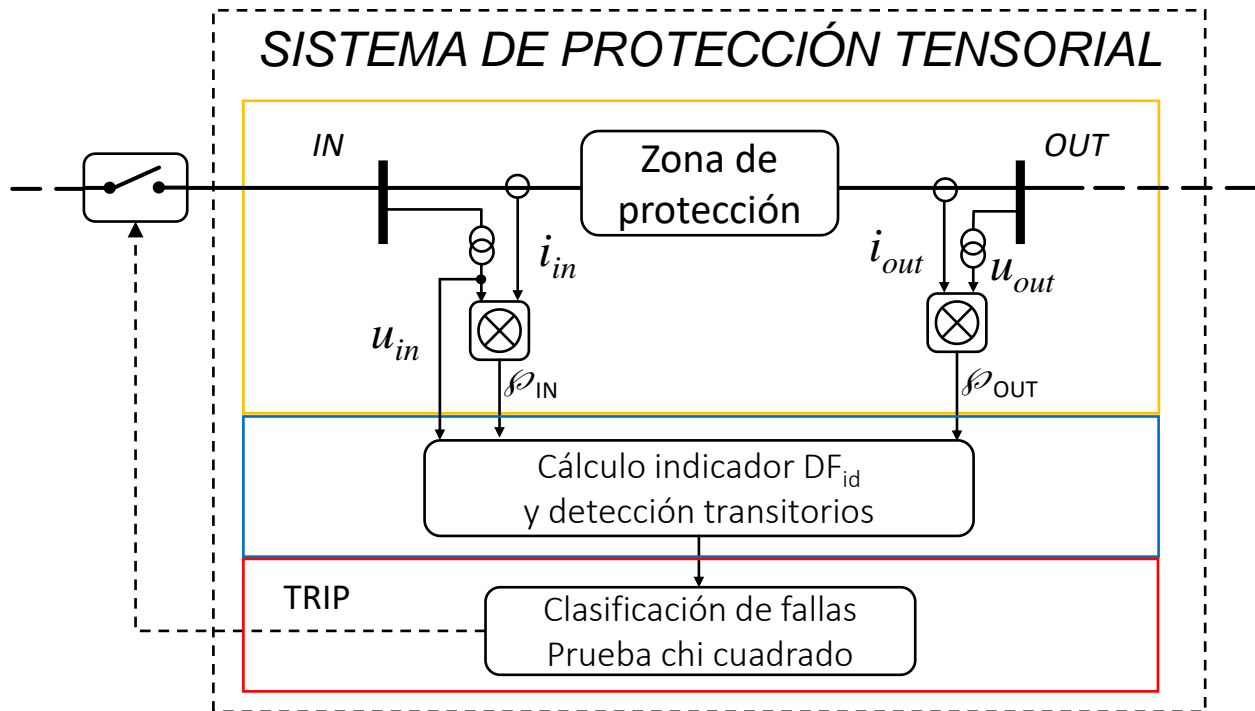


Figura. 14 Ejemplo capítulo 3 – Sistema de protección tensorial

En condiciones normales de operación, la corriente consumida por fase es de 44 A_{rms}. Para este circuito, se presenta gráficamente una condición de falla de 1000 Ω y posteriormente se presentan los resultados de forma resumida para diferentes variaciones de impedancia y tipo de falla, y la respuesta del sistema propuesto.

3.4.1. Respuesta ante una falla de 1 kΩ

En este ejemplo, se simula una falla en la fase a en el instante de tiempo 0.3 segundos con una impedancia de falla de 1000 Ω, para la cual la tensión y corriente medida en los nodos de la entrada se presenta en la siguiente figura en el intervalo 0.28 a 0.33 segundos. Debido a la falla de alta impedancia, la corriente alcanza un valor máximo de 148 A.

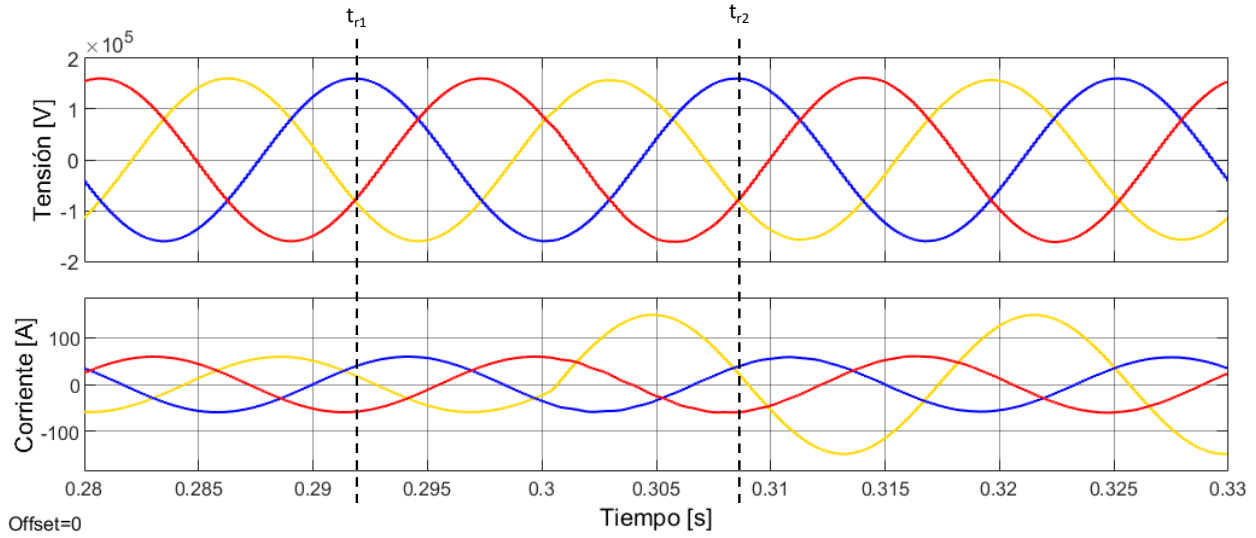


Figura. 15 Ejemplo falla $1k\Omega$ – Tensión y corriente

En esta figura se marcan dos tiempos de referencia, t_{r1} y t_{r2} . Estos tiempos sirven para ver el cambio en los tensores real (${}^{re}\wp_f$), ideal (${}^{id}\wp_f$) y diferencia (${}^{dif}\wp_f$) medidos desde los terminales conectados a la entrada, los cuales son:

En el instante de tiempo t_{r1}

$${}^{re}\wp_f = \begin{bmatrix} -3.3 & -6.7 & 10.19 \\ 151.7 & 311.5 & -468.2 \\ -148.5 & -304.8 & 458.1 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

$${}^{id}\wp_f = \begin{bmatrix} -10.1 & -25.2 & 35.4 \\ 135.5 & 337.5 & -473 \\ -125.4 & -312.3 & 437.6 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

$${}^{dif}\wp_f = \begin{bmatrix} 6.84 & 18.4 & -25.2 \\ 16.22 & -26 & 4.87 \\ -23 & 7.51 & 20.4 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

En el instante de tiempo t_{r2}

$${}^{re}\wp_f = \begin{bmatrix} 24.68 & 25.9 & -43.4 \\ 266.2 & 279.3 & -469.1 \\ -272.6 & -286 & 480.3 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

$${}^{id}\wp_f = \begin{bmatrix} 20.09 & 92.4 & -112.6 \\ 92.4 & 425.7 & -518.2 \\ -112.6 & -518.2 & 630.8 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

$${}^{dif}\wp_f = \begin{bmatrix} 4.59 & -66.5 & 69.0 \\ 173.8 & -146.4 & 49.1 \\ -160.1 & 232.2 & -150.4 \end{bmatrix} 1 \times 10^4 [\text{VA}]$$

y, (17)

De los tensores obtenidos, en el instante de tiempo t_{r1} se presenta una desviación de los valores real e ideal debido a la presencia de un componente inductivo en la zona de protección y a los 4 MVA reactivos que se consumen en la carga. Sin embargo, en el instante de tiempo t_{r2} el tensor diferencia presenta un aumento de hasta 10 veces en algunos términos debido a la presencia de la falla monofásica. Para esta falla, la respuesta de cada etapa del sistema de protección tensorial se presenta a continuación.

Etapa de cálculo del indicador DF_{id}

Para realizar el cálculo del indicador DF_{id} , se computa inicialmente la deformación de las formas de onda ideales de los terminales de la entrada DF_{pq} y la diferencia del consumo de potencia activa en la zona de protección $DF_{\Delta P}$, tal como se presenta en la Figura. 16 y Figura. 17, respectivamente.

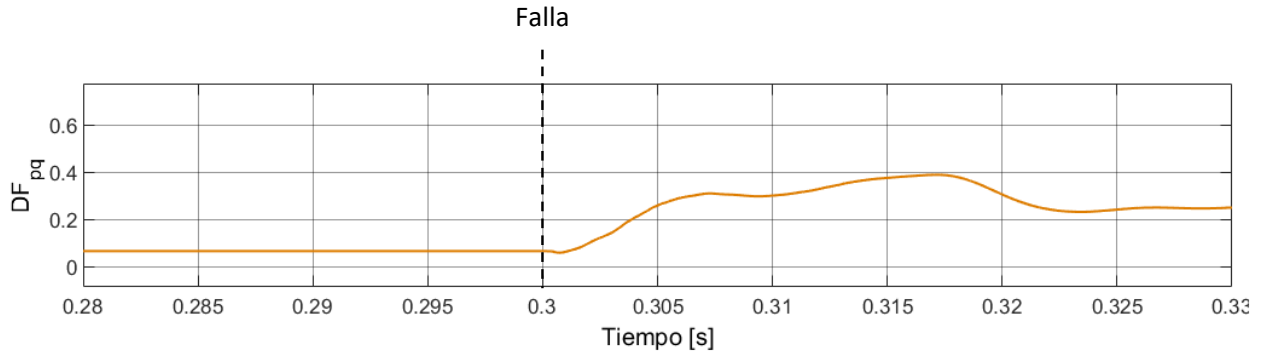


Figura. 16 Ejemplo falla 1kΩ – Indicador DF_{pq}

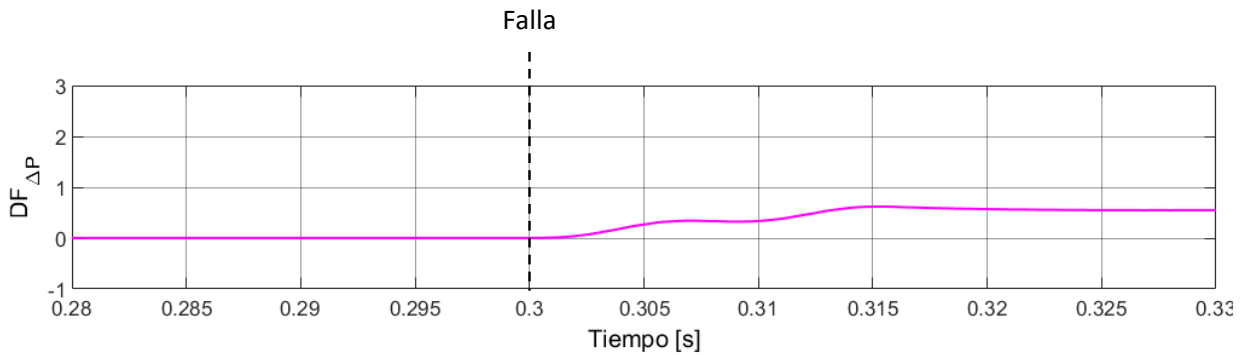


Figura. 17 Ejemplo falla 1kΩ – Indicador $DF_{\Delta P}$

De estas figuras, puede apreciarse como su valor es cercano a cero previo a la ocurrencia de la falla. Posterior al instante de la falla, los indicadores DF_{pq} y $DF_{\Delta P}$ incrementan su valor. Con estos indicadores, es posible realizar el cálculo del indicador DF_{id} , tal como se presenta en la Figura. 18.

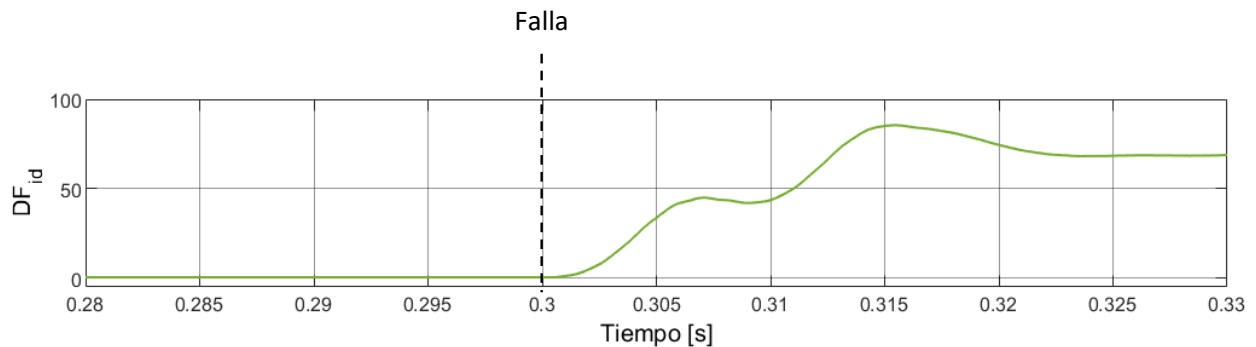


Figura. 18 Ejemplo falla 1kΩ – Indicador DF_{id}

En esta figura es posible observar un incremento del indicador que llega a un valor constante en aproximadamente 1 ciclo, reflejando una condición atípica de la zona que se protege. Mediante el cálculo del índice único de detección ID y el umbral adaptativo (UA) se realiza la detección del instante transitorio, tal como se presenta en la Figura.

19. En esta figura es posible identificar como el índice de detección supera al umbral adaptativo en el instante de tiempo 0.305 segundos, 4.5 ms tras la ocurrencia de la falla.

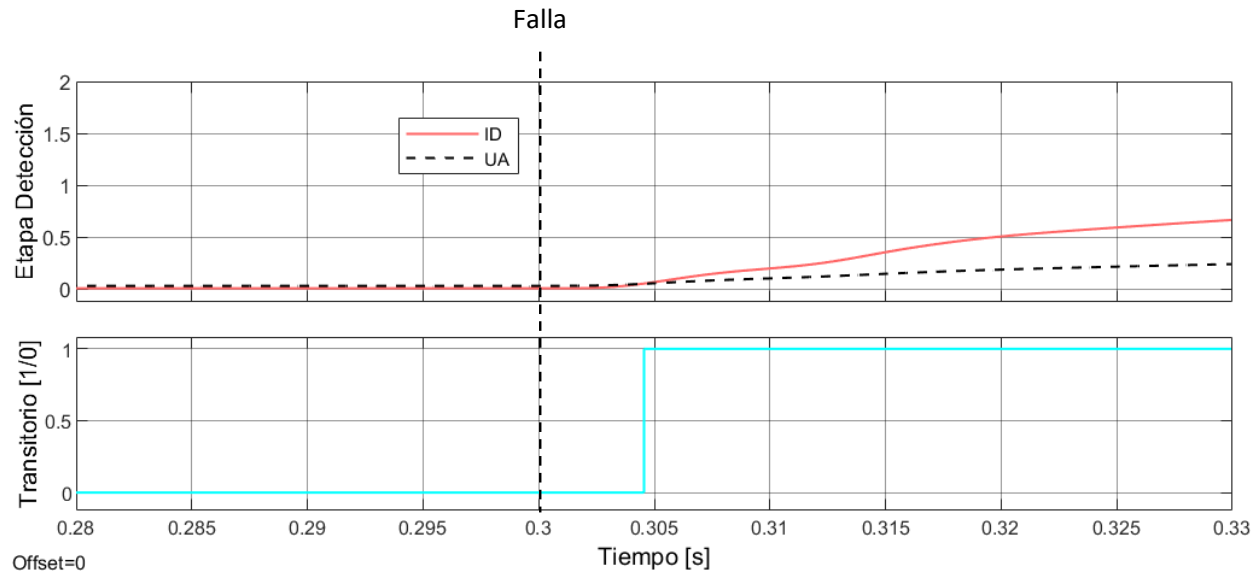


Figura. 19 Ejemplo falla 1kΩ – Detección de transitorios

Tras la detección del intervalo transitorio, el sistema de protección tensorial realiza el proceso de clasificación, para determinar si se considera una condición de falla.

Etapa de clasificación de condición de falla

Al detectar el intervalo transitorio, el sistema de clasificación realiza una prueba chi cuadrado, para lo cual, computa el valor χ^2 mediante la ecuación (15) y se compara contra el valor crítico correspondiente a 26.75. Con este proceso, se obtiene el resultado que se presenta en la Figura. 20 donde se puede apreciar que se clasifica la medida del indicador DF_{id} como una condición anormal en el instante 0.314 segundos, 14 ms tras la ocurrencia de la falla.

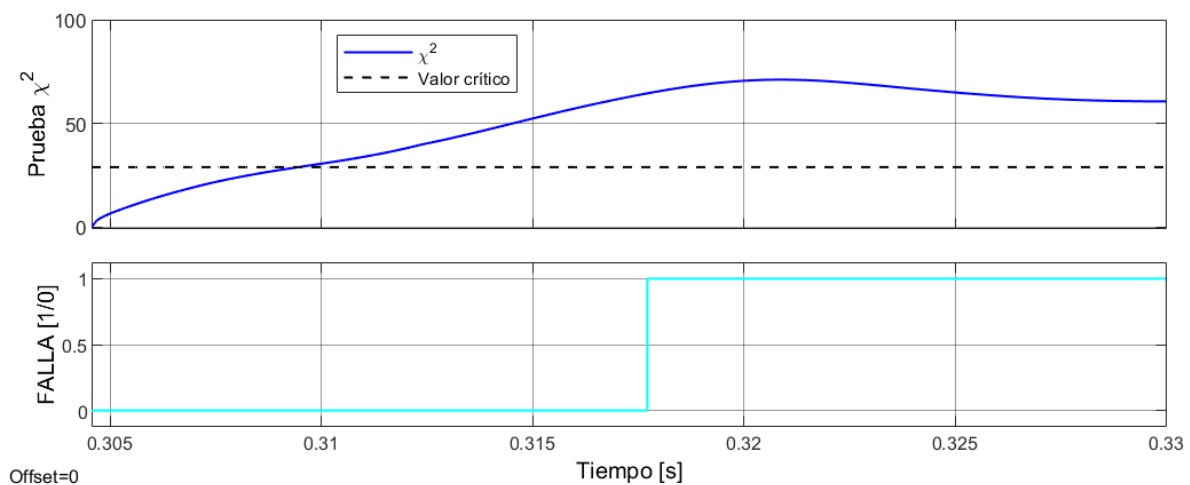


Figura. 20 Ejemplo falla 1kΩ – Resultado prueba χ^2

Ante la presencia de la falla detectada, el sistema de protección tensorial envía una orden de despeje al interruptor que se ubica entre la fuente y la zona de protección, obteniendo la respuesta que se presenta en la Figura. 21, 14 ms tras la ocurrencia de la falla. Posterior a esto, el interruptor genera la apertura de la falla a los 0.3640 segundos, 3 ciclos tras la orden de disparo.

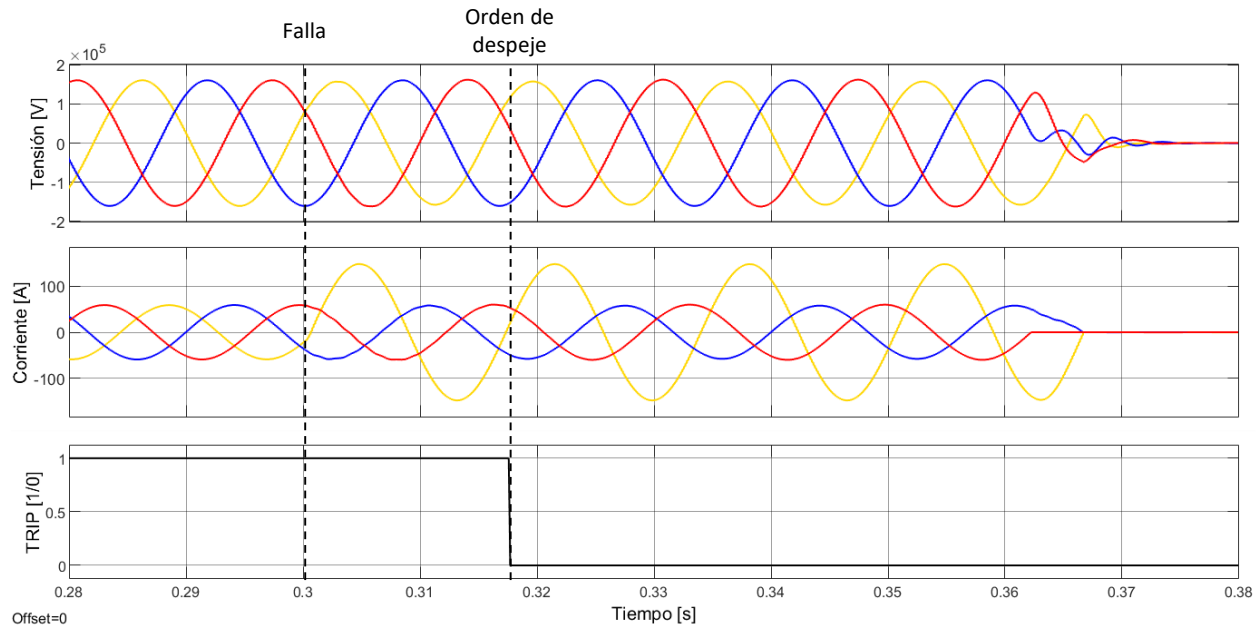


Figura. 21 Ejemplo falla 1Ω – Despeje de falla

3.4.2. Respuesta ante variaciones de la falla

Para validar la respuesta del sistema de protección tensorial, se han realizado diferentes variaciones en el tipo de falla y en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω con variaciones de 100 Ω . Los resultados de esta validación se listan en la Figura. 22, donde se presenta el tiempo en milisegundos necesario por el sistema de protección tensorial propuesto para generar la orden de despeje.

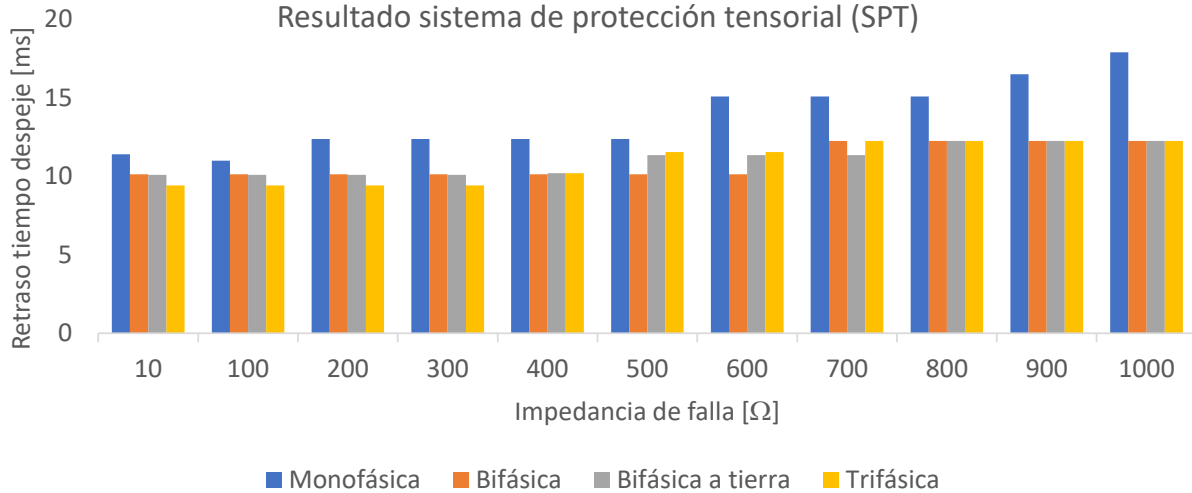


Figura. 22 Ejemplo de aplicación respuesta de variaciones impedancia y tipo de falla

Los resultados presentados en esta figura permiten ver la respuesta del sistema de protección tensorial, con un retraso promedio en enviar la orden de disparo de 11.65 ms y una desviación estándar de 1.87 ms. Esta respuesta en milisegundos, se logra aún con la variación del valor de impedancia de la falla y tipo de falla.

3.4.3. Aplicación a la mitigación de la energía incidente

Como se ha presentado hasta el momento, el sistema de protección tensorial permite obtener una orden de disparo en un intervalo de milisegundos que es enviada a un interruptor para despejar la condición de falla en la zona que protege.

Bajo estas condiciones, puede calcularse la energía incidente resultado de un evento de arco eléctrico con estas características. En este caso particular, se utiliza el método de cálculo Ralph Lee para tensiones superiores a 15 kV [8], con un valor de corriente de falla de 2.07 kA, tiempo de falla de 64 ms (considerando el tiempo de apertura del interruptor de 3 ciclos), tensión de 115 kV y una distancia de trabajo de 46 pulgadas (equivalente a la distancia de un aislador a este nivel de tensión), resulta en una energía incidente de 5.7096 cal/cm². Este resultado, permite utilizar un equipo de protección personal clase 2 en la zona de protección, tal como se presenta en la siguiente figura.

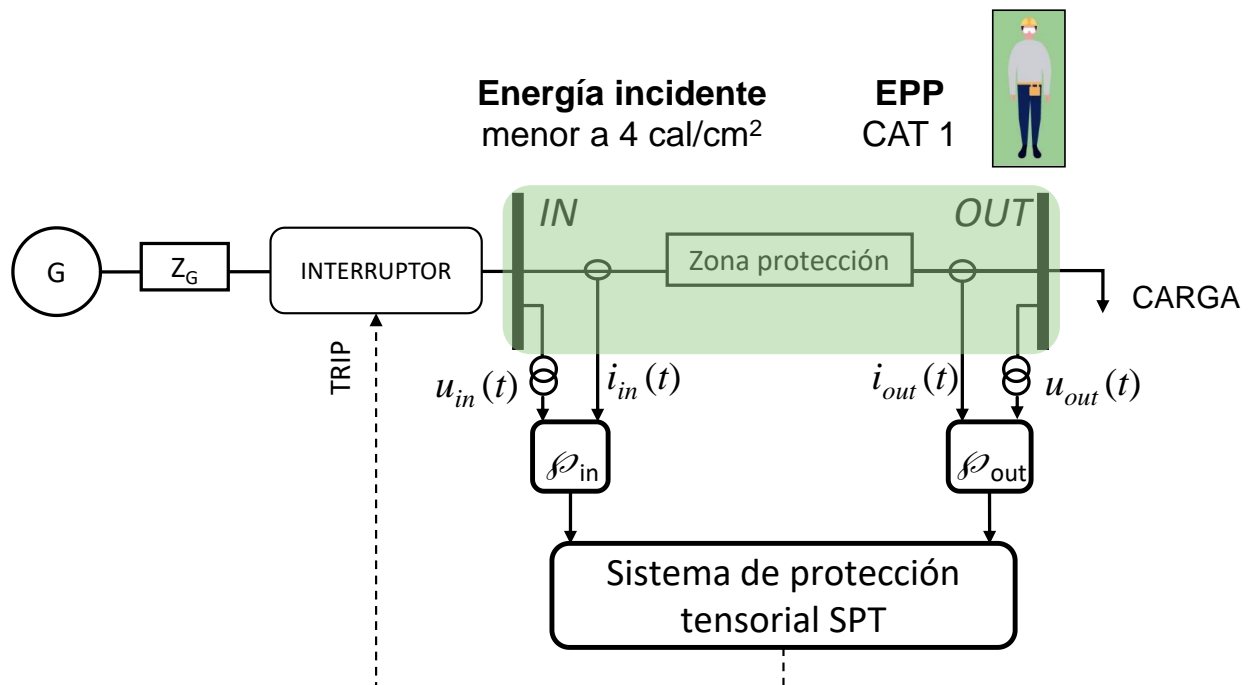


Figura. 23 Ejemplo de aplicación – Mitigación riesgo de arco eléctrico

Este ejemplo permite ver la respuesta del sistema de protección tensorial, su respuesta a variaciones de impedancia de falla y tipo de falla. Por último, se visualiza el aporte a la reducción del riesgo de arco eléctrico tras aplicar las ecuaciones para computar la energía incidente, tal como se describen en el [Anexo C Energía incidente y arco eléctrico](#) basadas en la normativa NFPA 70E, IEEE 1584 y RETIE, vigentes [8], [30] y [71].

Con el propósito de simplificar la lectura del documento, los resultados que se presentan en el capítulo 4 y 5 se limitan a presentar la respuesta del indicador DF_{id} , el tiempo de despeje de la falla y el valor obtenido de energía incidente.

3.5. Síntesis

En este capítulo se presentó el sistema de protección tensorial propuesto en esta tesis que tiene como fundamento explotar una nueva tendencia del análisis de la calidad de la potencia. Esta propuesta consiste en:

- La formulación de un indicador para cuantificar la desviación de las condiciones ideales en una zona de protección. La respuesta de este indicador permite detectar condiciones anormales a ser despejadas, basándose en el formalismo tensorial de la potencia.
- De la respuesta del indicador DF_{id} , se pudo generar un sistema de detección de un cambio transitorio en la zona a proteger.

- Posterior a la detección, una prueba estadística chi cuadrado permite clasificar una condición normal de operación transitoria que debe tolerarse de una condición de falla a despejar.

Se destaca que el sistema de protección propuesto no cambia según el tipo de equipo en la zona a proteger (i.e. línea, transformador, etc). Por lo tanto, presenta la ventaja de solo requerir una parametrización inicial en la puesta en marcha. Debido a esto, el sistema de protección no requiere de la intervención de un operario posterior a la puesta en servicio, minimizando la intervención humana y, por lo tanto, la probabilidad de errores humanos. Además, elimina la necesidad de un canal de comunicación que lo “adapte” o “modifique”, minimizando la probabilidad de un ataque cibernético.

Es importante aclarar que las condiciones ideales de la zona de protección incluyen la tensión, la corriente y la potencia activa consumida en la zona de protección. En este sentido, el sistema de protección propuesto no ha sido concebido para reemplazar la protección a partir de medición de parámetros térmicos, de velocidad, gases, entre otros. Dicha transición no hace parte del alcance de esta investigación. Sin embargo, se presenta en trabajos futuros, consideraciones sobre un posible sistema de protección sin sensores para estas variables.

La comparación del sistema de protección tensorial contra el estado del arte de la protección de los sistemas eléctricos se presenta en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 4

VALIDACIÓN ANTE ESCENARIOS DE FALLAS NO DETECTABLES

Este capítulo presenta la validación del sistema de protección tensorial propuesto en esta tesis ante escenarios de fallas no detectables de alta impedancia y su respectiva comparación contra sistemas de protección tradicional y del estado del arte. Para esto, se presentan tres casos de estudio, uno para la protección en líneas de transmisión, uno en la protección de un transformador y un tercer caso de estudio en la protección de un usuario fabricante de acero que utiliza un horno de arco eléctrico. En cada caso de estudio se presenta el análisis de la sensibilidad, tiempos de despeje y valor de energía incidente relacionado al tiempo de despeje de cada sistema de protección. Este capítulo finaliza con una síntesis de los resultados obtenidos donde se presentan las principales contribuciones de esta tesis.

4. VALIDACIÓN ANTE ESCENARIOS DE FALLAS NO DETECTABLES

EN ESTE CAPÍTULO se presenta la validación del sistema de protección tensorial ante escenarios de fallas de alta impedancia incluyendo una comparación contra sistemas de protección tradicional y del sistema de protección sin ajustes.

Para esto, se presentan tres casos de estudio, uno para la protección en líneas de transmisión, uno en la protección de transformadores y un tercer caso de estudio en la protección de un usuario fabricante de acero que utiliza un horno de arco eléctrico.

Es importante resaltar que todos los casos que aquí se presentan se han implementado en el entorno de simulación Matlab/Simulink en el dominio del tiempo con una frecuencia de muestreo de 68 muestras por ciclo. Este software se ha seleccionado con la intención de implementar el sistema de protección tensorial en la plataforma dSPACE para pruebas Hardware in the Loop, como se expone en el capítulo 5.

Para simular fallas de características lineales y no lineales se utiliza en esta tesis el modelo de Emanuele descrito en el [Anexo D Modelo de fallas de alta impedancia](#).

En cada caso de estudio se presenta el objetivo que se busca, la información del sistema bajo prueba, los resultados obtenidos, la valoración de la reducción de la energía incidente y las conclusiones de las pruebas realizadas.

4.1. Protección en líneas de transmisión

La línea de transmisión de este apartado hace parte de los casos de prueba en el desarrollo de la protección sin ajustes [43] y [44]. Este caso de estudio permite comparar el sistema de protección tensorial contra el enfoque de Meliopoulos y el tradicional.

En este caso de estudio se realizaron variaciones de la impedancia de falla, pero sin generar una característica no lineal. Esto se debe a que las fallas no lineales son atípicas para los niveles de tensión de transmisión [42].

4.1.1. Objetivos del caso de estudio

- Recrear escenarios de fallas de alta impedancia de característica lineal de tipo monofásico, bifásico y trifásico en diferentes distancias de la línea.
- Comparar la sensibilidad y tiempo de despeje de los sistemas de protección tradicional, sin ajustes y tensorial a las fallas de alta impedancia.
- Comparar la sensibilidad del sistema de protección sin ajustes a errores en la parametrización del modelo respecto a la línea (zona de protección).
- Comparar los valores de energía incidente obtenidos por cada sistema de protección.

4.1.2. Sistema bajo prueba

El circuito de prueba consiste en un generador, una línea de transmisión y una carga de impedancia constante. El generador tiene una tensión de 115 kV y una impedancia interna de 0.9Ω y 16.6 mH . La línea de transmisión de 115 kV va desde el nodo L_1 hasta el nodo L_N , siendo representada por 10 elementos para poder simular diferentes ubicaciones de falla. A esta línea se conecta una carga trifásica de potencia $9000 + j100 \text{ kVA}$. La corriente eficaz a plena carga que fluye por esta línea de transmisión es $45 \text{ A}_{\text{rms}}$, la corriente de falla máxima es de $1400 \text{ A}_{\text{rms}}$.

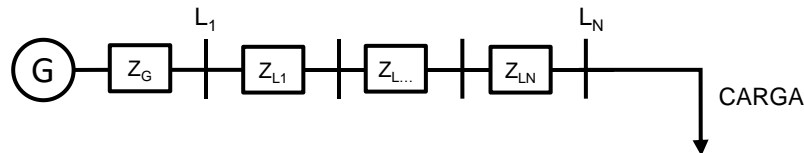


Figura. 24 Circuito de prueba protección de línea de transmisión

Los parámetros de la línea se listan en la Tabla. I.

Tabla. I Parámetros línea de transmisión

Parámetro	Valor
Longitud de la línea de transmisión	50 km
Conductor de fase	ACSR DRAKE
Conductor neutro	5/16HS
Matriz R por kilometro	$\begin{bmatrix} 0.13 & 0.06 & 0.06 & 0.06 \\ 0.06 & 0.13 & 0.06 & 0.06 \\ 0.06 & 0.06 & 0.13 & 0.06 \\ 0.06 & 0.06 & 0.06 & 4.31 \end{bmatrix} \Omega$
Matriz L por kilometro	$\begin{bmatrix} 2.25 & 1.09 & 1.09 & 1.09 \\ 1.09 & 2.25 & 1.17 & 1.17 \\ 1.09 & 1.17 & 2.25 & 1.09 \\ 1.09 & 1.17 & 1.09 & 3.03 \end{bmatrix} \text{mH}$
Matriz C por kilometro	$\begin{bmatrix} 8.41 & -1.36 & -1.42 & -1.20 \\ -1.36 & 8.83 & -2.07 & -1.66 \\ -1.42 & -2.07 & 8.68 & -0.80 \\ -1.20 & -1.66 & -0.80 & 6.78 \end{bmatrix} \text{nF}$
Matriz G por kilometro	0

En esta línea de transmisión, se realiza la comparación del sistema de protección tensorial, el sistema de protección sin ajustes de Meliupolus y el sistema tradicional de protección mediante las funciones del dispositivo SEL 851.

Sistema de protección tradicional SEL 851

El dispositivo SEL 851 utiliza las funciones de protección 21 (distancia), 27 (subtensión), 58 (sobretensión), 81 (sobrefrecuencia/subfrecuencia), 50 (sobrecorriente instantánea) y 51 (sobrecorriente inversa). Este relé se presenta en la Figura. 25 junto a la medición de la tensión y la corriente y las funciones que son ajustadas en el relé SEL 851, en esta figura también se presenta la necesidad de implementar la lógica de disparo.

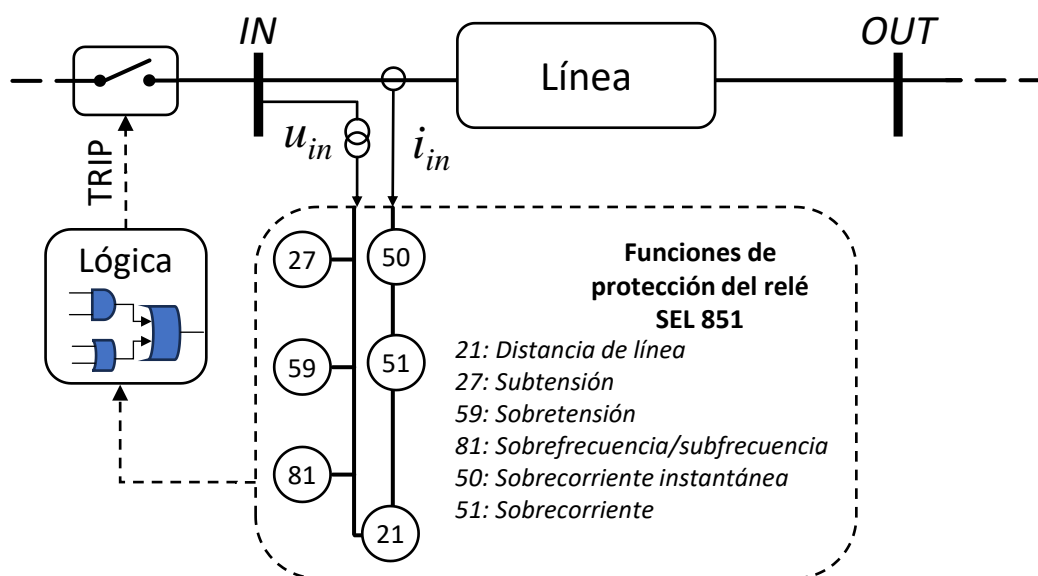


Figura. 25 Sistema de protección tradicional para líneas de transmisión – SEL 851

Los ajustes de este relé son los siguientes:

- La función 50/51 utiliza ajustes de $I_{PU}=50$ Arms, $TDS=1$, $IT=2$ kArms y tipo de curva IEEE extremadamente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$)
- La función 21 se ha ajustado considerando 3 zonas de operación, al 80%, 120% y 180% de la impedancia de la línea que se lista en la Tabla. I.
- La función 27 ha sido parametrizada para operar al 90%, 75%, 65% y 45% de la tensión nominal con un tiempo de apertura de 3s, 2s, 0.3s y 0.15s, respectivamente.
- La función 58 ha sido parametrizada para operar al 120%, 117.5%, 115% y 110% de la tensión nominal con un tiempo de apertura de 0.01s, 0.2s, 0.5s y 1s respectivamente.

- La función 81 ha sido parametrizada para operar a valores de frecuencia de 61.7, 61.6, 60.6, 59.4, 58.4, 57.8, 57.3 y 57 Hz con un tiempo de apertura de 0.01s, 30s, 3 min, 3 min, 30 s, 7.5 s, 0.75 s y 0.01s, respectivamente.

Sistema de protección sin ajustes

El sistema de protección sin ajustes se implementa como se presenta en la Figura. 26. Para implementar el sistema de protección sin ajustes es necesario definir a priori un modelo de la zona de protección que se protege. Adicionalmente, se presenta las mediciones que son tomadas en ambos extremos de la zona de protección y el sistema de clasificación de falla mediante la prueba chi cuadrado.

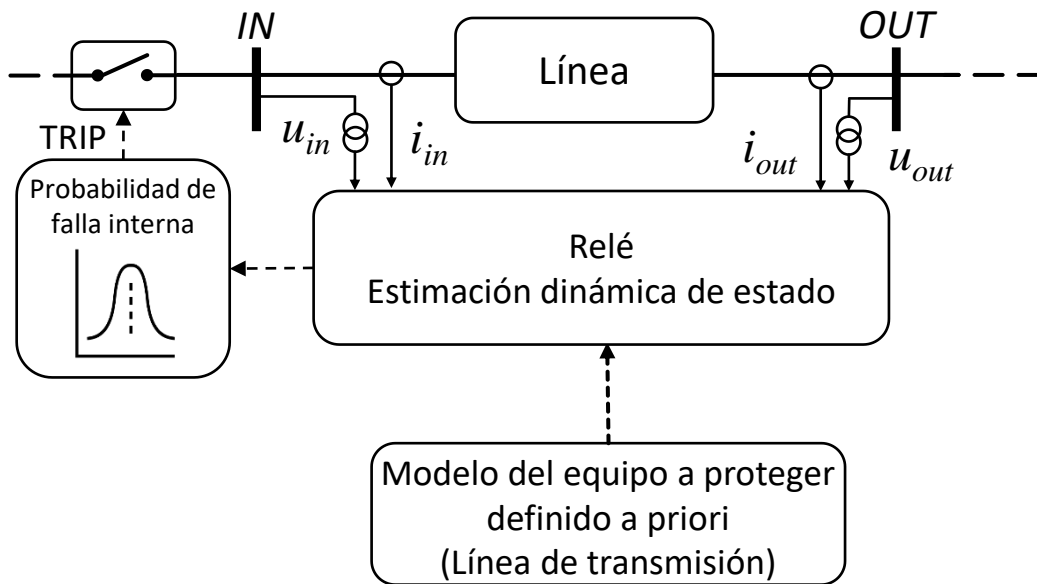


Figura. 26 Sistema de protección sin ajustes para líneas de transmisión

Para el presente caso de estudio, el modelo de la zona de protección es proporcionado en [43] y [44]. La estructura general de la estimación de estado del sistema de protección sin ajustes parte de la siguiente definición de una variable de estado $x(t)$ y su medición $z(t)$:

$$\begin{aligned}\hat{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ z(t) &= \hat{C}_m x(t)\end{aligned}\quad (18)$$

La mejor estimación puede obtenerse de forma iterativa de la siguiente forma:

$$\hat{x}^{j+1} = \hat{x}^j + (H^T W H)^{-1} H^T W (z - h(\hat{x}^j, t)) \quad (19)$$

En la cual \hat{x} es el mejor estimado de la variable de estado x , W es la matriz diagonal de entradas no cero de valor igual al inverso de la varianza de los errores de medida y H es la matriz jacobiana de $h(x,t)$.

Con la estimación $\hat{x}(t)$ y las mediciones en tiempo real de la señal, es posible determinar un residuo de la siguiente forma:

$$r(t) = z(t) - \hat{C}_m \hat{x}(t) \quad (20)$$

Para el caso particular de la línea, las variables de estado $x(t)$ se definen como:

$$x(t) = \begin{bmatrix} v_f(t)^T & v_c(t)^T & i_L(t)^T \end{bmatrix}^T \quad (21)$$

La variable \hat{C}_m se construye a partir de la siguiente consideración:

$$i_f(t) = C \frac{d}{dt} v_f(t) + i_L(t) + G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (22)$$

$$i_c(t) = C \frac{d}{dt} v_c(t) - i_L(t) - G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (23)$$

$$0 = -v_f(t) + v_c(t) + R \left(i_L(t) + G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \right) + L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (24)$$

Siendo R , L , C y G los valores especificados en la Tabla. I. A partir de estas ecuaciones, Sakis determina el modelo de la zona de protección en una “forma cuadrática algebraica de control y estado generalizada” (SCAQCF), con el propósito de eliminar términos diferenciales que describan el comportamiento de la zona de protección. Adicionalmente, esta forma contiene como máximo elementos de segundo orden. El modelo SCAQCF de la línea de transmisión se describe de forma detallada en el [Anexo A: Protección sin Ajustes de Meliopoulos](#).

Para este caso particular donde la admitancia tiene un valor cero, conlleva a que variaciones de la inductancia sean vanos. Por otra parte, la resistencia solo está inmersa en las caídas de tensión de la línea. Para el presente sistema de 115 kV, esta caída de tensión no es significativa para generar una desviación con los valores medidos.

Por lo tanto, para probar la sensibilidad de la parametrización del modelo de este sistema se realizan variaciones en la capacitancia de la línea.

Sistema de protección tensorial

El sistema de protección tensorial en la línea se implementa tal como se presenta en la Figura. 27. En el sistema de protección tensorial, se realiza cada una de las etapas que fueron descritas en el capítulo 3, sin ninguna modificación o consideración adicional.

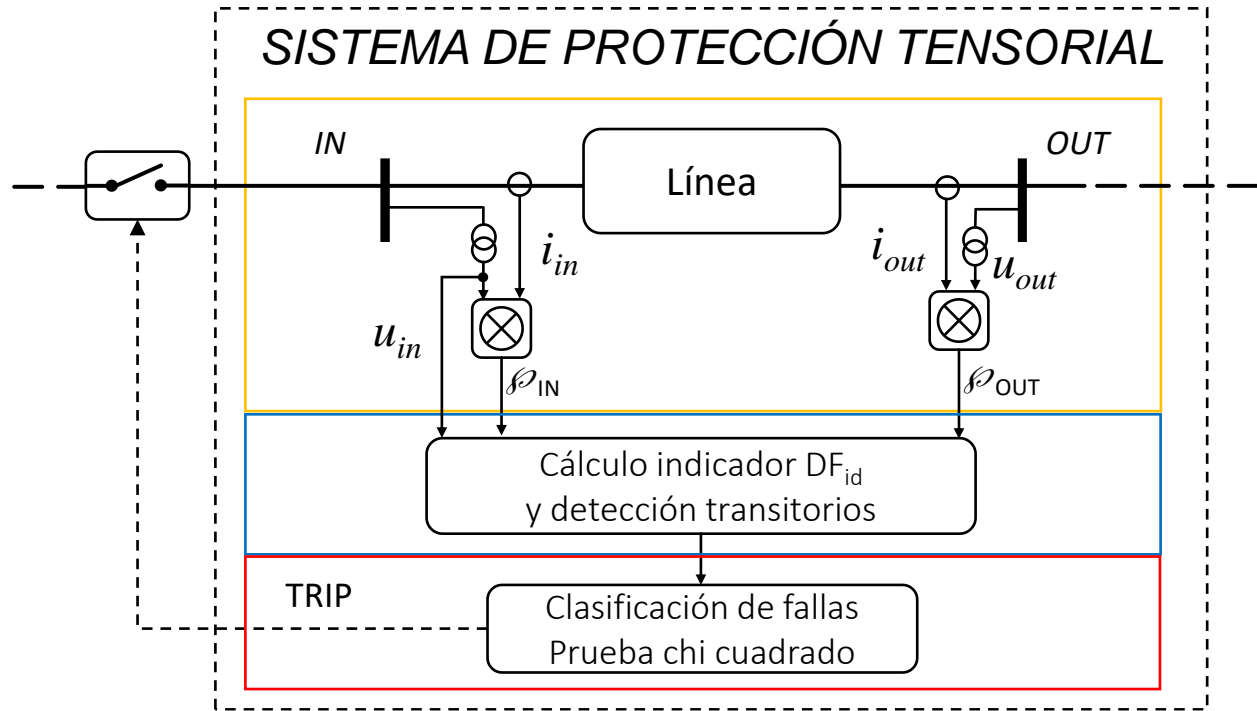


Figura. 27 Sistema de protección tensorial para líneas de transmisión

4.1.3. Resultado y comparación

Respuesta a fallas de alta impedancia

En este apartado se presenta la comparación de la respuesta obtenida por el sistema de protección tensorial contra la protección sin ajustes y el sistema de protección tradicional; un ejemplo se muestra en la Figura. 28 para una falla monofásica de $1 \text{ k}\Omega$ a los 0.3 segundos a $1/3$ de la longitud de la línea. Si bien la corriente de falla es superior a la corriente pick up; el valor de corriente se aleja de la zona instantánea (2 kA).

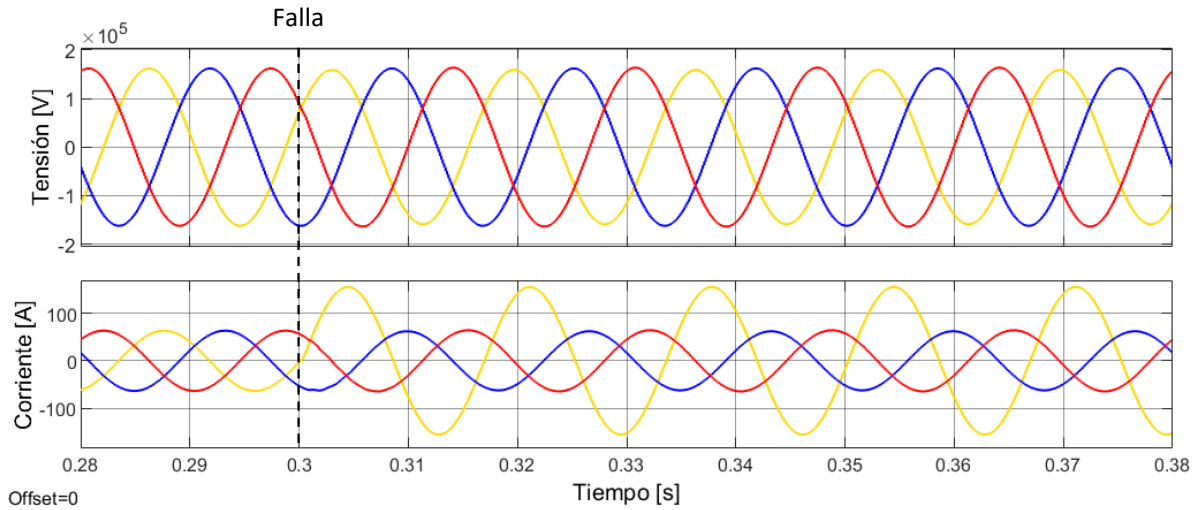


Figura. 28 Falla en 1/3 de la línea de transmisión con impedancia de falla de 1000Ω

Para este ejemplo, las magnitudes de falla son las siguientes: corriente de falla $110 A_{rms}$, tensión remanente igual al 99% de la tensión nominal, frecuencia igual a 59.93 Hz e impedancia medida de 595Ω . Para estos valores obtenidos, la respuesta de las funciones de protección del equipo SEL 851 se presenta en la Figura. 29 a Figura. 32, donde puede apreciarse que únicamente la función de sobrecorriente detectaría esta falla en 1.76 segundos.

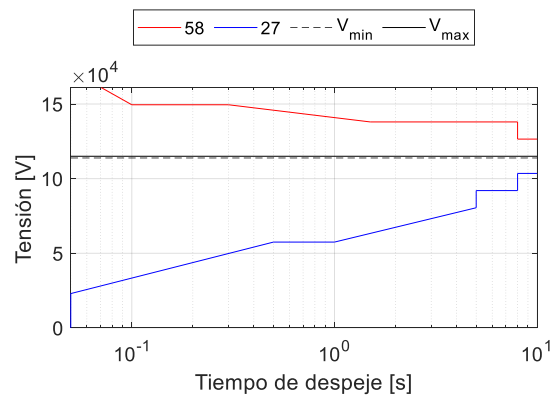


Figura. 29 Caso de estudio 1 - Función de protección ANSI 27 y ANSI 58

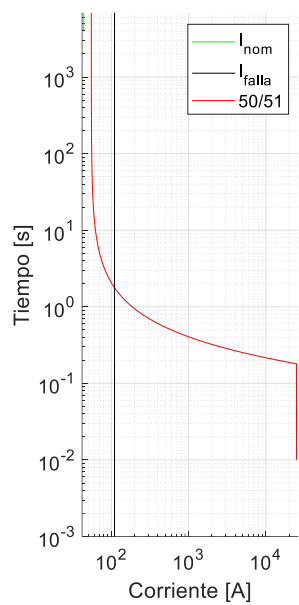


Figura. 30 Caso de estudio 1 - Función de protección ANSI 50/51

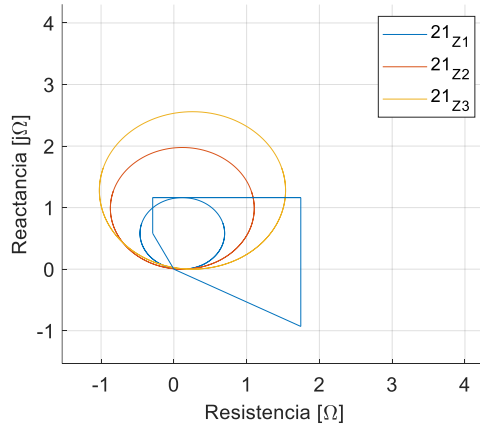


Figura. 31 Caso de estudio 1 - Función de protección ANSI 21

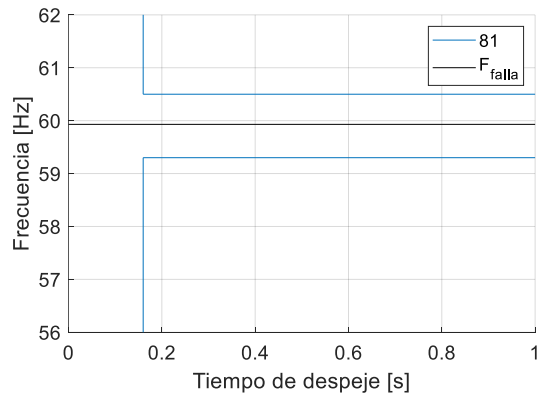


Figura. 32 Caso de estudio 1 - Función de protección ANSI 81

Para esta misma falla, el sistema de protección sin ajustes de Meliopulos computa un residuo mediante la estimación dinámica que alcanza un valor adimensional que oscila entre 0.5 y 6.4. Al aplicar la prueba chi cuadrado en este residuo, el sistema de protección sin ajustes de Meliopulos detecta una condición de falla en 0.31 segundos, 10 milisegundos tras la ocurrencia de la falla.

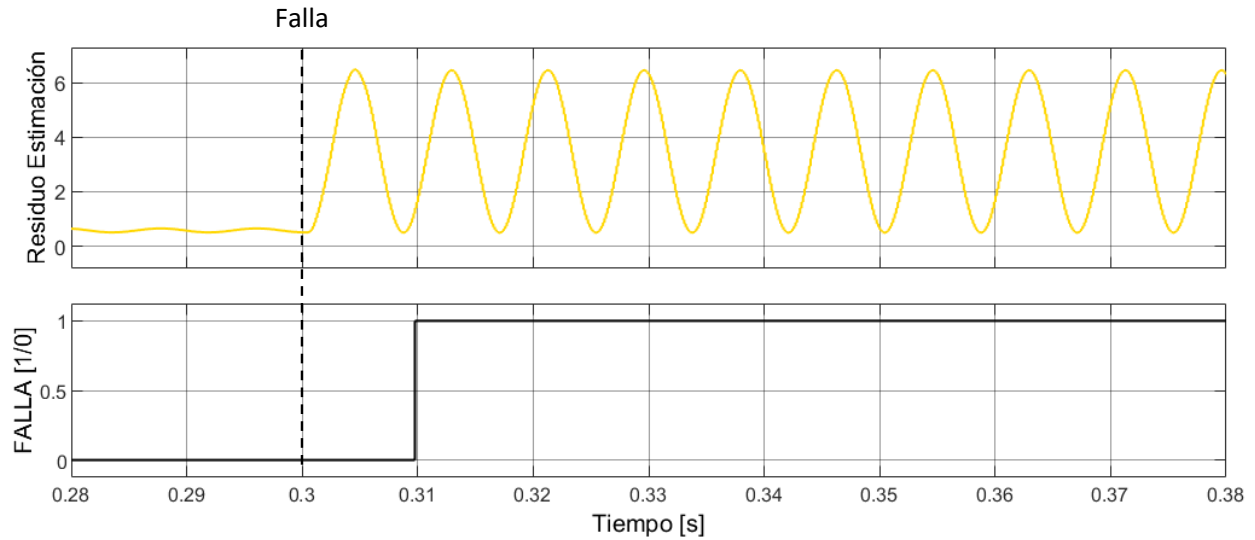


Figura. 33 Residuo del sistema de protección sin ajustes para una falla monofásica a 1/3 de la línea con $Z_f = 1000\Omega$

Por otra parte, el sistema de protección tensorial presenta la respuesta que se muestra en la Figura. 34; en la cual puede apreciarse como el indicador DF_{id} tiene un valor cero para el intervalo previo a la falla; en el instante de la falla, se aprecia como el indicador DF_{id} incrementa hasta alcanzar un valor cercano a 60%, el cual se sostiene durante todo el intervalo de falla.

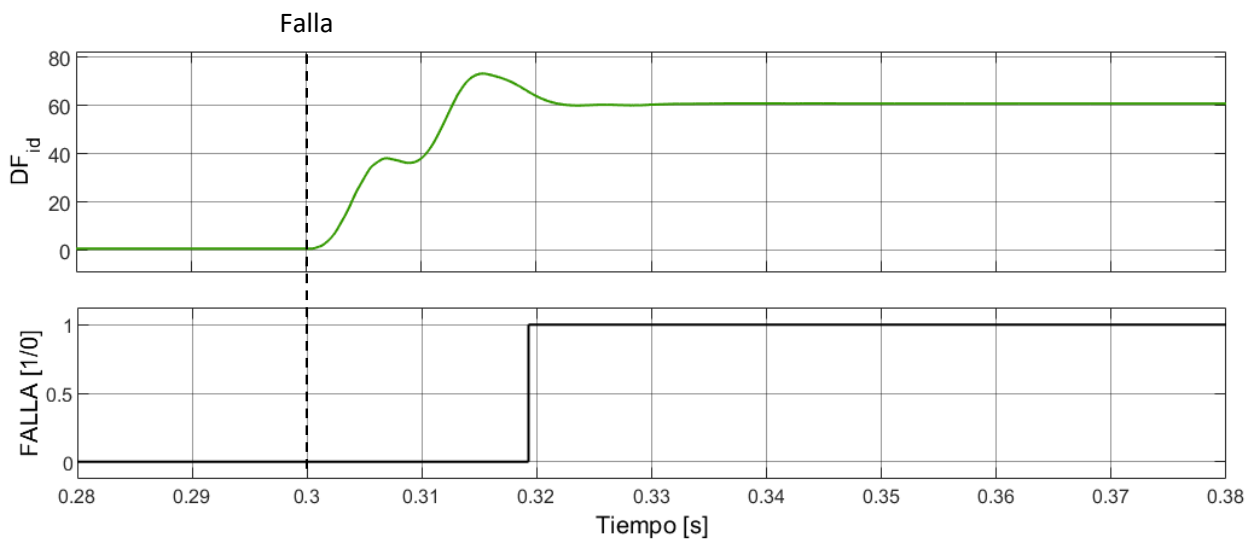


Figura. 34 Sistema de protección tensorial para una falla monofásica a 1/3 de la línea con $Z_f = 1000\Omega$

Siguiendo el proceso de detección de transitorios y de clasificación estadístico de falla que se presentó en el capítulo 3, se clasifica el cambio del indicador DF_{id} como una condición de falla en 0.319 milisegundos, 19 milisegundos después del inicio de la falla.

Para este caso de estudio se realizaron 132 pruebas, con variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla (1 ϕ , 2 ϕ , 2 ϕ T, 3 ϕ) y localización de falla a 1/3, 2/3 y 3/3 de la longitud de la línea de transmisión que han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tradicional (SEL 851), sin ajustes (SPSA) y tensorial (SPT); para el caso particular del sistema de protección sin ajustes, se obtuvieron los resultados con una parametrización correcta del modelo del 100% y del 90%.

Los resultados detallados para estas variaciones se listan en el Anexo E Resultados complementarios de la tesis.

Los resultados resumidos de esta comparación se listan en la Tabla. II, donde se presenta para cada sistema de protección bajo prueba la tasa de detección, el número de falsos disparos, el número de detecciones erróneas, el retraso promedio en detección y la desviación estándar. En la tabla, se resalta en color naranja los resultados que generan un error de confiabilidad o de selectividad.

Tabla. II Resumen de resultados - marco comparativo en una línea de transmisión

	Método de protección			
	SEL 851	SPSA Parametrización correcta modelo 90%	SPSA Parametrización correcta modelo 100%	SPT
Tasa de detección [%]	100	0	100	100
# Falsos disparos	0	132	0	0
# Detecciones erróneas	0	0	0	0
Retraso promedio [ms]	546.41	NA	9.04	12.52
Desviación estándar [ms]	364.05	NA	0.69	1.96

De las variaciones realizadas al tipo de falla, se pudo determinar que el sistema de protección tradicional (SEL 851) se vio afectado en su sensibilidad según la magnitud de la falla. Para una falla de 10 Ω , la protección SEL 851 actúa en respuesta a una tensión inferior al 45 % de la nominal. A partir de 100 Ω , la respuesta de esta protección obedece a la función de sobrecorriente inversa, con retrasos en el despeje de falla en el orden de segundos. Esta tabla permite visualizar el problema de los sistemas de protección tradicional para fallas de alta impedancia, en la medida que la corriente, tensión y frecuencia se acercan a los valores nominales de operación.

El sistema de protección sin ajustes presentó falsos disparos cuando se presentó una diferencia entre la zona de protección y la parametrización del modelo de esta. Si la parametrización del modelo es correcta en un 90%, el residuo de la estimación de estado da como resultado una falsa detección previo a la ocurrencia de la falla y, por lo tanto, un error de confiabilidad. Por otra parte, si la parametrización del modelo es 100 %

consistente con la zona que protege, el sistema de protección sin ajustes tiene una tasa de detección del 100 % con un retraso promedio en detección de 9.04 ms y una desviación estándar de 0.69 ms.

Por último, el sistema de protección tensorial presentó una tasa de detección del 100%, independientemente de la impedancia de falla, tipo o ubicación. El retraso promedio en detección fue de 12.52 ms, con una desviación estándar de 1.96 ms.

4.1.4. Valoración de arco eléctrico

La Tabla. III lista los valores de energía incidente en los terminales de salida, siguiendo el procedimiento de cálculo de Ralph Lee para tensiones superiores a 15 kV [8]. Los parámetros utilizados fueron: corriente de falla de 1.4 kA, tensión de 115 kV y una distancia de trabajo de 46 pulgadas (equivalente a la distancia de un aislador a este nivel de tensión). Es importante aclarar que en este cálculo se ha considerado el retraso del interruptor de tres ciclos tras recibir la orden de apertura de la falla.

Tabla. III Comparación valores de energía incidente en la protección de la línea

Localización	Sistema de protección	Isc [kA]	Retraso despeje [ms]	E [cal/cm ²]	EPP [categoría]
Terminales de salida	Tradicional	1.4	1060	63.95	NA
	Sin ajustes		61	3.68	1
	Tensorial		62.7	3.78	1

Como se puede observar en esta tabla, tanto el sistema de protección tensorial como el sistema sin ajustes logran una reducción significativa de la energía incidente a un valor tolerable por un equipo de protección personal categoría 1. En cambio, los sistemas de protección tradicional fallarían en proveer un medio de protección adecuado.

En este caso particular, el sistema de protección tensorial logra reduce la energía incidente en un 94 %, del valor que permitiría la protección tradicional.

4.1.5. Conclusiones del caso de estudio # 1

Del presente caso de estudio se ha podido visualizar la respuesta de los sistemas de protección que aquí se comparan ante una falla de alta impedancia para la protección de una línea de transmisión, así como la sensibilidad del sistema de protección sin ajustes a un error de parametrización porcentual del modelo de la zona que protege.

Comparativamente, los sistemas de protección tradicional se ven afectados por la impedancia de la falla, siendo susceptibles a partir de 10 Ω para tener un retraso en el orden de segundos. Por otra parte, el sistema de protección sin ajustes presentó una

sensibilidad a variaciones en la parametrización del modelo de la zona de protección, siendo afectada en mayor medida por desviaciones por la capacitancia de la línea.

Por otra parte, puede concluirse que el sistema de protección tensorial logra un despeje de la falla en un intervalo de tiempo de milisegundos para fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas de hasta 1 k Ω , reduciendo la energía incidente que sufriría un trabajador en un 94% si se implementara el sistema de protección tradicional.

4.2. Protección en transformadores

El transformador de este apartado hace parte de los casos de prueba en el desarrollo de la protección sin ajustes [32]. Este caso de estudio permite comparar el sistema de protección tensorial contra el enfoque de Meliopoulos y el tradicional.

4.2.1. Objetivos del caso de estudio

- Recrear escenarios de fallas de alta impedancia de característica no lineal en el devanado de baja tensión.
- Recrear escenarios de fallas de alta impedancia de característica lineal en el devanado de alta tensión.
- Comparar la sensibilidad y tiempo de despeje de los sistemas de protección tradicional, sin ajustes y tensorial a las fallas de alta impedancia.
- Comparar la sensibilidad del sistema de protección sin ajustes a errores en la parametrización del modelo respecto al transformador (zona de protección).
- Comparar los valores de energía incidente obtenidos por cada sistema de protección.

4.2.2. Sistema bajo prueba

El circuito de prueba consiste en un generador, una línea de transmisión, un transformador saturable y una carga de impedancia constante. El transformador saturable tiene como parámetros los siguientes: 200 MVA de potencia, cargado al 50% de disponibilidad, tensión primaria de 230 kV y tensión secundaria de 115 kV, impedancia del transformador de 0.1 p.u. y corriente de magnetización de 0.01 p.u. la corriente eficaz a plena carga es de 430 A_{rms}, la corriente de falla máxima es de 1590 A_{rms}.

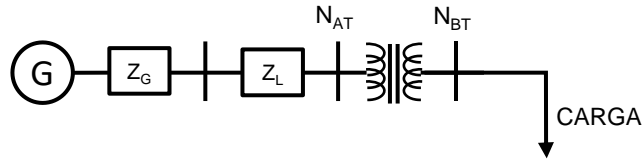


Figura. 35 Circuito de prueba protección de transformador

Los parámetros del transformador se presentan en la siguiente tabla.

Tabla. IV Parámetros transformador

Parámetro	Valor
Potencia del transformador	200 MVA
Tensión primaria	230 kV
Tensión secundaria	115 kV
Ajuste del tap	1.0
Conexión	ΔY_{11}
Resistencia del primario y secundario [Ω]	2.3805 primario, 0.198375 secundario
Inductancia del primario y secundario [H]	0.096822 primario, 0.008068 secundario
Resistencia en la rama de magnetización [Ω]	158700
Inductancia en la rama de magnetización [H]	420.964824
Constante de flujo	0.862803
Corriente de magnetización	0.002050

El sistema de protección tensorial es implementado en este transformador en comparación con el sistema de protección sin ajustes de Meliupolus y el esquema de protección SEL 787.

Sistema de protección tradicional SEL 787

El dispositivo SEL 787 utiliza las funciones de protección 24 (tensión/frecuencia), 27 (subtensión), 58 (sobretensión), 81 (sobrefrecuencia/subfrecuencia), 50 (sobrecorriente instantánea), 51 (sobrecorriente inversa) y 87 (diferencial de corriente); en el caso de la función diferencial se implementa también la restricción de armónicos 87T y diferencial de secuencia negativa 87Q. Este relé, se presenta en la Figura. 36 junto a la medición de la tensión y la corriente y las funciones que son ajustadas en el relé SEL 787, en esta figura también se presenta la necesidad de implementar la lógica de disparo.

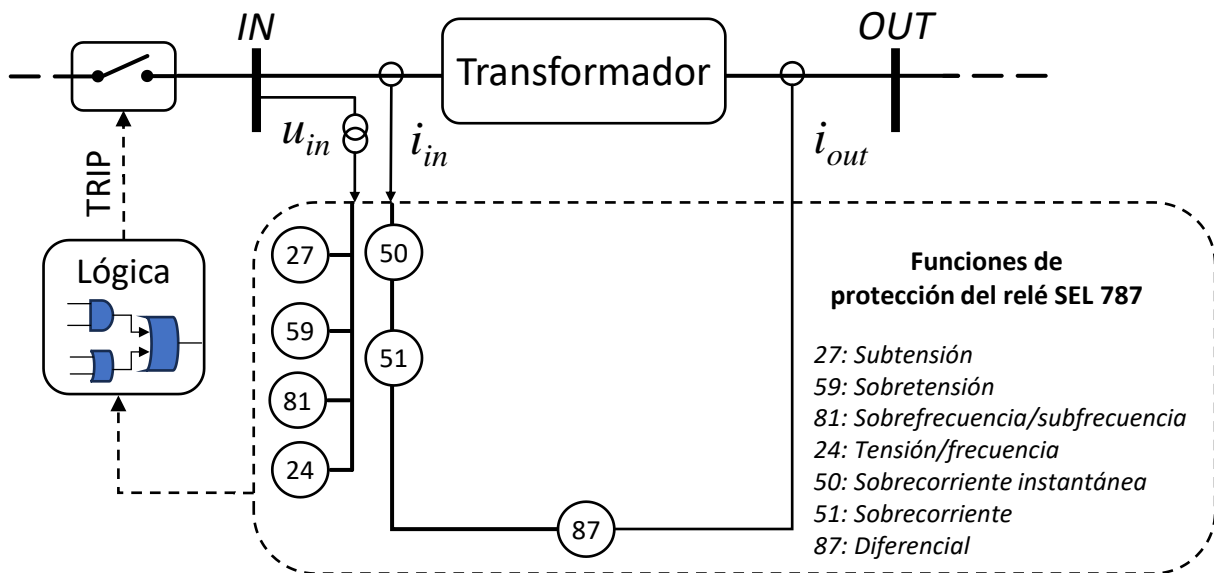


Figura. 36 Sistema de protección tradicional para transformadores – SEL 787

Los ajustes de este relé son los siguientes:

- La función 24 ha sido parametrizada para operar según los siguientes límites 1.4, 1.35, 1.3, 1.25, 1.15, 1.12, 1.10 de la relación tensión/frecuencia, ambos valores en por unidad con un tiempo de apertura 0.01, 0.01, 1s, 2s, 5s, 10s, 15s y 6000s, respectivamente.
- La función 50/51 utiliza ajustes de $I_{PU}=540$ Arms, $TDS=1$, $IT=8$ kArms y tipo de curva IEEE extremadamente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$).
- La función 27 ha sido parametrizada para operar al 90%, 75%, 65% y 45% de la tensión nominal con un tiempo de apertura de 3s, 2s, 0.3s y 0.15s respectivamente.
- La función 58 ha sido parametrizada para operar al 120%, 117.5%, 115% y 110% de la tensión nominal con un tiempo de apertura 0.01s, 0.2s, 0.5s y 1s respectivamente.
- La función 81 ha sido parametrizada para operar a valores de frecuencia de 61.7, 61.6, 60.6, 59.4, 58.4, 57.8, 57.3 y 57 Hz con un tiempo de apertura 0.01s, 30s, 3 min, 3 min, 30 s, 7.5 s, 0.75 y 0.01s, respectivamente.
- La función 87 ha sido parametrizada para operar en 0.01 s al presentarse un valor residual de 0.20 p.u. La función 87T tiene una restricción de componente armónica del segundo armónico del 40% y la función 87Q de secuencia negativa opera si se supera un valor residual de 0.25%. Estas funciones tienen una pendiente de restricción del 80%.

Sistema de protección sin ajustes

El sistema de protección sin ajustes se implementa como se presenta en la Figura. 37, para lo cual es necesario definir a priori un modelo de la zona de protección que se protege y medir las tensiones y corrientes en ambos extremos de la zona de protección; por último, se clasifican condiciones de falla mediante la prueba chi cuadrado.

Para el caso particular del transformador, las variables de estado $x(t)$ se definen como se presenta en la ecuación (25), donde y_1 a y_4 se utilizan para reducir el orden de la ecuación que representa el comportamiento de la rama de magnetización.

$$x(t) = [v_p(t) \quad v_s(t) \quad i_m(t) \quad e(t) \quad \lambda(t) \quad i_{LP}(t) \quad i_{LS}(t) \quad y_1(t) \quad y_2(t) \quad y_3(t) \quad y_4(t)]^T \quad (25)$$

Donde, $i_m(t)$ es la corriente de magnetización, $\lambda(t)$ es el flujo de magnetización.

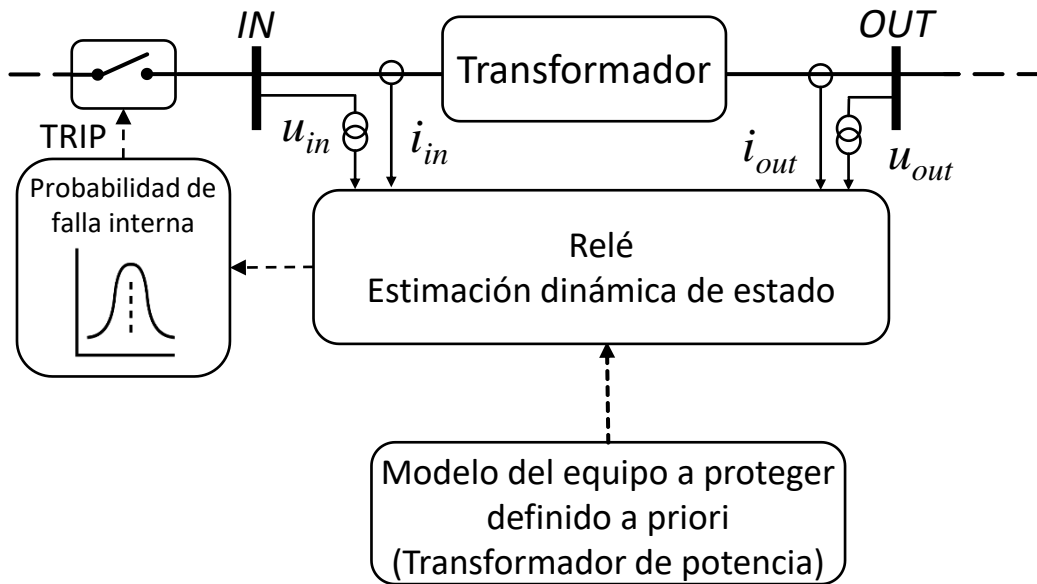


Figura. 37 Sistema de protección sin ajustes para transformadores

Similar al procedimiento que se presentó para la protección de la línea de transmisión, Meliopoulos requiere determinar el modelo SCAQCF de la zona de protección. Para esto, se plantean inicialmente las ecuaciones que gobiernan el comportamiento de un transformador monofásico, así:

$$i_f(t) = i_L(t) \quad (26)$$

$$i_c(t) = i_L(t) \quad (27)$$

$$r_m i_f(t) + r_m N i_c(t) = r_m i_m(t) + e(t) \quad (28)$$

$$i_m(t) = i_0 \left(\frac{\lambda(t)}{\lambda_0} \right)^5 \quad (29)$$

$$v_f(t) = r_p i_{Lp}(t) + L_p \frac{d}{dt} i_{Lp}(t) + e(t) \quad (30)$$

$$v_c(t) = r_s i_{Ls}(t) + L_s \frac{d}{dt} i_{Ls}(t) + Ne(t) \quad (31)$$

$$e(t) = \frac{d}{dt} \lambda(t) \quad (32)$$

$$i_m(t) = y_4(t) \quad (33)$$

$$y_1(t) = \left(\frac{\lambda(t)}{\lambda_0} \right)^2 \quad (34)$$

$$y_2(t) = y_1(t)^2 \quad (35)$$

$$y_3(t) = y_2(t) \frac{\lambda(t)}{\lambda_0} \quad (36)$$

$$i_0 y_3(t) = y_4(t) \quad (37)$$

El modelo SCAQCF del transformador se construye a partir de las anteriores ecuaciones, considerando el tipo de conexión tal como se describe de forma detallada en el [Anexo A: Protección sin Ajustes de Meliopoulos](#).

Para este caso particular, la constante del flujo de magnetización λ_0 tiene una mayor influencia en el error de parametrización del modelo, puesto que está inmersa en el comportamiento no lineal del transformador, afectando la fuerza electromotriz calculada y por tanto la mayoría de las ecuaciones que representan el comportamiento del transformador.

Por lo tanto, para probar la sensibilidad de la parametrización del modelo de este sistema se realizan variaciones en la constante del flujo de magnetización del transformador.

Sistema de protección tensorial

El sistema de protección tensorial en el transformador se implementa tal como se presenta en la Figura. 38. El sistema de protección tensorial realiza cada una de las

etapas que fueron descritas en el capítulo 3, sin ninguna modificación o consideración adicional.

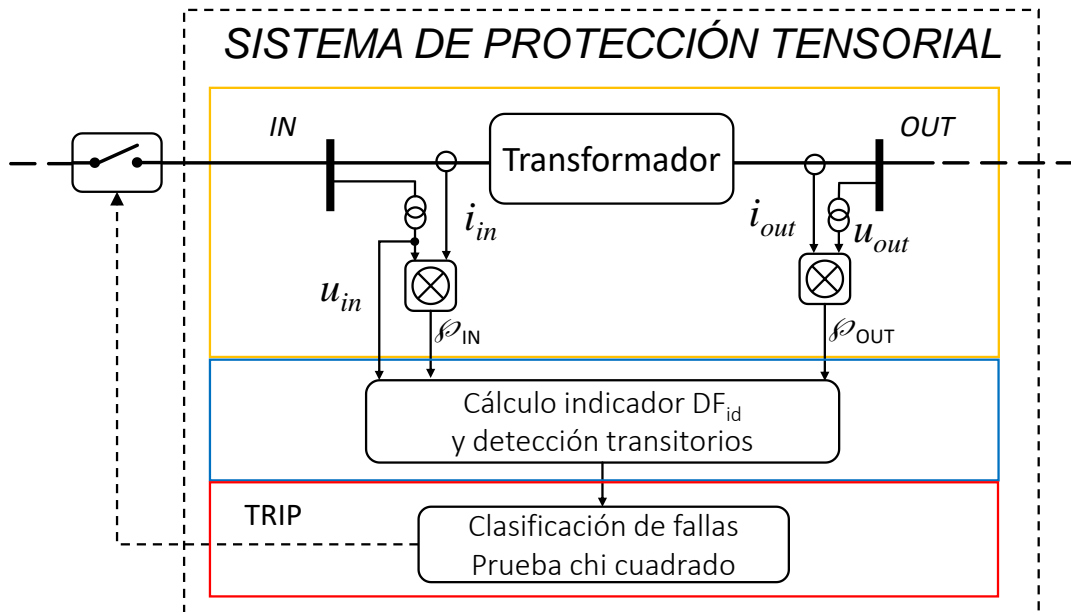


Figura. 38 Sistema de protección tensorial para transformadores

4.2.3. Resultado y comparación

Respuesta a fallas de alta impedancia

En este apartado se presenta la comparación de la respuesta obtenida por el sistema de protección tensorial contra la protección sin ajustes y el sistema de protección tradicional. Un ejemplo se muestra en la Figura. 39, donde se presenta la tensión y corriente medida desde los nodos de alta tensión para una falla monofásica a los 0.3 segundos en los bornes de baja tensión, con impedancia de falla 500Ω de característica no lineal. En este caso, la corriente de falla es inferior a la corriente pick up ($500 A_{rms}$).

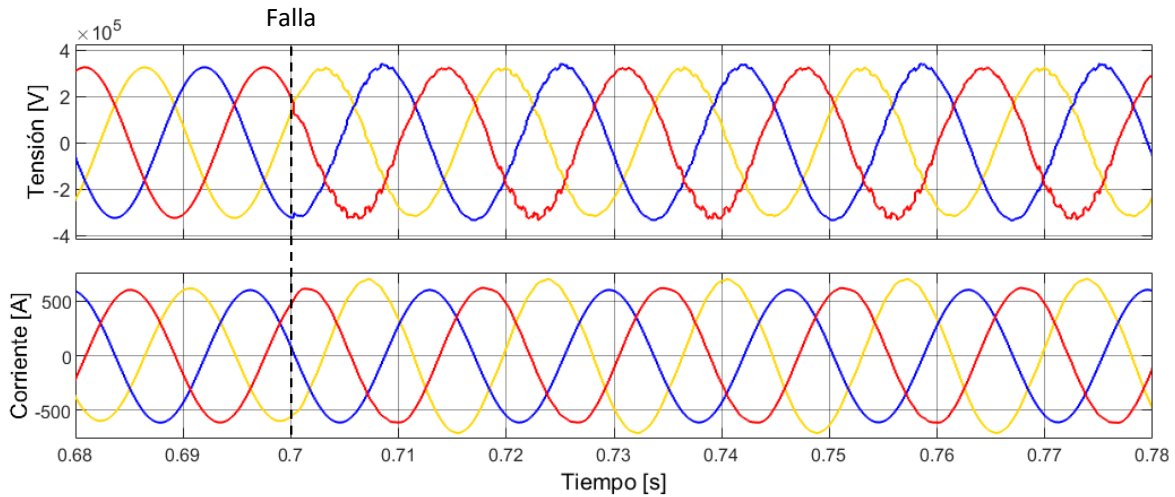


Figura. 39 Falla no lineal en bornes de baja tensión con impedancia de falla de 500Ω

Para este ejemplo, las magnitudes de falla son las siguientes: corriente de falla 500 A_{rms}, tensión residual igual a 97.5% de la tensión nominal, frecuencia igual a 59.8 Hz, relación tensión frecuencia de 1.2 V/Hz, corriente diferencial de 0.4 p.u y corriente de restricción de 0.6 p.u., componente de segundo armónico igual a 20% y componente diferencial de secuencia negativa de 0.14 p.u. Para estos valores obtenidos, la respuesta de las funciones de protección del equipo SEL 787 se muestran en la Figura. 40 a Figura. 44, donde puede apreciarse que ninguna función de protección detecta este tipo de falla en un intervalo de milisegundos.

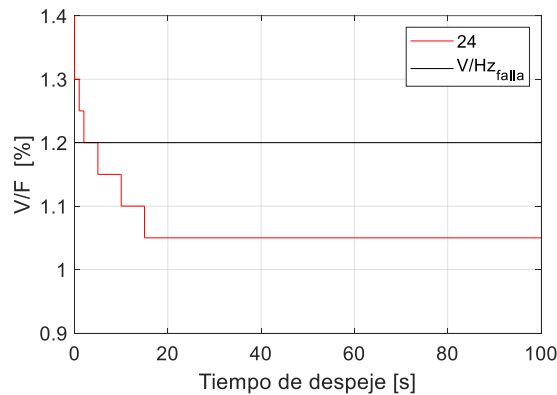


Figura. 40 Caso de estudio 2 - Función de protección ANSI 24

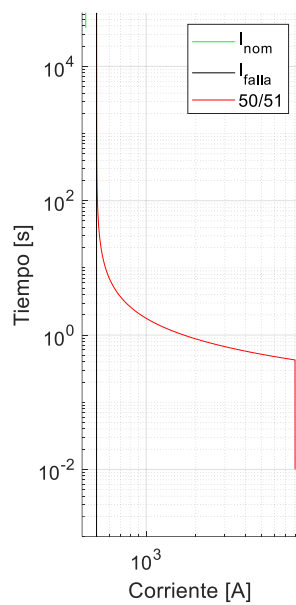


Figura. 41 Caso de estudio 2 - Función de protección ANSI 50/51

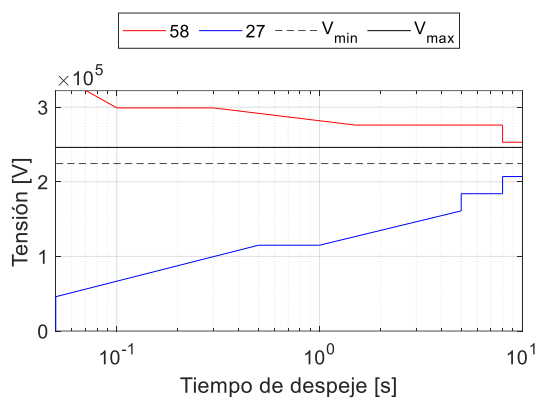


Figura. 42 Caso de estudio 2 - Función de protección ANSI 27 y ANSI 58

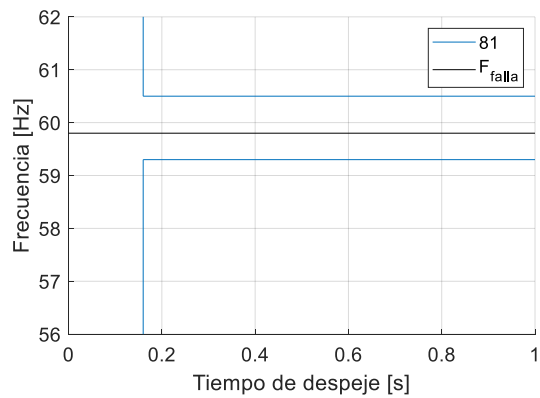


Figura. 43 Caso de estudio 2 - Función de protección ANSI 81

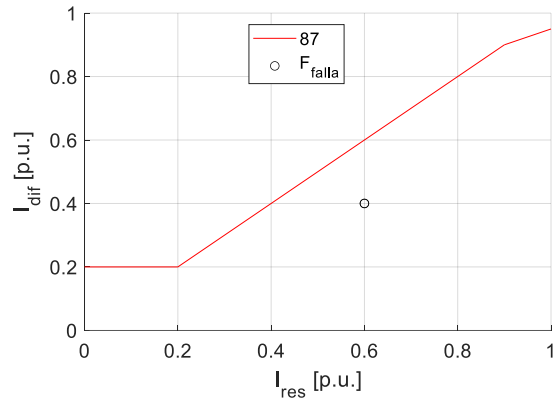


Figura. 44 Caso de estudio 2 - Función de protección ANSI 87

Para esta misma falla, el sistema de protección sin ajustes de Meliopus computa un residuo mediante la estimación dinámica que alcanza un valor adimensional que oscila entre 138 y 182. Al aplicar la prueba chi cuadrado en este residuo, el sistema de protección sin ajustes de Meliopus detecta una condición de falla en 0.722 segundos, 22 milisegundos tras la ocurrencia de la falla.

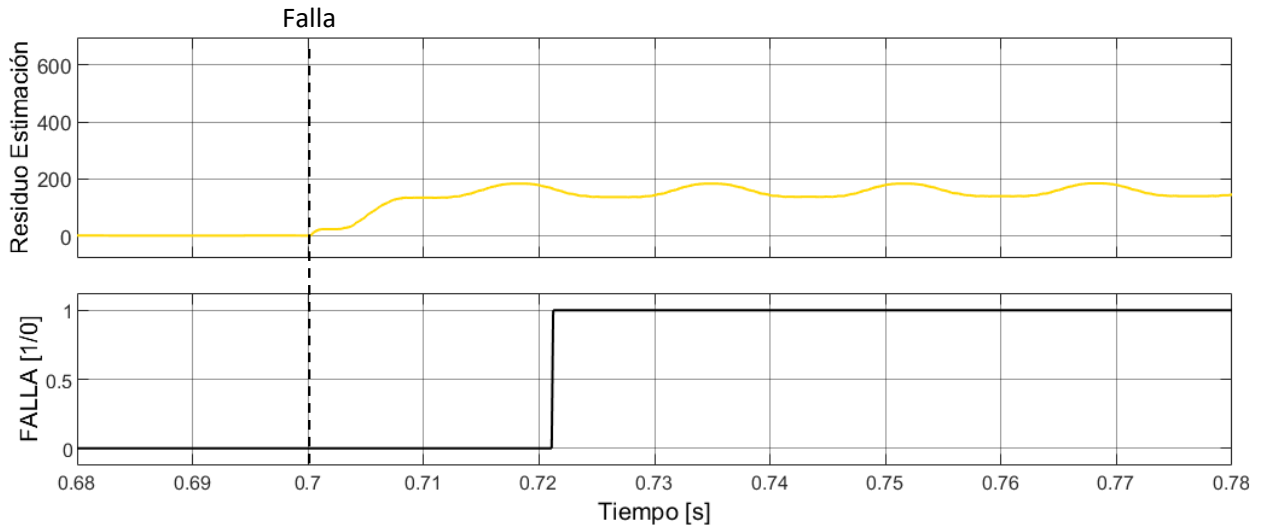


Figura. 45 Residuo del sistema de protección sin ajustes para una falla monofásica no lineal en bornes BT

Por otra parte, el sistema de protección tensorial presenta la respuesta que se muestra en la Figura. 46; en la cual puede apreciarse como el indicador DF_{id} tiene un valor cero para el intervalo previo a la falla; en el instante de la falla, se aprecia como el indicador DF_{id} incrementa hasta alcanzar un valor cercano a 30%, el cual se sostiene durante todo el intervalo de falla.

Siguiendo el proceso de detección de transitorios y de clasificación estadístico de falla que se presentó en el capítulo 3, se clasifica el cambio del indicador DF_{id} como una condición de falla en 0.734 milisegundos, 34 milisegundos después del inicio de la falla.

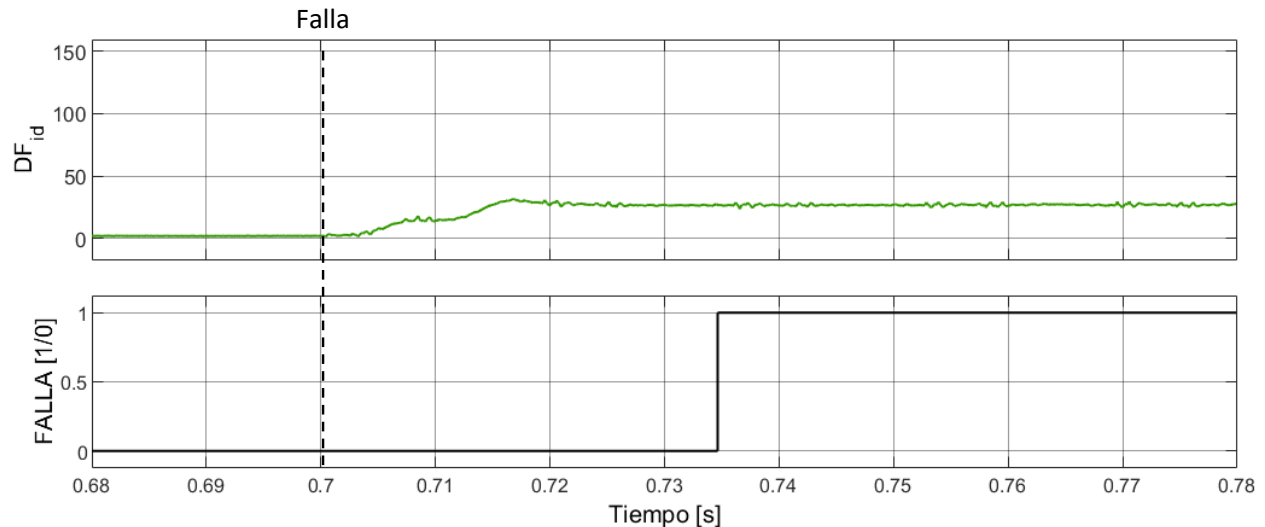


Figura. 46 Sistema de protección tensorial para una falla monofásica no lineal en bornes BT

Para este caso de estudio se realizaron 88 pruebas, variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla, ubicación en el transformador en bornes de alta (AT) y baja tensión (BT), así también como el tipo de falla (lineal y no lineal). Estas variaciones han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tradicional (SEL 787), sin ajustes (SPSA) y tensorial (SPT); para el caso particular del sistema de protección sin ajustes se obtuvieron los resultados con una coincidencia en la parametrización del modelo del 100% y del 60%.

Los resultados detallados para estas variaciones se listan en el Anexo E Resultados complementarios de la tesis.

Los resultados resumidos de esta comparación se listan en la Tabla. V, donde se presenta para cada sistema de protección bajo prueba la tasa de detección, el número de falsos disparos, el número de detecciones erróneas, el retraso promedio en detección y la desviación estándar. En la tabla, se resalta en color naranja los resultados que generan un error de confiabilidad o de selectividad.

Tabla. V Resumen de resultados - marco comparativo en transformadores

	Método de protección			
	SEL 787	SPSA Parametrización correcta modelo 60%	SPSA Parametrización correcta modelo 100%	SPT
Tasa de detección [%]	37	0	100	100
# Falsos disparos	0	132	0	0
# Detecciones erróneas	56	0	0	0
Retraso promedio [ms]	76.18	NA	17.68	15.36
Desviación estándar [ms]	21.94	NA	1.34	4.13

De las variaciones realizadas en este caso de estudio se pudo determinar que el sistema de protección tradicional no detecta correctamente la falla en los bornes de baja del transformador. Incluso, la función diferencial no detecta fallas a partir de 100 Ω . La respuesta de este sistema depende de las funciones de tensión y de sobrecorriente, y puede incluso presentar condiciones de fallas no detectables.

En este caso particular, el sistema de protección sin ajustes presenta falsos disparos si la coincidencia entre el modelo y la zona que protege es del 60 %. Si el modelo es parametrizado con un 100% de precisión, este sistema presenta un retraso promedio en detección de 17.68 ms con una desviación estándar de 1.34 ms.

Por último, el sistema de protección tensorial presentó una tasa de detección del 100%, independientemente de la impedancia de falla, tipo o ubicación. El retraso promedio en detección fue de 15.36 ms con una desviación estándar de 4.13 ms.

4.2.4. Valoración de arco eléctrico

Ahora bien, la Tabla. VI lista los valores de energía incidente en la salida de este escenario, siguiendo el procedimiento de cálculo de Ralph Lee para tensiones superiores a 15 kV [8]. Los parámetros utilizados fueron: corriente de falla igual a 1.59 kA, tensión de 230 kV y una distancia de trabajo de 46 pulgadas (equivalente a la distancia de un aislador a este nivel de tensión). Es de aclarar, que en este cálculo se ha considerado el retraso del interruptor de tres ciclos tras recibir la orden de apertura de la falla.

Tabla. VI Comparación valores de energía incidente en la protección del transformador

Localización	Sistema de protección	Isc [kA]	Retraso despeje [ms]	E [cal/cm ²]	EPP [categoría]
Terminales salida	Tradicional	1.59	1100	75.37	NA
	Sin ajustes		67.84	4.64	2
	Tensorial		83.07	5.69	2

Como se puede contrastar de esta tabla, tanto el sistema de protección tensorial y la función sin ajustes logran una reducción significativa de la energía incidente a un valor tolerable por un equipo de protección personal categoría 2, en cuanto los sistemas de protección tradicional fallarían en proveer un medio de protección adecuado.

En este caso particular, se reduce la energía incidente en un 93% del valor permitido por el sistema de protección tradicional.

4.2.5. Conclusiones del caso de estudio # 2

El presente caso de estudio permitió visualizar la respuesta de los sistemas de protección comparados ante una falla de alta impedancia para la protección de transformadores.

Comparativamente, los sistemas de protección tradicional se ven afectados por la impedancia de la falla. A partir de 100Ω , los sistemas tradicionales pueden tener un retraso en el orden de segundos o incluso no detectar la condición de falla.

Por otra parte, el sistema de protección sin ajustes presentó una mayor tolerancia a la diferencia porcentual de la parametrización del modelo de la zona de protección. Esto se debe a que la protección sin ajustes de los transformadores aumenta la cantidad de variables a estimar, por lo que el límite que se considera como una desviación tolerable en la etapa de validación estadística es mayor. En estas condiciones, el sistema de protección sin ajustes presentó una tasa de detección del 100% con un retraso promedio en detección de 17.68 ms y una desviación estándar de 1.34 ms.

El sistema de protección tensorial logra una tasa de despeje de las fallas del 100% en un intervalo de tiempo promedio en detección de 15.36 ms con una desviación estándar de 4.13 ms, independiente del tipo de falla y ubicación de la falla.

Para este caso de estudio, tanto el sistema de protección sin ajustes y el sistema de protección tensorial permitieron una reducción de la energía incidente a valores tolerables por equipos de protección personal comerciales.

4.3. Usuario industrial fabricante de acero

La producción de acero mediante hornos de arco eléctrico (EAF) constituye un desafío para los sistemas de protección actuales. Esto se debe a que un EAF sigue un ciclo de diferentes etapas de operación conocido como Tap-to-Tap, que comprende la carga de la chatarra, fundición, refinado y vaciado de la masa fundida; cada etapa tiene un flujo de corriente diferente, siendo la fusión y afino las de mayor magnitud [72].

En consecuencia, el flujo de corriente en la etapa de fusión puede ocultar condiciones de falla para funciones tradicionales de protección. Por lo tanto, es de interés poner a prueba el sistema de protección tensorial en presencia del flujo de corriente variable en las etapas del Tap-to-Tap.

4.3.1. Objetivos del caso de estudio

- Recrear escenarios de fallas de alta impedancia de característica lineal y no lineal.
- Comparar la sensibilidad y tiempo de despeje de los sistemas de protección tradicional, sin ajustes y tensorial a las fallas de alta impedancia.
- Comparar los valores de energía incidente obtenidos por cada sistema de protección.
- Validar la selectividad de los sistemas de protección, ante fallas por fuera de su zona de protección.

4.3.2. Sistema bajo prueba

El presente caso de estudio corresponde al circuito de la Figura. 47 donde se presenta un usuario fabricante de acero local de la ciudad de Manizales, en esta figura se marcan tres zonas de protección en evaluación.

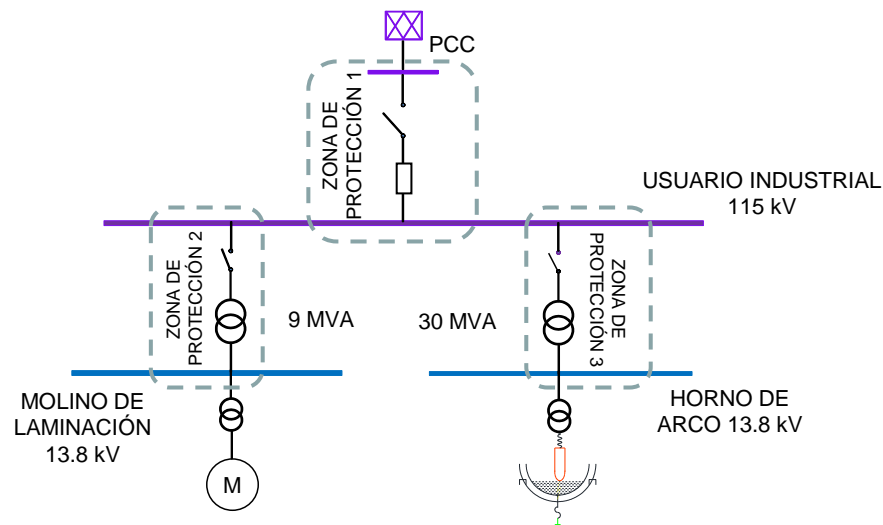


Figura. 47 Diagrama unifilar usuario fabricante de acero

Este circuito tiene las siguientes características:

- Potencia de cortocircuito (S_{cc}) en el punto de acoplamiento común (PCC) de 1653 MVA,
- Corriente de cortocircuito (I_{cc}) igual a 8300A.
- Transformador para reducir el nivel de tensión de 115 kV a 13.8 kV, con 30 MVA y una impedancia igual a 10.27% a 25 MVA con $X/R=10$.

- Del transformador reductor sigue un conductor de longitud de 163 m, con una corriente nominal de 1171 A, y 3 conductores por fase, cada uno de corriente nominal de 452 A.
- Las características del conductor son 3x500 AWG, Cu, 90° C, con un XLPE de 15 kV con una resistencia por unidad de longitud igual a 0.1031 mΩ/m y una reactancia por unidad igual a 0.1290 mΩ/m.

El flujo de corriente del horno de arco eléctrico se determina según las toneladas líquidas a procesar y el nivel de tensión al cual se realiza esta operación, considerando la potencia-hora requerida para fundir una tonelada de chatarra, que equivale a 120 kWh/T para este usuario industrial. En consecuencia, el flujo de corriente, potencia nominal, tiempo de cada etapa y la tensión de operación del horno de arco se describen en la referencia [72] y se listan en la Tabla. VII.

Tabla. VII Consumo de potencia etapas de operación

Operación	Tensión [V]	Tiempo [min]	Potencia activa [MW]	Corriente nominal [kA]
Afino o Preadfino normal	500	20	8.6	14
Afino complicado	400	40	17	19.1
Fusión	700	33	30	24.37

La operación del horno de arco eléctrico trae consigo una forma de onda deformada que obedece al proceso de perforación de la chatarra, estabilidad del arco, y alcanzar la mejor transferencia de energía. Estas particularidades, conllevan a una operación que difiere de un modelo específico con el cual pueda predecirse su forma de onda; motivo por el cual, un modelo exacto de la operación del horno de arco sigue siendo un tema de investigación actual [40].

A manera de ejemplo de las particularidades de la deformación de la forma de onda, se presenta en la Figura. 48 el patrón que forma en todas las etapas del proceso en el intervalo de operación del Tap-to-Tap. Esta figura permite visualizar un flujo de corriente que se aleja de un comportamiento ideal que permanezca constante en todo el intervalo de producción del acero.

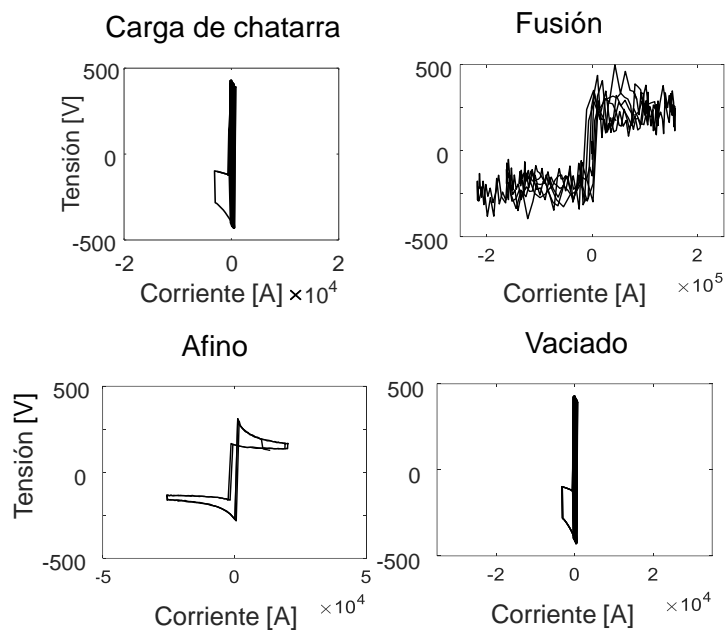


Figura. 48 Característica tensión contra corriente del EAF Tap-to-Tap

Ahora bien, el sistema de protección en este escenario de prueba incluye tres protecciones que aplican el cálculo del indicador DF_{id} , así:

- Zona de protección 1 de la línea PCC al nodo 115 kV,
- Zona de protección 2 el transformador circuito de molinos laminadores, y
- Zona de protección 3 el transformador circuito horno de arco eléctrico

Al igual que los casos de estudio anteriores, la línea es protegida por las funciones del relé SEL 851 (Figura. 25) y los transformadores por las funciones del relé 787 (Figura. 36), teniendo como ajustes de la función de sobrecorriente los siguientes:

- Zona de protección 1: utiliza ajustes de $I_{PU}=200$ Arms, $TDS=3$, $IT=2$ kArms y tipo de curva IEEE normalmente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$).
- Zona de protección 2: utiliza ajustes de $I_{PU}=180$ Arms, $TDS=2.5$, $IT=400$ Arms y tipo de curva IEEE normalmente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$).
- Zona de protección 3: utiliza ajustes de $I_{PU}=60$ Arms, $TDS=1.5$, $IT=100$ Arms y tipo de curva IEEE normalmente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$).

Por otra parte, la función 21 de la línea de transmisión se ha ajustado considerando 3 zonas de operación, al 80%, 120% y 180% de la impedancia de la línea del PCC al transformador reductor.

Las funciones, 24, 27, 58, 81 y 87 han sido parametrizadas con los límites fijos que se listaron en los casos de estudio anteriores.

El sistema de protección sin ajustes ha sido aplicado según el tipo de carga en la zona a proteger (línea Figura. 26, transformador Figura. 37).

El sistema de protección tensorial se aplica de igual forma, independiente de la zona a proteger, tal como se presentó en los casos de estudio anteriores.

4.3.3. Resultado y comparación

En este apartado se presenta la comparación de la respuesta obtenida por el sistema de protección tensorial contra la protección sin ajustes y el sistema de protección tradicional. Un ejemplo se muestra en la Figura. 49, donde se presenta la tensión y corriente medida desde los nodos del PCC para una falla monofásica de $1\text{ k}\Omega$ de característica lineal en el extremo final de la línea después de 10 ciclos posterior al inicio de la etapa de fusión. Esta figura presenta como el flujo de corriente en el inicio de la etapa de fusión supera a la corriente pick up durante los primeros ciclos, dado que la etapa de fusión se comporta como un corto circuito para poder fundir la chatarra, que decae en el tiempo a medida que se estabiliza el arco [72].

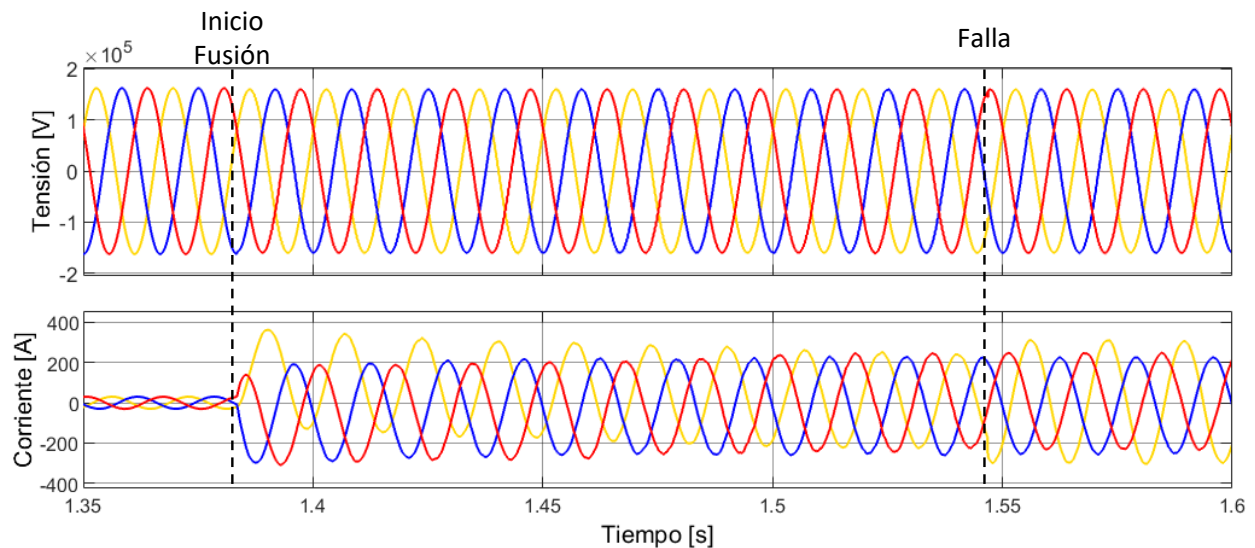


Figura. 49 Falla lineal al extremo de la línea de transmisión con impedancia de falla de $1\text{ k}\Omega$ durante la fusión

Para este ejemplo, las magnitudes de falla son las siguientes: corriente de falla $220\text{ A}_{\text{rms}}$, tensión igual a 98.05% de la nominal, frecuencia 59.92 Hz e impedancia medida de $310\ \Omega$. Para estos valores obtenidos, la respuesta de las funciones de protección del equipo SEL 851 se presenta en la Figura. 50 a Figura. 53, donde puede apreciarse que únicamente la función de sobrecorriente detectaría esta falla en 10.5 segundos tras lo cual ya ha pasado la etapa de fusión en su pico máximo.

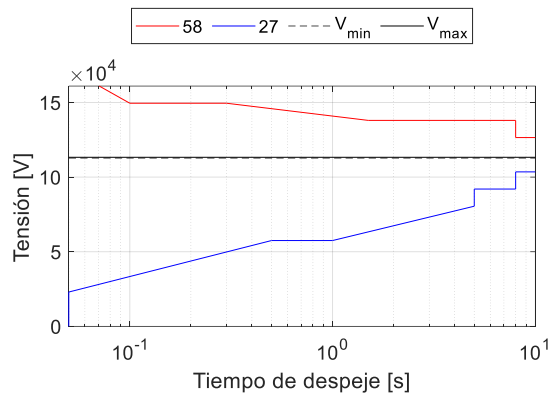


Figura. 50 Caso de estudio 3 - Función de protección ANSI 27 y ANSI 58

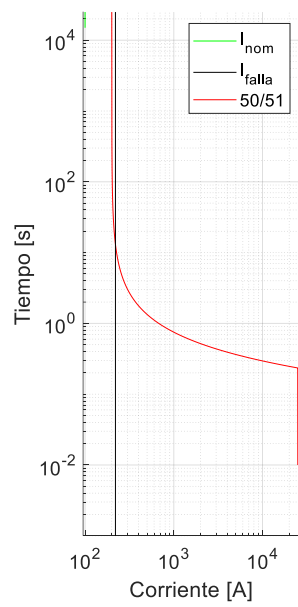


Figura. 51 Caso de estudio 3 - Función de protección ANSI 50/51

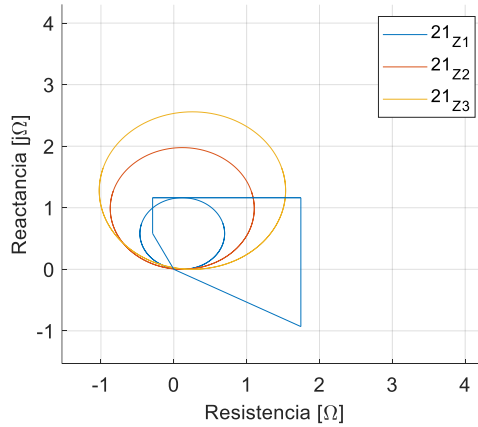


Figura. 52 Caso de estudio 3 - Función de protección ANSI 21

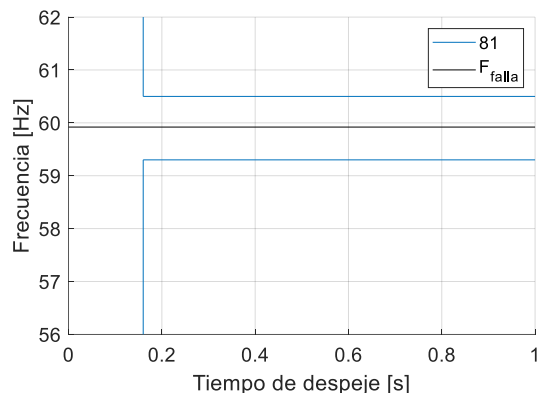


Figura. 53 Caso de estudio 3 - Función de protección ANSI 81

Para esta misma falla, la respuesta del sistema de protección sin ajustes de Meliopulos se presenta en la Figura. 54. El sistema sin ajustes computa un residuo mediante la estimación dinámica que alcanza un valor adimensional que oscila entre 0 y 60 para el inicio de la fusión, y de 18 a 40 para el intervalo de falla. Al aplicar la prueba chi cuadrado en este residuo, el sistema de protección sin ajustes de Meliopulos clasifica erróneamente al inicio de la etapa de fusión como una condición de falla a los 20 milisegundos. De esta figura puede apreciarse como el intervalo de falla, genera un residuo de estimación inferior al inicio de la etapa de fusión. En consecuencia, el sistema de protección sin ajustes generaría un despeje indeseado durante la operación del horno de arco eléctrico.

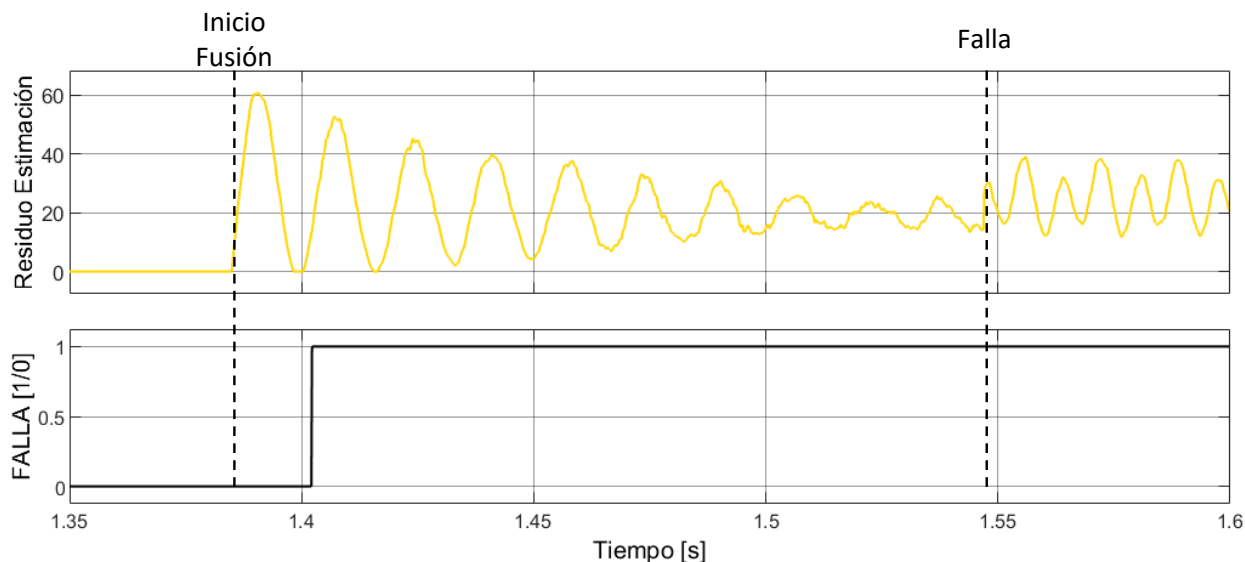


Figura. 54 Residuo del sistema de protección sin ajustes para una falla monofásica a 1/3 de la línea con $Z_f = 1000 \Omega$

Por otra parte, el sistema de protección tensorial presenta la respuesta que se muestra en la Figura. 55; en la cual puede apreciarse como el indicador DF_{id} presenta un

incremento para la operación del horno de arco eléctrico, más, sin embargo, su magnitud tiende a cero en menos de 20 milisegundos. En el instante de la falla se aprecia como el indicador DF_{id} incrementa hasta alcanzar un valor cercano a 60%, el cual se sostiene durante todo el intervalo de falla.

Siguiendo el proceso de detección de transitorios y de clasificación estadístico de falla que se presentó en el capítulo 3, se clasifica el cambio del indicador DF_{id} como una condición de falla 13 milisegundos después del inicio de la falla.

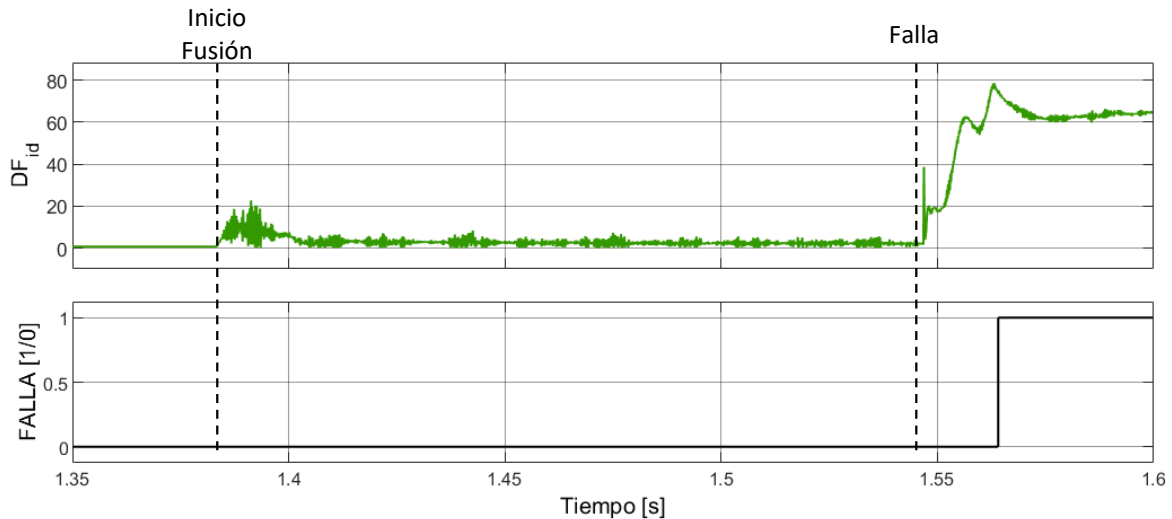


Figura. 55 Sistema de protección tensorial para una falla monofásica con $Z_f = 1000 \Omega$

Para este caso de estudio se realizaron 88 pruebas con variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000Ω y tipo de impedancia de falla a 1/3 y 3/3 de la longitud de la línea de transmisión que han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tensorial, el sistema de protección sin ajustes de Melioupoulos y el sistema tradicional de protección.

Los resultados detallados para estas variaciones se listan en el Anexo E Resultados complementarios de la tesis

Los resultados resumidos de esta comparación se listan en la Tabla. VIII, donde se presenta para cada sistema de protección bajo prueba la tasa de detección, el número de falsos disparos, el número de detecciones erróneas, el retraso promedio en detección y la desviación estándar. En la tabla, se resaltan en color naranja los resultados que generan un error de confiabilidad o de selectividad.

Tabla. VIII Resumen de resultados - marco comparativo línea de transmisión usuario fabricante de acero

	Método de protección		
	SEL 851	SPSA Parametrización correcta modelo 1000%	SPT
Tasa de detección [%]	64	0	100
# Falsos disparos	0	132	0
# Detecciones erróneas	56	0	0
Retraso promedio [ms]	569.55	NA	11.91
Desviación estándar [ms]	786.99	NA	2.03

De las variaciones realizadas al tipo de falla en la línea, se pudo determinar que el sistema de protección tradicional se vio afectado en su sensibilidad según la magnitud de la falla. Para una falla de 10 Ω , la protección SEL 851 actuaba en respuesta a la función sobrecorriente inversa, generando retrasos en el despeje de falla de segundos e incluso llegando al punto de no detectar la falla.

A diferencia de los casos de estudio anteriores, la protección sin ajustes presentó un error de confiabilidad del 100%, debido a que generaba una orden de disparo indeseada para el tiempo de inicio de la etapa de fusión. Esto se debe a la forma de onda no lineal de la tensión y la corriente que genera el consumo del horno de arco como se presentó en la Figura. 49.

Por último, el sistema de protección tensorial presentó una tasa de detección del 100%, independiente de la impedancia de falla, tipo o ubicación; con un retraso promedio en detección de 12.08 ms con una desviación estándar de 2.03 ms.

Por otra parte, se realizaron 88 pruebas, variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla, ubicación en el transformador en bornes de alta (AT) y baja tensión (BT), así también como el tipo de falla (lineal y no lineal). Estas variaciones han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tradicional (SEL 787), sin ajustes (SPSA) y tensorial (SPT).

Los resultados detallados para estas variaciones se listan en el Anexo E Resultados complementarios de la tesis

Los resultados resumidos de esta comparación se listan en la Tabla. IX, donde se presenta para cada sistema de protección bajo prueba la tasa de detección, el número de falsos disparos, el número de detecciones erróneas, el retraso promedio en detección y la desviación estándar. En la tabla, se resaltan en color naranja los resultados que generan un error de confiabilidad o de selectividad.

Tabla. IX Marco comparativo en transformadores en un usuario fabricante de acero

	Método de protección		
	SEL 787	SPSA Parametrización correcta modelo 1000%	SPT
Tasa de detección [%]	64	0	100
# Falsos disparos	0	132	0
# Detecciones erróneas	57	0	0
Retraso promedio [ms]	214.94	NA	27.49
Desviación estándar [ms]	4.10	NA	65.93

De las variaciones realizadas al tipo de falla en el transformador de la zona 2 se puede determinar que el sistema de protección tradicional falla en detectar correctamente la falla en los bornes de baja tensión del transformador. Incluso, la función diferencial no detecta las fallas a partir de 10Ω , dependiendo la respuesta de este sistema de la función de sobrecorriente. Para fallas de alta impedancia, el sistema de protección tradicional falla en detectar una condición de falla a partir de 100Ω .

Al igual que para la protección de la línea de transmisión, la protección sin ajustes presentó un error de confiabilidad del 100%, dado que este sistema genera una orden de disparo indeseada para el tiempo de inicio de la etapa de fusión.

Por último, el sistema de protección tensorial presentó una tasa de detección del 100%, independiente de la impedancia de falla, tipo o ubicación; con un retraso promedio en detección de 24.23 ms con una desviación estándar de 5.23 ms.

De esta prueba se destaca que el sistema de protección tensorial logra la detección de fallas de alta impedancia en intervalos de despeje de milisegundos sin verse afectado por la presencia de una carga con flujo de corriente variable.

4.3.4. Valoración de arco eléctrico

En este caso de estudio, solo se presenta el análisis de la reducción de la energía incidente del sistema de protección tensorial y del sistema tradicional, dado que el sistema sin ajustes presentó detecciones erróneas (FD).

Si se realiza la protección del usuario mediante la metodología tradicional, se tienen los valores de energía incidente que se listan en la Tabla. X.

Tabla. X Caso de estudio # 3 valores de energía incidente con funciones tradicionales

Cálculo de la energía incidente - IEEE 1584 - 2018				
Localización	Isc [kA]	Despeje [ms]	E [cal/cm ²]	EPP [categoría]
Zona 1	1.184	590	1.50	1
Zona 2	17.702	330	15	3
Zona 3	17.735	500	22.78	3

Por otra parte, la Tabla. XI lista los resultados del cálculo de la energía incidente mediante el sistema de protección tensorial, al identificar condiciones de falla en el intervalo de milisegundos.

Tabla. XI Caso de estudio # 3 valores de energía incidente con la protección tensorial

Cálculo de la energía incidente - IEEE 1584 - 2018				
Localización	Isc [kA]	Despeje [ms]	E [cal/cm²]	EPP [categoría]
Zona 1	1.184	16	1.20	1
Zona 2	17.702	60	2.12	1
Zona 3	17.735	66	2.4	1

Como se puede contrastar de ambas tablas, el sistema de protección tensorial logra disminuir la energía incidente a un valor mínimo, permitiendo el uso de equipos de protección personal categoría uno y cero.

4.3.5. Conclusiones del caso de estudio # 3

Del presente caso de estudio se ha podido visualizar la respuesta de los sistemas de protección que aquí se comparan ante una falla de alta impedancia para la protección de un usuario fabricante de acero que hace uso de hornos de arco eléctrico.

Comparativamente, los sistemas de protección tradicional se ven afectados por la impedancia de la falla, siendo susceptibles a partir de 10 Ω para tener un retraso en el orden de segundos e incluso presentando fallas no detectables para impedancias de 100 Ω . Por otra parte, el sistema de protección sin ajustes presentó un error de confiabilidad del 100% debido a la no linealidad de la forma de onda en las etapas de fusión del horno.

En contraste, el sistema de protección tensorial logra un despeje de la falla en un intervalo de tiempo de milisegundos, sin generar falsos disparos, independiente de la etapa de operación del horno de arco eléctrico. Lo que, a su vez, permite una reducción de la energía incidente en más de un 70%.

4.4. Análisis e interpretación de resultados

De los escenarios de prueba expuestos, es posible realizar el siguiente resumen que se lista en la Tabla. XII que presenta una comparación de los resultados del sistema de protección tensorial, tradicional y sin ajustes.

Tabla. XII Análisis de resultados

Sistema de protección	MARCO COMPARATIVO				
	Complejidad de lógica	Detecta fallas de alta impedancia [Si/No]	Presenta Disparos indeseados [Si/No]	Complejidad de implementación [Baja/Mediana/Alta]	Información requerida mínima
Tradicional	Alta	No	No	Alta	$I_{abc}(t)$, I_{sc} , I_n , $V_{abc}(t)$, V_n , F_n , $Z_{línea}$
Sin ajustes	Baja	Si	Si	Alta	$V_{abc}(t) f$ $I_{abc}(t) f$ $V_{abc}(t) c$ $I_{abc}(t) c$ Parámetros de la zona de protección
Tensorial	Baja	Si	No	Mediana	$V_{abc}(t) f$ $I_{abc}(t) f$ $V_{abc}(t) c$ $I_{abc}(t) c$

Tal como se presenta en esta tabla, el sistema de protección tradicional aumenta en complejidad según la cantidad de funciones utilizadas en su ajuste, lógica de disparo y coordinación. Sin embargo, esto no evita fallas no detectables o disparos indeseados.

Por otra parte, el sistema de protección sin ajustes tiene las siguientes ventajas en comparación con el enfoque tradicional de protección, tal como una complejidad de lógica menor, presenta una mayor certeza en la detección de fallas de alta impedancia y reduce los disparos indeseados. Sin embargo, este enfoque tiene una alta complejidad de implementación dado que requiere un modelo que describa de forma completa la operación de la zona de protección y cuyo orden de matrices alcanza dimensiones de 20x20 para líneas y 66x66 para transformadores como se establece en el [Anexo A: Protección sin Ajustes de Meliopoulos](#). La dependencia del sistema de protección sin ajustes al modelo de la zona de protección es tal, que errores en la parametrización del modelo de la zona de protección generan falsos disparos. Esto supone un riesgo en la implementación del sistema sin ajustes, ya sea debido a la parametrización por parte de un usuario, o a ataques mal intencionados en un ataque cibernético. Adicionalmente, la presencia de una carga de comportamiento no lineal y de consumo variable puede generar falsos disparos. Lo anterior, supone un desafío en la implementación de esta protección según el conocimiento de cargas cercanas al equipo a proteger.

En comparación, el sistema de protección tensorial tiene una menor complejidad dado que no cambia según el tipo de equipo a proteger. Su sensibilidad a las fallas no detectables ha demostrado que incluso para una falla 1000 Ω se logra la clasificación en el orden de milisegundos, lo cual permite su posterior despeje. Por último, debido a la respuesta que se logra en el tiempo de milisegundos, se logra la mitigación del riesgo de arco eléctrico, tal como se presentó para los 3 casos de estudio de este capítulo. Esto

permite el uso de equipos de protección personal comerciales, ya que se reduce el riesgo de que los trabajadores se vean expuestos a altos valores de energía incidente.

4.5. Síntesis

En respuesta a la ocurrencia de fallas no detectables de alta impedancia en los sistemas de protección actuales, se ha desarrollado un sistema de protección que propone un nuevo indicador de desviación integral para realizar la detección de cualquier perturbación que pueda generar una señal de disparo, incluyendo fallas de alta impedancia.

La comparación realizada del sistema de protección tensorial contra la protección tradicional y del estado del arte permitió demostrar la mejora en la selectividad de las fallas de alta impedancia, con menores tiempos de detección y despeje de fallas de alta impedancia, tanto en sistemas de distribución, transmisión e industriales con comportamiento variable, donde los elementos de enlace pueden representarse por medio de parámetros concentrados.

Posterior a la clasificación de fallas, es posible enviar una orden de despeje con un tiempo de milisegundos. Esto tiene una aplicación de interés en la mitigación de la energía incidente para fallas de alta impedancia, ya que la corriente de arco es menor que la corriente de falla máxima. En consecuencia, el método de clasificación mitiga el riesgo al que se exponen los trabajadores incluso para las fallas de alta impedancia.

Si bien la protección sin ajustes y el sistema de protección tensorial permiten identificar fallas de alta impedancia tanto de característica lineal y no lineal; así también como la mitigación del riesgo de arco eléctrico, la diferencia fundamental entre ambos sistemas radica en la obtención y dependencia de la parametrización del modelo de la zona de protección. La protección sin ajustes requiere de la parametrización de un modelo preciso de la zona a respecto al tipo de carga (línea, transformador, etc); si la parametrización del modelo es errónea, la estimación refleja una desviación con el comportamiento de la tensión y corriente en la zona de protección y por lo tanto el residuo de la estimación dinámica de estado origina un disparo indeseado como se evidenció en los casos de estudio de este capítulo; por otra parte, el sistema de protección tensorial no impone dicha restricción, lo que conlleva a un proceso de menor complejidad y mayor confiabilidad en su implementación.

CAPÍTULO 5

IMPLEMENTACIÓN HARDWARE IN THE LOOP: Resultados experimentales

Este capítulo presenta la implementación experimental para realizar la prueba del sistema de protección propuesto en esta tesis. El objetivo de la plataforma experimental es crear un entorno de trabajo que permita evaluar cada una de las etapas del sistema de protección propuesto en un entorno de simulación de prototipado rápido, y demostrar que el sistema de protección propuesto logra un tiempo de despeje de milisegundos.

5. IMPLEMENTACIÓN HARDWARE IN THE LOOP: Resultados experimentales

El prototipado rápido permite fabricar muestras de equipos con el propósito de optimizar el diseño de los productos finales. Para el caso particular del sistema de protección que se propone en esta tesis, esta técnica permite replicar, en un gran porcentaje, las condiciones de operación que se tendrían en un sistema eléctrico real, en la protección real de una zona de protección.

El proceso que aquí se presenta ha sido implementado en la plataforma de prueba de protecciones del Laboratorio en Calidad de la Energía y Electrónica de Potencia LACEP y el Laboratorio en Automatización, Protección y Control de Sistemas Eléctricos LAPCASE, considerando otros trabajos que se han realizado en la protección de sistemas eléctricos y su implementación en tiempo real [75].

5.1. Objetivos de la prueba experimental

- Recrear condiciones de operación reales mediante la integración de hardware y software en la prueba del sistema de protección propuesto
- Recrear las condiciones típicas que conllevan a la falla de los esquemas de protección tradicionales
- Realizar un marco comparativo del sistema de protección propuesto contra un equipo comercial

5.2. Sistema bajo prueba

El sistema que permite realizar la prueba de prototipado rápido se presenta en la siguiente figura, donde se presentan los diferentes elementos de hardware y software utilizados para la integración *real time hardware in the Loop* (RT-HIL).

El sistema de protección tensorial, propuesto en esta tesis, se ha implementado en la plataforma para prototipado rápido del laboratorio LACEP y LAPCASE de la Universidad Nacional de Colombia, sede Manizales, tal como se muestra en la Figura. 56

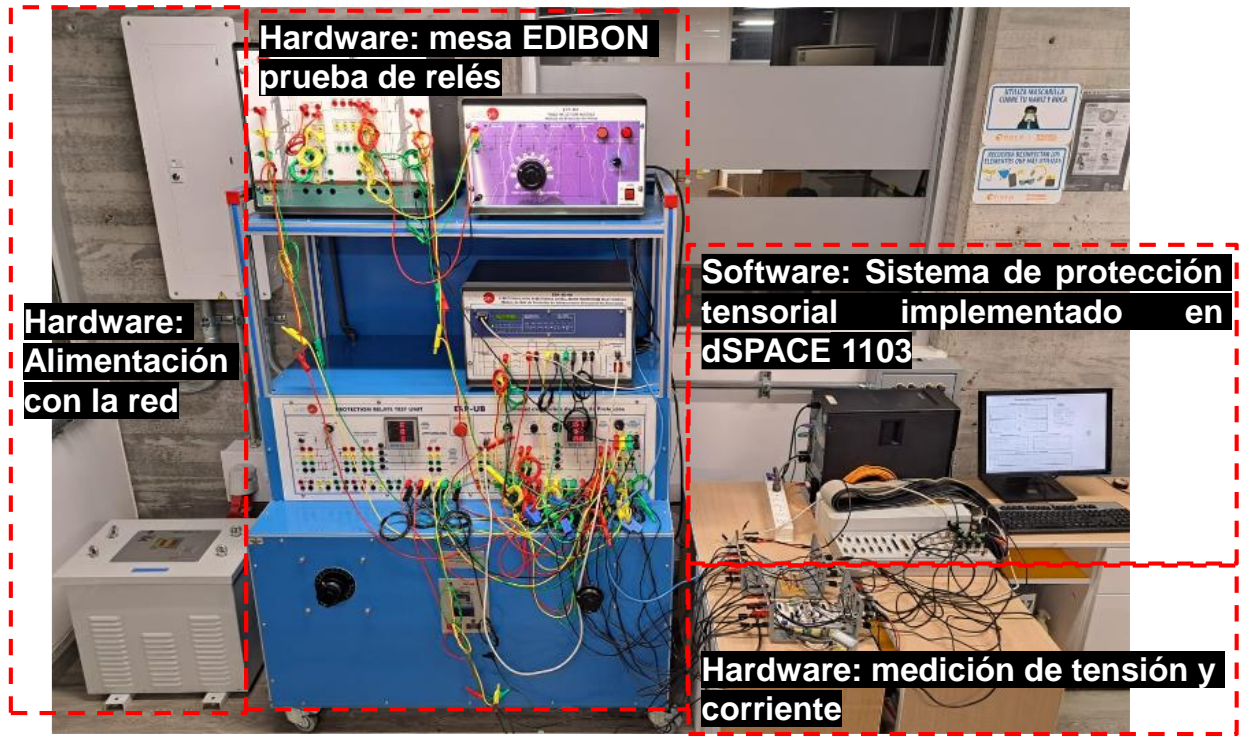


Figura. 56 Plataforma de prototipado rápido RT-HIL

La presente plataforma permite la validación del prototipado rápido del sistema de protección en un entorno RT-HIL, siguiendo el proceso que se muestra en la siguiente figura adaptada de [73].

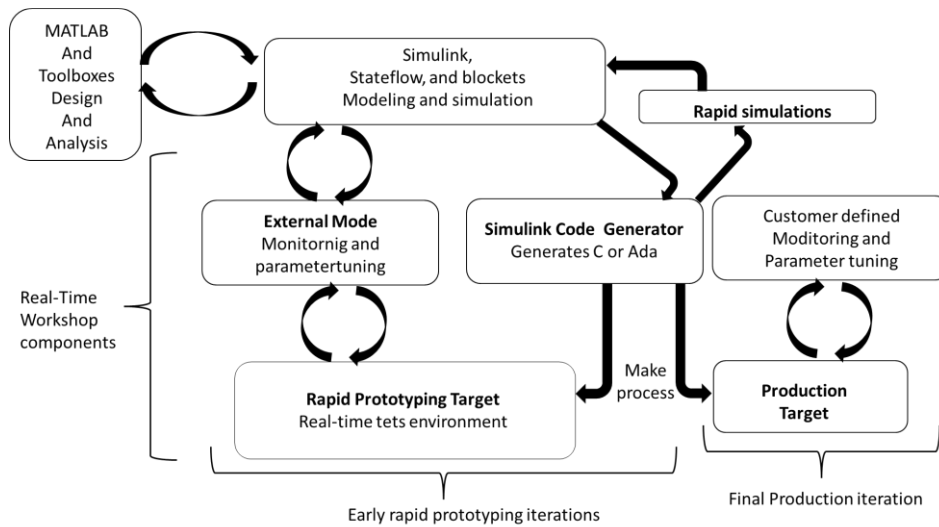


Figura. 57 Plataforma de prototipado rápido – adaptado de dSPACE [73]

A continuación, se describe cada uno de los módulos que integran esta plataforma de prueba.

5.2.1. Conexión a la red

El transformador de distribución que alimenta el edificio en el que se encuentra el laboratorio en el que se desarrollan los experimentos tiene una potencia nominal de 75 kVA, con relación de tensión 13.2/0.22 kV y su configuración es DYn5. La tensión de línea de la red de alimentación es de 220 V. Posterior a esto, un circuito exclusivo se deriva al Laboratorio en Automatización, Protección y Control de Sistemas Eléctricos LAPCASE, donde se conecta un transformador de 220 a 440 V para alimentación de la mesa EDIBON, de fabricación española.

5.2.2. Mesa Edibon de prueba de relés

La mesa Edibon ERP tiene como propósito permitir el ensayo de relés de protección con el propósito de realizar el estudio del funcionamiento de los relés de protección utilizados en subestaciones eléctricas reales. Para ello, esta mesa cuenta con diversos módulos como lo son:

- Módulo de medida, que cuenta con 6 transformadores de corriente con relación 50/5 A CI1 y 6 transformadores de tensión de relación 400/110V CI 1, que se presenta en la siguiente figura. Este módulo incluye el interruptor que se acciona para generar el despeje de fallas y una parada de emergencia.

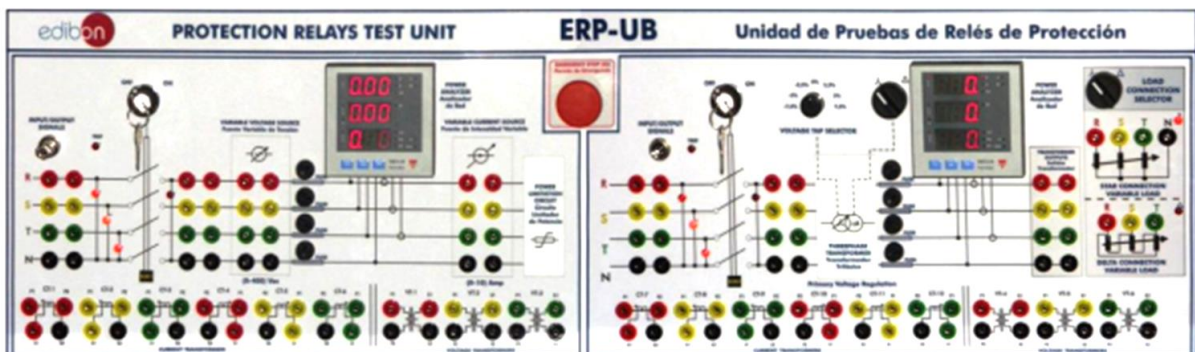


Figura. 58 Modulo de medida mesa EDIBON

- Módulo de línea de transmisión que permite variar la resistencia, inductancia y capacitancia de la línea, el cual se presenta en la siguiente figura.

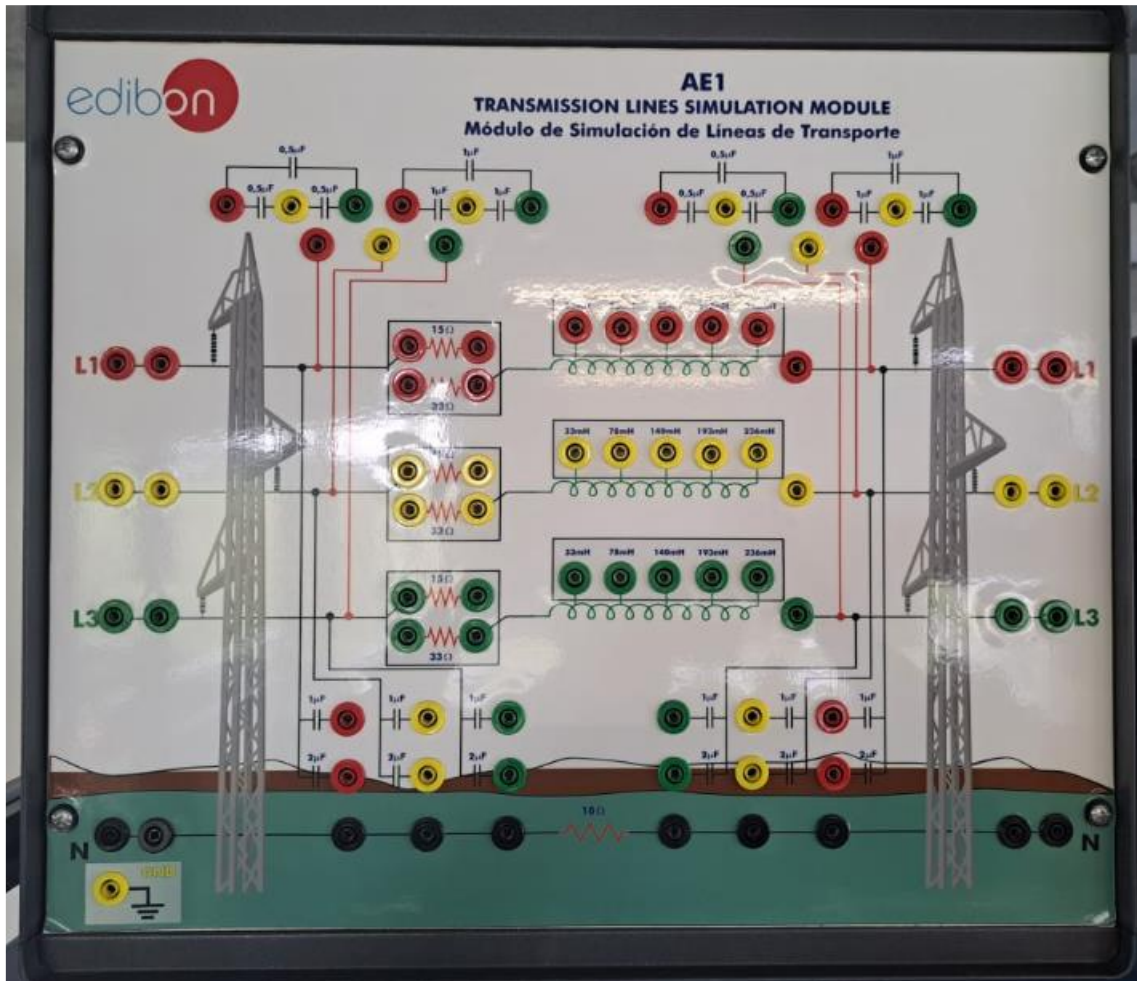


Figura. 59 Módulo de línea de transmisión EDIBON

- Módulo de fallas, que permite simular fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, con impedancias de falla desde 0 hasta 1000 Ω , el cual se presenta en la siguiente figura.



Figura. 60 Modulo de fallas EDIBON

- Módulo de protección, de marca SEL referencia 351A para la protección de alimentadores y su respectivo software de ajuste y coordinación ASCELERETOR QUICKSET. El modelo de protección SEL 351 A es utilizado en esta tesis como un marco de comparación con la respuesta del sistema de protección propuesto para impedancias de falla de hasta 100 Ω . Esta protección se presenta en la siguiente figura, adaptada de [74].



Figura. 61 Protección SEL 351A [74]

Para el presente caso de estudio, los ajustes del relé SEL 351A son los siguientes:

- Función de sobrecorriente 50/51: utiliza ajustes de $I_{PU}=1100$ Arms, $TDS=1$, $IT=4500$ Arms y tipo de curva IEEE normalmente inversa ($A=28.2$, $B=0.1217$ y $p=2$).
- Las funciones, 24, 27, 58, 81 y 87 han sido parametrizadas con los límites fijos que se listaron en el caso de estudio del apartado 4.1.

En el presente caso de estudio, el módulo de línea de transmisión es la zona a proteger.

5.2.3. Medición de tensión y corriente

Para poder llevar las señales de tensión y corriente a la tarjeta dSPACE, fue necesario la construcción de un módulo de acondicionamiento de señales, que permita asegurar una salida hacia los canales análogo/digital de la tarjeta dSPACE 1103 de máximo $\pm 10V$, con el propósito de evitar un daño de la tarjeta procesadora.

Para el acondicionamiento de las señales de corriente se dispone de sensores de efecto Hall. En este caso, los transductores son del tipo ACS714LLC-30A y se ajustan para lograr una relación de transformación de 15 A/10 V. En el caso de la tensión, se cuenta con divisores de tensión ajustados para lograr una relación de transformación 150 V / 10 V.

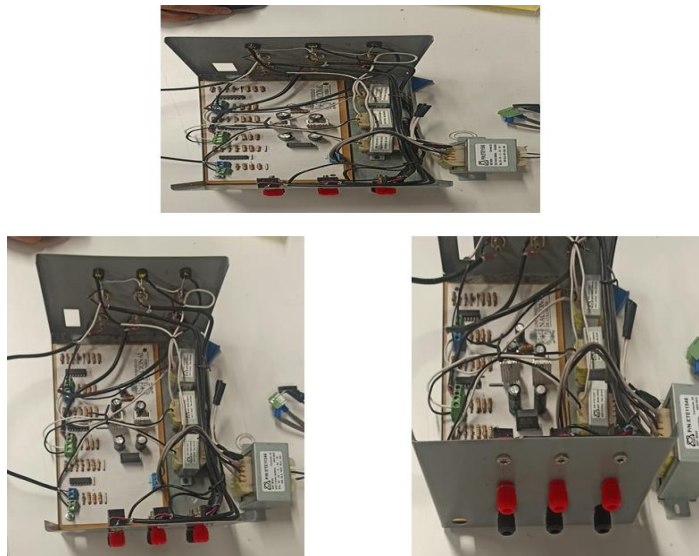


Figura. 62 Medición de tensión y corriente módulos hacia los ADC de la dSPACE 1103

5.2.4. Tarjeta de control dSPACE 1103

Se dispone de una tarjeta de control dSPACE 1103 [73] que alberga los algoritmos relacionados con el cálculo del sistema de protección tensorial, incluyendo el cálculo del

indicador DF_{id} la etapa de detección de transitorios y la clasificación de fallas. La tarjeta de control se muestra en la Figura. 63.



Figura. 63 Tarjeta de control DS1103 [73]

Las operaciones que pueden ser realizadas por la dSPACE 1103

- Tarjeta para uso en el computador, con conexión en la ranura ISA a PC
- Procesador principal PPC750GX 603e / 1 GHz
- Memoria interna para programación de aplicaciones de 32 MB SDRAM.
- Memoria global para almacenamiento de datos e intercambio de información con un Host de 96 MB SDRAM.
- Dispositivo esclavo Texas Instruments TMS320F240 DSP para adquirir 16 canales analógicas/digitales multiplexadas con rango de tensión de alimentación $\pm 10V$ (1 x 16 bit) con un tiempo de conversión de $1\mu s$, error offset de ± 5 mV, error de ganancia $\pm 0.25\%$. Esta tarjeta esclava tiene un procesador de 20 MHz.

5.3. Sistema de protección tensorial implementado en dSPACE 1103

A continuación, se describe el procedimiento para implementar el sistema de protección tensorial propuesto en esta tesis, en el entorno de prototipado rápido de la dSPACE 1103.

5.3.1. Matlab-Simulink

El entorno Simulink ha sido escogido debido a que permite “construir” la programación del sistema de protección tensorial en la tarjeta dSPACE 1103. Para el caso de la presente tesis, se ha utilizado la versión Matlab 2010.

Todos los esquemas algorítmicos se implementan en Simulink siguiendo la formulación matemática desarrollado en el capítulo 3. Se eligió para el cálculo de la componente ideal el método basado en el filtro de Kalman detallado en el anexo [Anexo B: Filtro de Kalman](#) con 64 muestras por ciclo y un número máximo de componentes de estimación de 5 (DC, 60 Hz, 120 Hz, 180 Hz y 240 Hz), teniendo en cuenta su seguimiento al cambio de la frecuencia en régimen estacionario y transitorio [54].

Las señales de corriente y tensión son adquiridas por el módulo de medición para acondicionar las señales a un nivel admisible para la dSPACE 1103. Posteriormente, las formas de onda trifásica de tensión y corriente en los extremos de la zona de protección (línea de transmisión) se computa el indicador DF_{id} por medio de la interfaz ControlDesk que computa el modelo que se presenta en la Figura. 64.

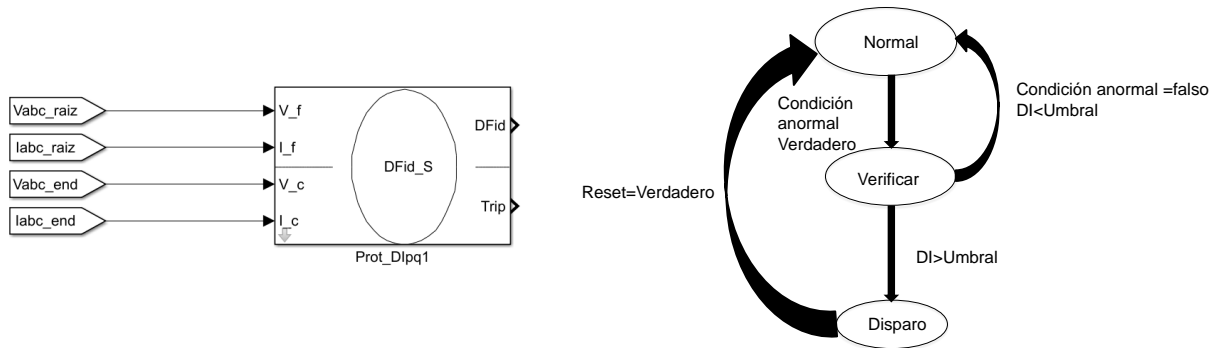


Figura. 64 Sistema de protección integral implementada en dSPACE 1103

5.3.2. ControlDesk

La tarjeta de control utilizada, dSPACE 1103, es compatible con Simulink, de tal forma que es posible desarrollar los algoritmos de cálculo del sistema de protección tensorial en Simulink, compilarlos en lenguaje C mediante la Real Time Workshop y volcar el código generado a la tarjeta dSPACE, que puede operar en tiempo real de forma autónoma.

Por su parte, la herramienta ControlDesk permite la supervisión y el control en tiempo real de las variables utilizadas en el entorno Simulink (todo esto en un entorno orientado a objetos)

Se ha limitado el disparo del interruptor en la plataforma dSPACE, con el propósito de adquirir el registro de la protección tensorial.

La visualización en la plataforma controldesk se presenta en la siguiente figura, donde es posible visualizar las tensiones, corrientes, índice DF_{id} , detección de transitorios y clasificación de fallas. En el cálculo del indicador DF_{id} se muestra en color amarillo el cálculo del indicador DF_{pq} , en magenta el indicador $DF_{\Delta P}$, y en verde el cálculo del indicador DF_{id} . Como se puede visualizar en esta figura, el indicador DF_{id} presenta un valor cercano a cero previo a la ocurrencia de la falla. En el instante de la falla, su valor aumenta y se mantiene constante, con algunas oscilaciones de ruido. Gracias al cambio del indicador DF_{id} , la etapa de detección de transitorios logra identificar el instante de tiempo en que el índice de detección supera al umbral adaptativo, como se muestra en la línea de color azul. Con este proceso, inicia la etapa de clasificación de fallas, cuyo resultado es enviar la orden de despeje a un interruptor, tal como se muestra en la línea de color azul claro.

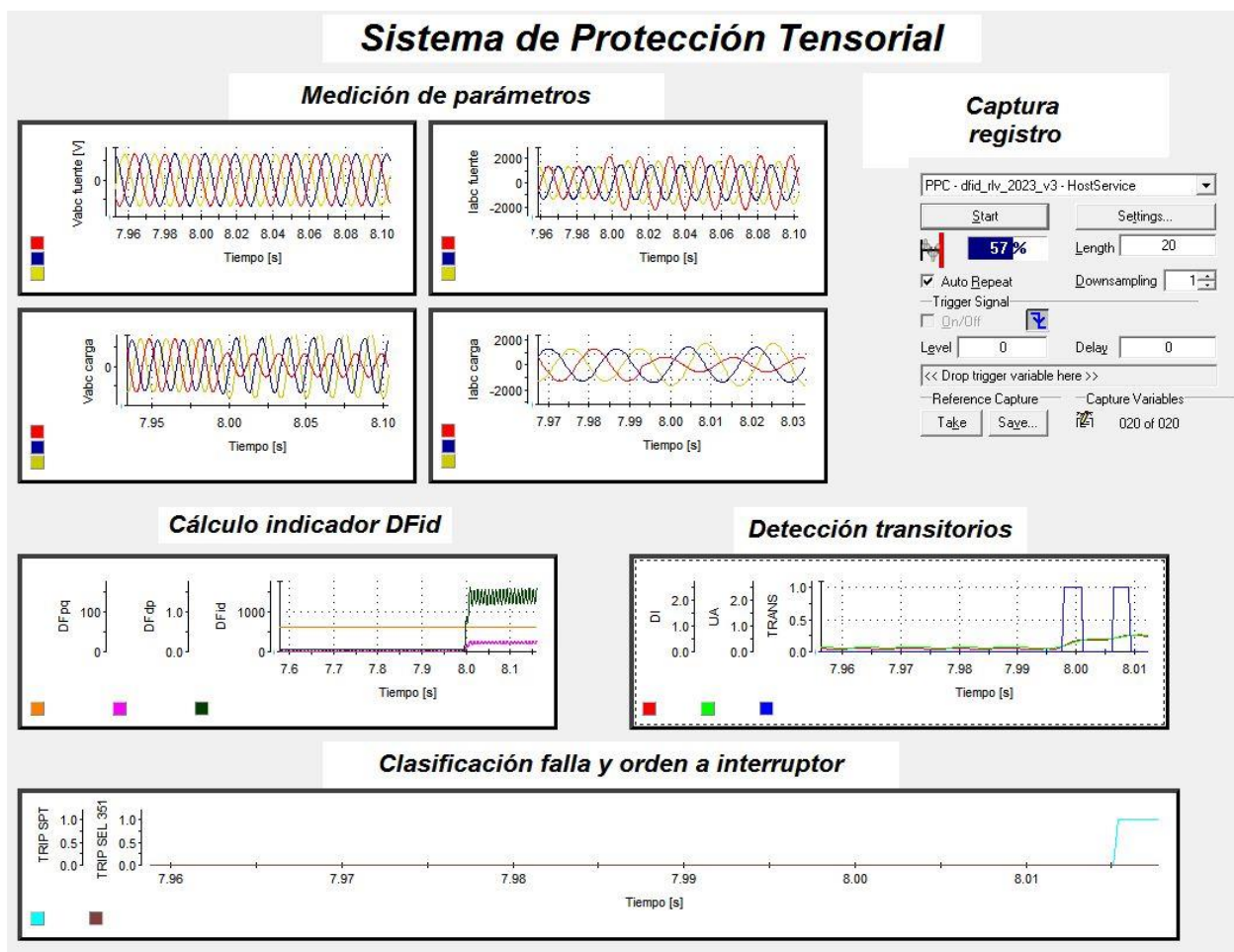


Figura. 65 Sistema de protección tensorial – visualización en controldesk

Con esta plataforma se realizaron una serie de pruebas en condiciones de fallas de alta impedancia. A manera de comparación, la interfaz gráfica permite ver la respuesta del sistema de protección propuesto, y un equipo comercial de referencia SEL 351A.

5.4. Proceso de validación

Como referencia para los resultados que aquí se presentan, se tiene que la corriente nominal que transfiere la mesa EDIBON hacia la carga es de $0.7 A_{rms}$, tensión nominal de $120 V_{rms}$ de línea y carga resistiva.

Los valores reflejados en la tarjeta procesadora de señales dSPACE 1103 y en la protección SEL 351A, han sido escalados para llegar a un valor de corriente nominal de $940 A_{rms}$, tensión nominal de $4160 V_{rms}$ de línea y corriente máxima de cortocircuito de $15 kA_{sym rms}$. Esto último, puesto que se desea computar la reducción de la energía incidente en un circuito de estas características, que hace parte de los ejemplos planteados en la IEEE 1584 del año 2018 [30].

Utilizando el banco de prueba se han recreado fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas con variación de la impedancia desde 0Ω hasta 1000Ω .

5.4.1. Ejemplo de validación #1 $Z_f=0\Omega$

Inicialmente, se presenta el resultado de una falla trifásica de 0Ω a los 0.88 segundos. Para esta falla, la respuesta de la protección SEL logra un despeje en 0.895 segundos, 15 milisegundos posterior al inicio de la falla. Por otra parte, el sistema de protección tensorial logra la detección de la falla a los 0.9 segundos, 20 milisegundos posterior al inicio de la falla. De esta figura puede apreciarse el despeje de la falla 3 ciclos posterior a la detección de la protección SEL a los 0.945 segundos.

Para este caso, se obtiene la respuesta del sistema de protección tradicional como se espera de la función instantánea de cortocircuito, debido a que se presentó una magnitud de corriente de $8500 A_{rms}$.

Sistema de Protección Tensorial

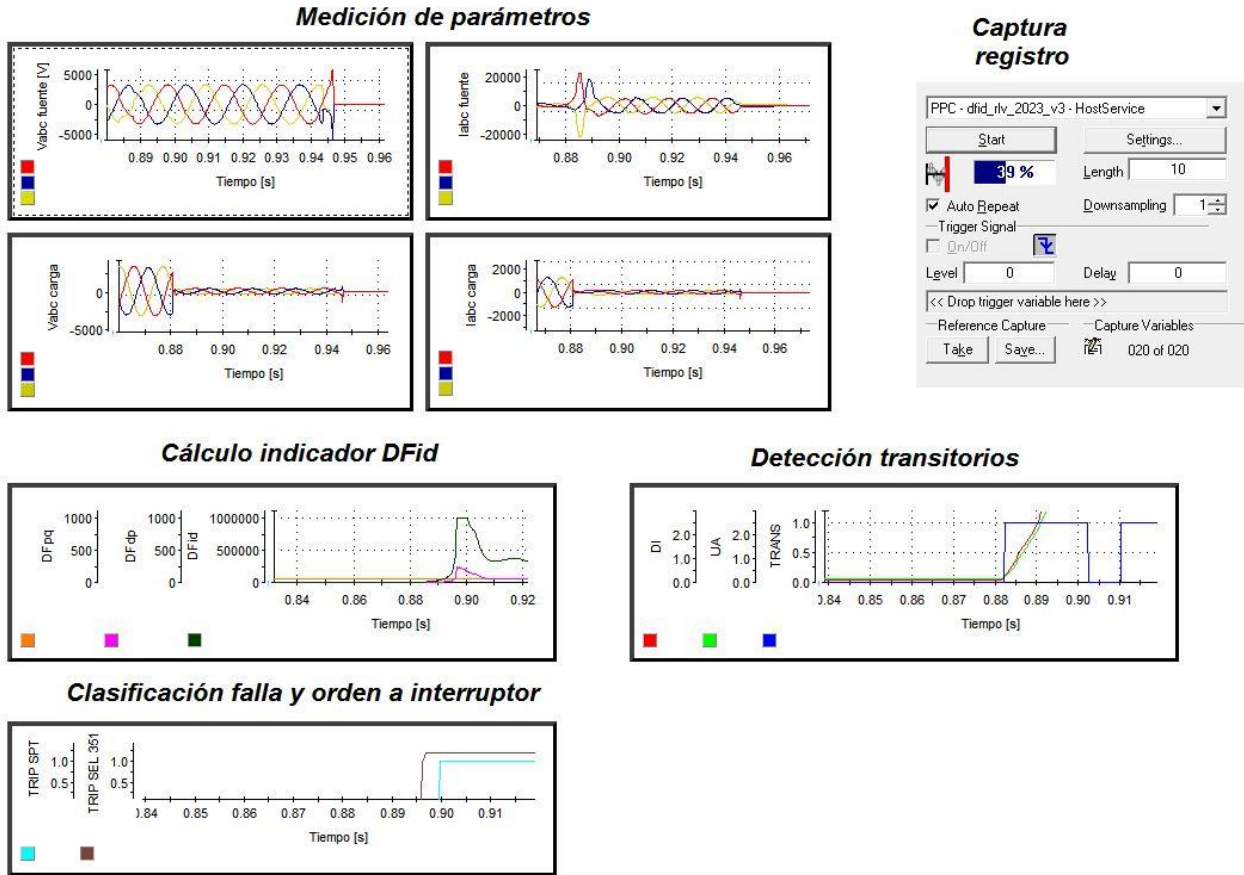


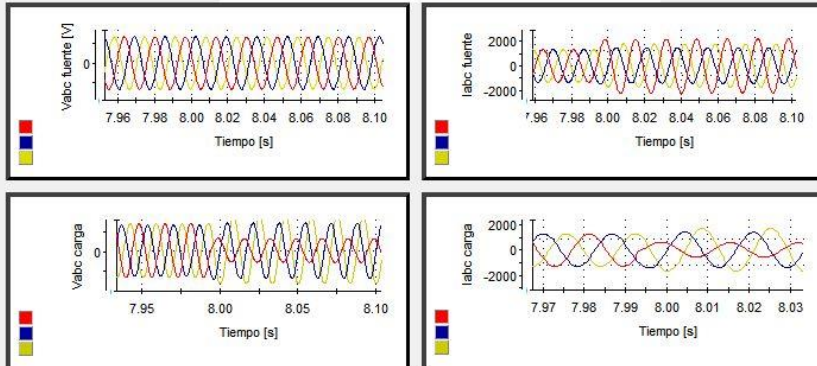
Figura. 66 Falla trifásica con impedancia de falla 0 Ω

5.4.2. Ejemplo de validación #2 $Z_f=150\Omega$

La Figura. 67 presenta el resultado de una falla monofásica de 151 Ω en la fase **a** en el instante 7.99 s y la respuesta del sistema de protección tensorial y del relé SEL 351A. En este caso particular, la protección SEL no detecta esta falla, y, por lo tanto, la misma no sería despejada.

Sistema de Protección Tensorial

Medición de parámetros



Captura registro

PPC - did_rlv_2023_v3 - HostService

Start Settings...

57% Length 20

Auto Repeat Downsampling 1

Trigger Signal On/Off

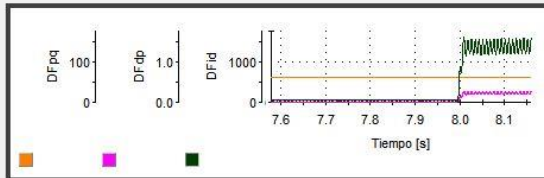
Level 0 Delay 0

<< Drop trigger variable here >>

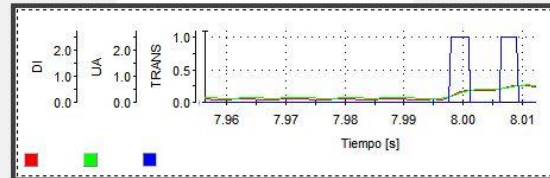
Reference Capture Capture Variables

Take Save... 020 of 020

Cálculo indicador DFid



Detección transitorios



Clasificación falla y orden a interruptor



Figura. 67 Falla monofásica con impedancia de falla 150 Ω

Los resultados obtenidos se presentan de forma detallada a continuación:

Las tensiones y corrientes medidas en los extremos de la zona de protección conectados a la entrada y a la salida se presentan en la siguiente figura. De esta figura es posible visualizar como la corriente de falla aumenta a un valor de 1421 A_{rms}. Si bien esta corriente es mayor a la pick up, solo tendría una respuesta por parte de la función inversa, demorando su respuesta en el intervalo de segundos. La tensión y frecuencia para esta falla desde los nodos de la entrada permanecen en intervalos nominales.

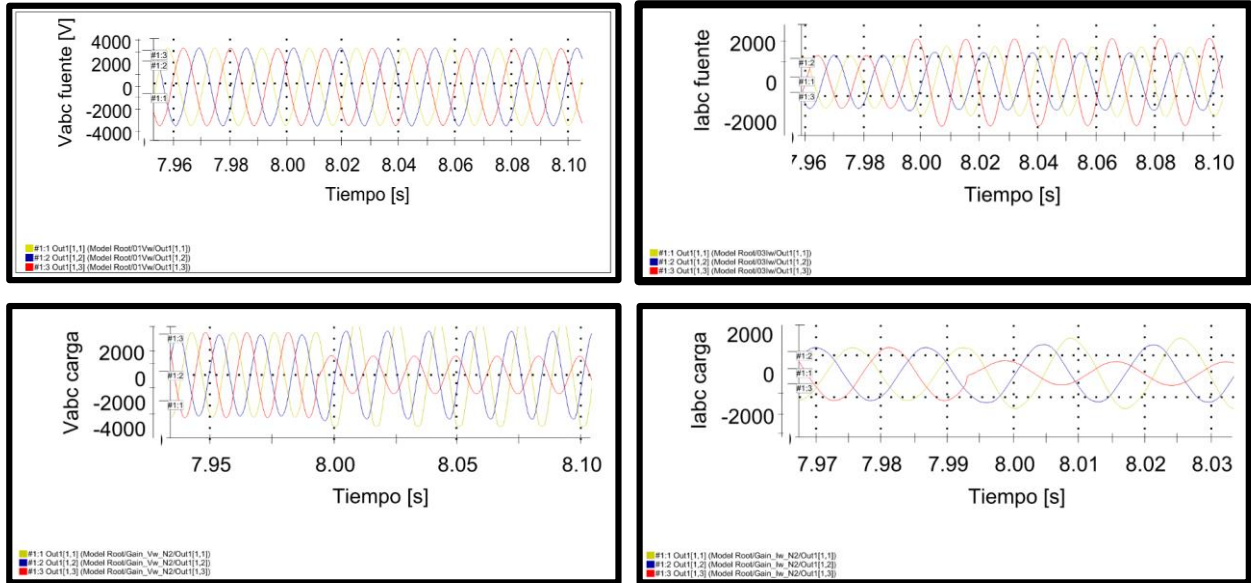


Figura. 68 Falla monofásica $Z_f 150 \Omega$ - tensiones y corrientes

Por otra parte, el sistema de protección tensorial realiza el cálculo del indicador DF_{id} , tal como se presenta en la siguiente figura. Pevio al instante de la falla se presenta una desviación de la forma de onda, la cual puede deberse a errores de medida o la presencia de una componente inductiva de la línea. Sin embargo, la diferencia de la potencia activa en la zona de protección es cero. En el momento de la falla, la diferencia en la potencia activa incrementa, permitiendo al indicador DF_{id} cambiar a un valor pico de 1500.

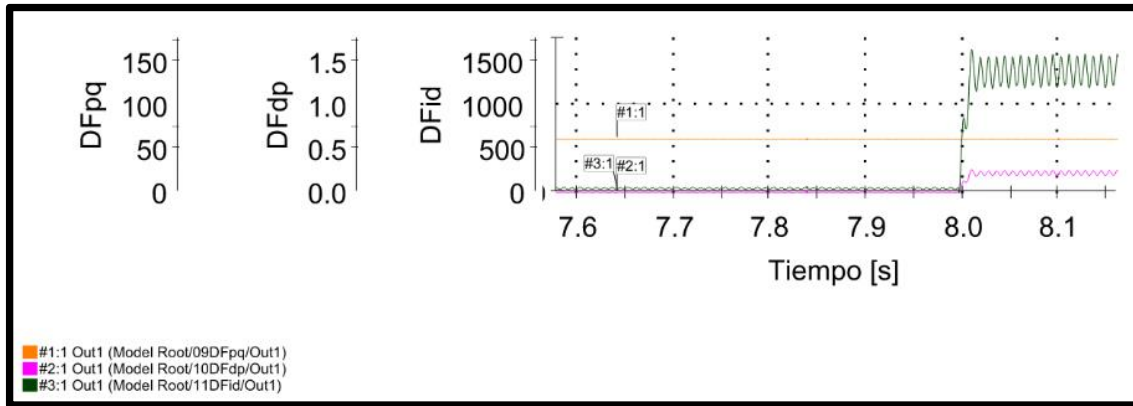


Figura. 69 Falla monofásica $Z_f 150 \Omega$ - cálculo del indicador DF_{id}

Con el cambio del indicador DF_{id} , la detección del transitorio se realiza como se explicó en el capítulo 3, donde se puede apreciar que el índice de detección supera al umbral adaptativo en el instante 8 s, 10 ms después del inicio de la falla.

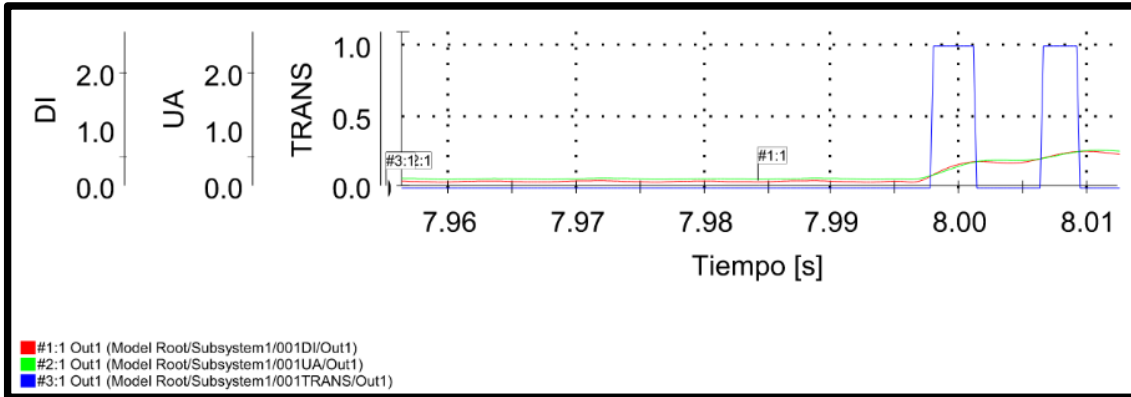


Figura. 70 Falla monofásica Zf 150 Ω - Detección de transitorios

Con la detección del cambio transitorio, se procede a realizar la prueba chi cuadrado para validar si la variación corresponde a una condición de falla a ser despejada. Tal como se presenta en la siguiente figura, el sistema de protección tensorial detecta la falla en el instante 8.015 s, 15 ms después del inicio de la falla. En contraste, ninguna de las funciones del relé SEL 351 A detecta la falla.

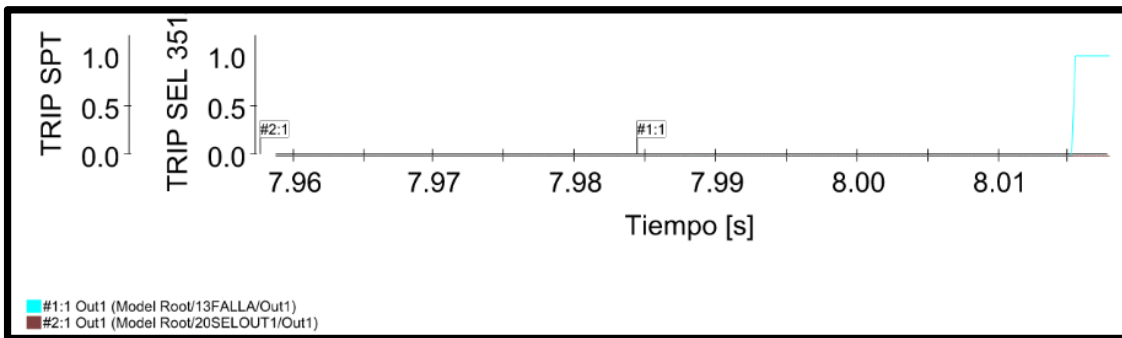


Figura. 71 Falla monofásica Zf 150 Ω - Clasificación de falla y orden de despeje

Teniendo en consideración que el sistema de protección tradicional falla en detectar fallas de alta impedancia, se realiza la comparación con el sistema de protección tradicional únicamente con fallas de baja impedancia, de hasta 100 Ω. Para fallas de mayor impedancia se realiza únicamente la validación de la respuesta del sistema de protección tensorial propuesto en esta tesis.

5.4.3. Ejemplo de validación # 3 – $Z_f \leq 100\Omega$

Para este ejemplo de validación se realizaron 32 pruebas, variaciones en la impedancia de falla de 0 a 100 Ω y tipo de falla. Estas variaciones han permitido ver la respuesta del sistema de protección tradicional (SEL 851) y tensorial (SPT).

Los resultados detallados para estas variaciones se listan en el Anexo E Resultados complementarios de la tesis

Los resultados resumidos de esta comparación se listan en la Tabla. XIII, donde se presenta para cada sistema de protección bajo prueba la tasa de detección, el número de falsos disparos, el número de detecciones erróneas, el retraso promedio en detección y la desviación estándar.

Tabla. XIII Resumen de escenarios de prueba de baja impedancia

	Método de protección	
	SEL 787	SPT
Tasa de detección [%]	25	100
# Falsos disparos	0	0
# Detecciones erróneas	24	0
Retraso promedio [ms]	281.76	19.52
Desviación estándar [ms]	147.94	4.83

De los resultados obtenidos, puede identificarse como el sistema de protección tradicional solo alcanza a operar para fallas trifásicas, de impedancia cero, o para aquellas en que es factible una detección por parte de la función de sobrecorriente inversa. Para fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra fallaría en detectar incluso, fallas de impedancia cero, esto último, debido a las bajas magnitudes de corriente que se alcanzaron (3650 A_{rms})

El sistema de protección tensorial detectó un 100% de las fallas de baja impedancia de este caso de estudio, teniendo un tiempo promedio de orden de despeje de 20.12 ms con una desviación estándar de 4.83 ms. Estos resultados son consistentes con los obtenidos en el ejemplo expuesto en el capítulo 3 y capítulo 4.

5.4.4. Ejemplo de validación # 4 – $Z_f > 100\Omega$

Siguiendo este procedimiento para diferentes impedancias mayores a 100 Ω y tipos de falla, se llega a los resultados que se listan en la Tabla. XIV. En este caso de estudio no se realiza la comparación con el sistema de protección tradicional, dado que el mismo no posee una función adecuada para la detección de fallas de alta impedancia.

Tabla. XIV Resumen de escenarios de prueba de alta impedancia

	Método de protección SPT
Tasa de detección [%]	94
# Falsos disparos	0
# Detecciones erróneas	2
Retraso promedio [ms]	20.21
Desviación estándar [ms]	2.88

El sistema de protección tensorial detecto un 94% de las fallas de alta impedancia aquí simuladas, teniendo un tiempo promedio de orden de despeje de 20.40 ms con una desviación estándar de 2.88 ms. Estos resultados son consistentes con los obtenidos en el ejemplo expuesto en el capítulo 3 y capítulo 4.

5.4.5. Ejemplo de validación # 5 – Mitigación cal/cm²

Por último, si se tratase de un equipo con valores nominales de tensión de línea 4.16 kV y corriente de cortocircuito 15 kA_{sym rms} y tiempo de despeje 60 ms (considerando el tiempo de apertura del interruptor), se tendría un valor máximo de energía incidente de 3.7 cal/cm², permitiendo utilizar equipos de protección clase 1. En contraste, estos valores son utilizados en el ejemplo de cálculo de la IEEE 1584 del año 2018 con un tiempo de despeje de 197 ms llegando a un valor de energía incidente de 12.15 cal/cm².

En comparación, se tiene que el sistema de protección propuesto logra una reducción del 70 % de la energía incidente y por tanto una mejora en la protección de las personas expuestas al riesgo de arco eléctrico.

5.5. Síntesis

El presente capítulo ilustra una prueba de prototipado rápido en un entorno Real-Time Hardware in The Loop, con la implementación del sistema de protección tensorial propuesto.

De este capítulo se puede destacar la posibilidad de realizar el cálculo del indicador DF_{id} en un entorno de prototipado rápido, y, por ende, la posibilidad de escalar el sistema de protección propuesto a un prototipo a nivel comercial; dado que este cálculo es la piedra angular para realizar la detección, clasificación y despeje de las fallas no detectables de alta impedancia. En la mayoría de los casos, el indicador DF_{id} reflejó condiciones atípicas que podrían verse ocultas en una función de protección convencional, tal como se logró visualizar de la respuesta de la función SEL 351A que solo era capaz de detectar fallas de baja impedancia, de característica trifásica.

Este capítulo demuestra la posibilidad de implementar en tiempo real el sistema de protección tensorial, lo cual permitiría dar una orden de despeje a un interruptor para mitigar el riesgo de arco eléctrico tal como se demostró al final del caso de estudio.

CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Una vez realizada la presentación del sistema de protección tensorial en los casos de estudio en simulación en el dominio del tiempo, y su comparación con sistemas de protección tradicionales y del estado del arte, se ha cumplido el objetivo de esta tesis. Una vez presentados todos los elementos que constituyen esta investigación se concluye el documento y se discuten los resultados, así como los aportes más significativos de esta tesis.

En este capítulo se resumen las conclusiones a las que se ha llegado y cuáles serán los futuros trabajos por desarrollar para dar continuidad a la línea de investigación en protección de sistemas eléctricos, detección de fallas no detectables y mitigación del riesgo eléctrico.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

6.1. Conclusiones generales

Nuevo sistema de protección

En esta tesis se ha desarrollado el nuevo **sistema de protección tensorial**, que ofrece una mejora significativa en la selectividad y confiabilidad ante fallas de alta impedancia de hasta 1 k Ω , mejorando en más de un 40% la selectividad respecto a los sistemas de protección tradicional y del estado del arte, prescindiendo del proceso de coordinación. Además, el sistema de protección desarrollado logra la mitigación del riesgo de arco eléctrico mediante tiempos de despeje en intervalos de 70 milisegundos, considerando 50 ms del interruptor.

Esta conclusión esta soportada en los siguientes puntos:

- El sistema de protección tensorial ha sido desarrollado a partir de un proceso de formulación matemática, en el cual se ha logrado la concepción de un único indicador de la desviación global en la zona de protección a una condición ideal de referencia; lo cual, conlleva a la versatilidad de aplicación del sistema de protección tensorial en diferentes elementos que pueden hacer parte de una zona de protección. Este enfoque permite evitar el proceso de selección de funciones de protección y su posterior coordinación, tal como se realiza actualmente para los sistemas de protección tradicional y de las nuevas tendencias de coordinación de teoría de grafos y con algoritmos de optimización. Adicionalmente, el sistema de protección tensorial que se ha desarrollado en esta tesis no requiere de la parametrización de un modelo propio de los equipos que constituyen la zona a proteger, a diferencia del sistema de protección del estado del arte que impone un proceso de modelamiento complejo, que limita su aplicación a los equipos que han sido cubiertos por estas investigaciones y que tiene como riesgo un error humano en la parametrización y dejar abierta la posibilidad a un ataque cibernético.
- El sistema de protección tensorial ha sido puesto a prueba en diversos casos de estudio y la comparación de resultados con sistemas de protección tradicionales, de nuevas tendencias y del estado del arte. La mejora en la selectividad y confiabilidad del sistema de protección tensorial está fundamentada en la formulación matemática que se presentó en el capítulo 3, simulación y casos de estudio del capítulo 4 y su implementación en un entorno

de prototipado rápido en el capítulo 5; realizando pruebas de alta impedancia monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, de característica lineal y no lineal, de hasta 1000 Ω .

- En los capítulos 3 a 5, el sistema de protección tensorial propuesto logro una tasa de detección de las fallas de alta impedancia en un 99.9% para los casos simulados y del 94% para los casos experimentales. Comparativamente, los sistemas tradicionales y del estado del arte detectaron solamente un 55% de casos simulados. El aumento en la sensibilidad del sistema de protección tensorial se traduce en una mayor confiabilidad, ya que se reduce la probabilidad de que una falla de alta impedancia no sea detectada.
- De los casos de estudio en simulación y a nivel experimental, fue posible determinar que el sistema de protección tensorial desarrollado tiene un retardo promedio de 20 ms para enviar una orden de disparo a un interruptor. A partir de la detección y despeje de fallas de alta impedancia de hasta 1000 Ω en intervalos de milisegundos, el sistema de protección desarrollado reduce la energía incidente en la zona a proteger. Por lo tanto, permite el uso de equipos de protección personal comerciales. Este resultado representa una contribución significativa para la mitigación del riesgo de arco eléctrico, el cual se ha planteado como una necesidad desde la concepción del sistema de protección propuesto; marcando un cambio en el paradigma de la mitigación del riesgo eléctrico, el cual actualmente se considera como un proceso complementario a la protección de los sistemas eléctricos, permitiendo tiempos de despeje inadmisibles para una condición de trabajo en presencia de la electricidad.

6.2. Conclusiones específicas

Nuevo indicador de protección

En la concepción del sistema de protección tensorial, se formuló el nuevo indicador DF_{id} que brinda una medida de la desviación de la calidad de la potencia y una diferencia en el consumo de potencia activa en la zona que se protege. El indicador es más preciso y confiable que los indicadores tradicionales y del estado del arte al permitir mejorar la confiabilidad y selectividad de fallas de alta impedancia en más de un 40%. El indicador desarrollado tiene las siguientes ventajas que se demostraron en los capítulos 3, 4 y 5:

- El indicador DF_{id} se construye a partir de un análisis de la calidad de la potencia eléctrica en la zona que se protege. Esta construcción conlleva a evitar la

- selección y coordinación de funciones de protección, así también como no requerir de la parametrización de un modelo propio de la zona a proteger.
- El indicador DF_{id} tiene un valor cero para condiciones de operación normal y para fallas o perturbaciones por fuera de la zona que se protege.
 - En el momento de una falla en la zona de protección, de hasta 1 k Ω , el indicador DF_{id} presenta un aumento que se sostiene en la duración de la falla.
 - El indicador DF_{id} refleja una medida cuantitativa de la desviación de la zona de protección a su comportamiento ideal, lo cual permite iniciar un proceso de detección y clasificación de fallas.
 - El indicador DF_{id} , permite realizar la detección de fallas de alta impedancia en la zona de protección, independiente de su causa, de forma rápida sin generar una clasificación errónea, considerando la presencia de cargas de consumo no lineal.
 - Comparativamente, se demostró como los sistemas de protección tradicionales y del estado del arte, y por ende los indicadores y parámetros con los cuales determinan una condición de falla, permitieron fallas no detectables y falsos disparos para las mismas condiciones de prueba.

Mejorar la selectividad de las fallas de alta impedancia

En esta tesis se logró simplificar la detección y clasificación de fallas de alta impedancia, a partir de la evaluación del cambio en el indicador DF_{id} y una validación estadística de su magnitud. Los procesos implementados de detección y clasificación de fallas del sistema de protección tensorial proporcionan una mejora significativa en la sensibilidad y confiabilidad de los sistemas de protección respecto a los sistemas tradicionales y del estado del arte por las siguientes razones:

- El proceso de detección se realiza a partir de la evaluación del cambio en el indicador DF_{id} por medio de un índice de detección y un umbral adaptativo. Al realizar la detección de transitorios sobre un único indicador, se evita la selección de múltiples funciones de protección y su posterior parametrización, lo cual constituye una ventaja sobre los sistemas de protección tradicionales.
- Dado que el indicador DF_{id} representa en una única variable la desviación global de una condición de referencia en la zona que protege, se evita la complejidad actual de la implementación del sistema de protección sin ajustes que requiere de un modelo detallado de la zona a proteger, y, por tanto, de múltiples variables a estimar.
- En esta tesis, el proceso de clasificación de fallas se reduce a la validación estadística de la variación del indicador DF_{id} . Esta validación se sustenta en el proceso de estimación mediante el filtro de Kalman. Este enfoque logra

mejorar la clasificación de las fallas de alta impedancia en más de un 40% respecto a los sistemas de protección tradicional y del estado del arte. Adicionalmente, el sistema de protección tensorial tiene una mayor tolerancia a la presencia de cargas de consumo variable y comportamiento no lineal, como lo son los hornos de arco eléctrico, sin sacrificar la tasa de detección de fallas de alta impedancia ni la confiabilidad para evitar falsos disparos como ocurrió en los sistemas de protección tradicional y del estado del arte.

- El sistema de protección tensorial logro una tasa de despeje de 99.9% para los casos simulados y del 94% para los casos experimentales; esta tasa de detección tiene un retardo promedio de 20 ms para enviar una orden de disparo a un interruptor. Comparativamente, el sistema de protección tradicional y del estado del arte lograron una tasa de detección de 55% para los casos simulados.

Mitigación del riesgo de arco eléctrico

El sistema de protección tensorial desarrollado en esta tesis logra la mitigación de la energía incidente en la zona que protege, a partir de la detección, clasificación y orden de despeje de fallas de alta impedancia. De los casos de estudio en simulación y a nivel experimental, fue posible determinar que el sistema de protección tensorial proporciona un retardo promedio en la detección de 20 ms para enviar una orden de disparo a un interruptor. Considerando un tiempo de apertura del interruptor de 3 ciclos (50 milisegundos a 60 Hz) se tiene un tiempo de despeje que varía entre 60 y 70 ms. Estos tiempos de apertura permiten la reducción de la energía incidente en las zonas de protección analizadas llegando a 8 cal/cm², lo cual, puede ser tolerado por equipos comerciales de categoría II. Comparativamente, para estos casos de estudio los métodos de protección tradicional permiten valores de energía incidente de hasta 63 cal/cm², permitiendo condiciones de alto riesgo para los trabajadores.

En consecuencia, el sistema de protección tensorial permite la mitigación de la energía incidente que puede derivarse de un evento de arco eléctrico al detectar y clasificar correctamente fallas en un intervalo de milisegundos, incluso para fallas de alta impedancia.

Es de destacar, que menores valores de energía incidente pueden ser alcanzados si se trabaja en el desarrollo de interruptores que puedan abrirse en un tiempo menor a 50 milisegundos.

6.3. Perspectivas de trabajo futuro

Análisis y control de sistemas eléctricos

Se vislumbra la posibilidad de utilizar la formulación tensorial de la potencia y el indicador DF_{id} en la identificación de la causa de fallas, que permita realizar el diagnóstico en tiempo real para la localización y estimación de la impedancia de falla. En adición, se han identificado magnitudes elevadas del indicador DF_{id} ante condiciones de falla de cortocircuito y en menor medida para fallas temporales de sobretensión y frecuencia. Esto brinda la oportunidad de tener un control cuantitativo desde la percepción de mapas de riesgo de los sistemas eléctricos.

Mitigación de riesgos eléctricos

El procedimiento presentado en esta tesis se enfocó en la protección de sistemas trifásicos de distribución, transmisión e industriales que pueden representarse mediante parámetros concentrados, debido al interés de evaluar la mitigación del arco eléctrico, el cual se evalúa para sistemas trifásicos desde la norma IEEE 1584 del año 2018 y la NFPA 70E. Una evaluación en sistemas monofásicos y bifásicos de baja tensión se propone para futuros trabajos, junto a la evaluación de otros riesgos eléctricos que pueden presentarse en estos sistemas, tal como contactos directos e indirectos. Así también, se evalúa la exploración del sistema de protección en líneas de transmisión de característica media y larga, donde se pueda presentar una desviación de la potencia activa entre los terminales conectados a la entrada y a la salida.

Análisis de transformadores de medida

Tal como se presentó en el capítulo 3, el sistema de protección tensorial no cambia la forma en que son seleccionados los equipos de medida y para el caso de esta tesis se consideró que no se presentó el fenómeno de saturación. Sin embargo, dado que este fenómeno suele afectar a los equipos de protección, se plantea el estudio del efecto de la saturación en la medida a los resultados del sistema de protección tensorial; así también, como el uso de la formulación tensorial de la potencia para detectar esta condición en la medida y dar señales de alarma que indiquen la necesidad de cambiar los equipos de medida.

De protección sin ajustes a protección sin sensores

Es importante aclarar que las condiciones ideales de la zona de protección incluyen la tensión, la corriente y la potencia activa consumida en la zona de protección. En este sentido, el sistema de protección tensorial no ha sido concebida para reemplazar las funciones que miden parámetros térmicos, de velocidad, gases, entre otros. Dicha transición no hace parte del alcance de esta investigación. Sin embargo, se vislumbra en

trabajo futuros, consideraciones sobre una posible clasificación de fallas sin sensores de parámetros químicos o mecánicos, donde se encuentre una correlación entre estos parámetros y cambios en el indicador DF_{id} .

6.4. Discusión académica

Los resultados que en esta tesis se presentan, hacen parte de las investigaciones que se han publicado en el desarrollo de este doctorado, e incluyen:

Congresos internacionales

- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfán, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2022, October). Steelmaking Line Protection Legacy Functions and New Horizons. In 2022 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS) 2022.
- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2021, October). Integral Protection Methodology for Steel Manufacturer Users. In 2021 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS) (pp. 1-9). IEEE.
- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2019). Adaptive protection coordination for steel manufacturers users. In 2019 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (pp. 1-7). IEEE.
- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2018, September). Protection coordination in steel manufacturers. In 2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS) (pp. 1-6). IEEE.
- Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Arias-Guzman, S. (2017, October). Electric arc furnaces influence in power systems area. In 2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (pp. 1-6). IEEE.
- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2017, May). Waveform characteristics assessment by the operation of protective devices. In 2017 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA) (pp. 1-6). IEEE.
- Cano-Plata, E. A., Tacca, H. E., Ustariz-Farfan, A. J., Ruiz-Guzman, O. A., Arias-Guzman, S., & Vallejos-Rodriguez, J. A. (2016, October). Load transients assessment. In 2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP) (pp. 424-430). IEEE.

Revistas

- S. Arias-Guzman, A. J. Ustariz-Farfan and E. A. Cano-Plata, "Integral Protection of Electrical Systems a Power Quality Approach," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 5, pp. 5842-5852, Sept.-Oct. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3283496.
- S. Arias-Guzman, A. J. Ustariz-Farfan and E. A. Cano-Plata, "Integral Protection Methodology to Mitigate Incident Energy," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 1, pp. 684-693, Jan.-Feb. 2023, doi: 10.1109/TIA.2022.3205278.
- Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Arias-Guzman, S. (2020). Adaptive commissioning methodology for arc-flash mitigation in steel making users. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 57(1), 1129-1137.
- Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfán, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2019). Overcurrent protection in electric arc furnaces. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55(6), 6652-6659.

- Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Arias-Guzman, S. (2019). Identification of protection coordination break points: A power quality approach. IEEE Industry Applications Magazine, 25(5), 68-82.

Libro

Cano Plata Eduardo, Ustariz Farfán Armando, Arias Guzmán Santiago (2020), "Protección de sobrecorriente del sistema de distribución con aplicación al cálculo de la energía incidente", Facultad de Ingeniería y Arquitectura Departamento de Ingeniería Electrónica sede Manizales, primera edición, Editorial UNAL.

REFERENCIAS

- [1]. Blackburn, J. L., & Domin, T. J. (2015). "Protective relaying: principles and applications". CRC press.
- [2]. "IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations - Redline," in IEEE Std C37.2-2008 (Revision of IEEE Std C37.2-1996) - Redline , vol., no., pp.1-62, 3 Oct. 2008.
- [3]. C. Russell Mason, (1956) "The art and science of protective relays", General Electric Series.
- [4]. IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)," in IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book], vol., no., pp.1-710, Dec. 17 2001.
- [5]. W. E. Harrington. Magnetic circuit breaker. No. 585,030. Patented June 22,1897. 176%. Inventor. Attorney. (no model.) 2 sheets-sheet 2. W. E. Harrington. Magnetic circuit breaker. No. 585,030. Patented June 22, 1897.
- [6]. Protection System Misoperation Task Force, "Misoperations report," NERC Planning Committee, Atlanta, GA, USA, 2014.
- [7]. J. De La Ree, Yilu Liu, L. Mili, A. G. Phadke and L. DaSilva, "Catastrophic Failures in Power Systems: Causes, Analyses, and Countermeasures," in Proceedings of the IEEE, vol. 93, no. 5, pp. 956-964, May 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.847246.
- [8]. NFPA70E, "Standard for electrical safety in the workplace", Edition 2015.
- [9]. OSHA Occupational Safety and Health Administration, "Fatality Inspection Data Work-related fatalities for cases inspected by federal or state OSHA," Disponible en línea en: <https://www.osha.gov/fatalities>
- [10]. BLS U.S. Bureau of Labor Statistics, "News Release National Census of Fatal Occupational Injuries in 2018," pp. 1-9, 2018, disponible en línea en: <https://www.bls.gov/news.release/pdf/cfoi.pdf>
- [11]. H. R. Woodrow, D. W. Roper, O. C. Traver and P. MacGahan, "Transmission Line Relay Protection," AIEE Trans. American Institute of Electrical Engineers, vol. XXXVIII, no. 1, pp. 795-826, Jan. 1919.
- [12]. E. A. Hester, O. C. Traver, R. N. Conwell and L. N. Crichton, "Transmission Line Relay Protection-II," in Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, vol. XLI, pp. 670-702, Jan. 1922.
- [13]. W. W. Edson, "Transmission System Relay Protection-III," AIEE Trans. of the American Institute of Electrical Engineers, vol. 49, no. 4, pp. 1213-1224, Oct. 1930.
- [14]. AIEE Automatic Stations," in AIEE No 26-1930 (Now C37.1, ASA C37.2) , vol., no., pp.1-10, 20 May 1930.
- [15]. A. H. Knable, "A standardized approach to relay coordination", IEEE Winter Power Meeting, 1969.
- [16]. M. H. Dwaraknath and L. Nowitz, "An application of linear graph theory for coordination of directional overcurrent relays" presented at the Electric Power Problems – The mathematical challenge, proceedings of SIAM Conference, Seattle, WA, March 1980, pp. 104-114.
- [17]. R. Ramaswami, M. J. Damborg and S. S. Venkata, "Coordination of directional overcurrent relays in transmission systems-a subsystem approach," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no. 1, pp. 64-71, Jan. 1990.
- [18]. V. C. Prasad, K. S. Prakaso Rao and A. Subba Rao, "Coordination of directional relays without generating all circuits," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 6, no. 2, pp. 584-590, April 1991.
- [19]. E. Orduna, F. Garces and E. Handschin, "Algorithmic-knowledge-based adaptive coordination in transmission protection," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 18, no. 1, pp. 61-65, Jan. 2003.
- [20]. Reza Mohammadi, Hossein Askarian Abyaneh, Hossein Mahdinia Rudsari, Saied Hamid Fathi, Hasan Rastegar, "Overcurrent Relays Coordination Considering the Priority of Constraints", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 26, no. 3, pp. 1927-1938, 2011
- [21]. L. Liu and L. Fu, "Minimum Breakpoint Set Determination for Directional Overcurrent Relay Coordination in Large-Scale Power Networks via Matrix Computations," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 32, no. 4, pp. 1784-1789, Aug. 2017.
- [22]. A. J. Urdaneta, R. Nadira and L. G. Perez Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," IEEE Trans. Power Delivery, vol. 3, no. 3, pp. 903-911, July 1988.
- [23]. P. P. Bedekar, S. R. Bhide and V. S. Kale, "Optimum Coordination of Overcurrent Relays in Distribution System Using Dual Simplex Method," presented at the Second International Conference on Emerging Trends in Engineering & Technology, Nagpur, 2009, pp. 555-559.
- [24]. R. Madhumitha, P. Sharma, D. Mewara, O. V. G. Swathika and S. Hemamalini, "Optimum Coordination of Overcurrent Relays Using Dual Simplex and Genetic Algorithms," presented at the International Conference on Computational Intelligence and Communication Networks (CICN), Jabalpur, 2015, pp. 1544-1547.

- [25]. M. R. Asadi and S. M. Kouhsari, "Optimal Overcurrent relays coordination using particle-swarm-optimization algorithm," presented at the IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, WA, 2009, pp. 1-7.
- [26]. D. Solati Alkaran, M. R. Vatani, M. J. Sanjari, G. B. Gharehpetian and M. S. Naderi, "Optimal Overcurrent Relay Coordination in Interconnected Networks by Using Fuzzy-Based GA Method," IEEE Trans. Smart Grid, vol. 9, no. 4, pp. 3091-3101, July 2018.
- [27]. NERC Inverter-Based Resource Performance Task Force (IRPTF), "PRC-024-2 Gaps Whitepaper," 2018.
- [28]. 1200 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report NERC Report.
- [29]. Xue, Y., Campbell, Z., Chidurala, S., & Jones, C. (2015). Mis-operation Cases on Transformer Differential Protection. In Western P Western Protective Relay Conference, Washington State University.
- [30]. "IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations - Redline," in IEEE Std 1584-2018 (Revision of IEEE Std 1584-2002) - Redline , vol., no., pp.1-341, 30 Nov. 2018.
- [31]. Meliopoulos, A. S., Cokkinides, G. J., Tan, Z., Choi, S., Lee, Y., & Myrda, P. (2013, January). Setting-less protection: Feasibility study. In 2013 46th Hawaii International Conference on System Sciences (pp. 2345-2353). IEEE.
- [32]. Fan, R., Meliopoulos, A. S., Cokkinides, G. J., Sun, L., & Liu, Y. (2015, July). Dynamic state estimation-based protection of power transformers. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-5). IEEE.
- [33]. Albinali, H. F., Meliopoulos, A. P., & Vournas, C. (2017, June). Dynamic state estimation-based centralized protection scheme. In 2017 IEEE Manchester PowerTech (pp. 1-6). IEEE.
- [34]. Xie, B., Meliopoulos, A. S., Cokkinides, G., Xie, J., Zhong, C., Liu, Y., & Prevost, T. (2019, August). Dynamic state estimation based unit protection. In 2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM) (pp. 1-5). IEEE.
- [35]. Liu, Y., Meliopoulos, A. S., Tan, Z., Sun, L., & Fan, R. (2017). Dynamic state estimation-based fault locating on transmission lines. IET Generation, Transmission & Distribution, 11(17), 4184-4192.
- [36]. Meliopoulos, A. S., Cokkinides, G. J., Myrda, P., Liu, Y., Fan, R., Sun, L., ... & Tan, Z. (2016). Dynamic state estimation-based protection: Status and promise. IEEE Transactions on Power Delivery, 32(1), 320-330.
- [37]. Zhao, J., Gómez-Expósito, A., Netto, M., Mili, L., Abur, A., Terzija, V., & Meliopoulos, A. S. (2019). Power system dynamic state estimation: Motivations, definitions, methodologies, and future work. IEEE Transactions on Power Systems, 34(4), 3188-3198.
- [38]. S. A. P. Meliopoulos, "Legacy SE to distributed dynamic state estimators: Evolution and experience," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1-5.
- [39]. Meliopoulos, A. P., Cokkinides, G. J., & Stefopoulos, G. K. (2005, June). Quadratic integration method. In Proceedings of the 2005 International Power System Transients Conference (IPST 2005) (pp. 19-23).
- [40]. Ustariz-Farfan, A. J., Diaz-Cadavid, L. F., & Cano-Plata, E. A. (2021, October). Modeling and simulation of the electric arc furnace: The issues. In 2021 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS) (pp. 1-8). IEEE.
- [41]. Ustariz Farfán, A. J. (2011). Formulación de una teoría tensorial de la potencia eléctrica: aplicaciones al estudio de la calidad de la energía (Doctoral dissertation, Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales)
- [42]. Mishra, M., & Panigrahi, R. R. (2019). Taxonomy of high impedance fault detection algorithm. Measurement, 148, 106955.
- [43]. Tan, Z. (2016). Dynamic state estimation-based transmission line protection (Doctoral dissertation, Georgia Institute of Technology).
- [44]. Xie, J., Meliopoulos, A. S., & Xie, B. (2018, September). Transmission line fault classification based on dynamic state estimation and support vector machine. In 2018 North American Power Symposium (NAPS) (pp. 1-5). IEEE.
- [45]. Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Tacca, H. E. (2011). Three-dimensional maps of power quality loss based in the power tensor theory. Ingeniería e Investigación, 31, 11-17.
- [46]. Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Tacca, H. E. (2012). Teoría generalizada de la potencia instantánea aplicada a la compensación de cargas polifásicas. Ingeniare. Revista chilena de ingeniería, 20(2), 148-159.
- [47]. Cano-Plata, E. A., Ustariz-Farfán, A. J., & Díaz-Cadavid, L. F. (2012). Power Tensor Theory and Continuous Wavelet Transform. American Journal of Computational Mathematics, 2(02), 130-135.
- [48]. Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., Tacca, H. E., & Garcés-Gomez, Y. A. (2012, June). Hybrid simulation to test control strategies in active power filters using generalized power tensor theory. In 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (pp. 598-604). IEEE.
- [49]. Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., Tacca, H. E., & Arango-Lemoine, C. (2012, June). Visualizing two-and three-dimensional maps for power quality loss assessment. In 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (pp. 909-914). IEEE.
- [50]. Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfán, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2019). Overcurrent protection in electric arc furnaces. IEEE Transactions on Industry Applications, 55(6), 6652-6659.
- [51]. Ustariz-Farfan, A. J., Cano-Plata, E. A., & Arias-Guzman, S. (2019). Identification of protection coordination break points: A power quality approach. IEEE Industry Applications Magazine, 25(5), 68-82.

- [52]. Arias-Guzman, S., Ustariz-Farfan, A. J., & Cano-Plata, E. A. (2022). Integral Protection Methodology to Mitigate Incident Energy. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 59(1), 684-693.
- [53]. S. Arias-Guzman, A. J. Ustariz-Farfan and E. A. Cano-Plata, "Integral Protection of Electrical Systems a Power Quality Approach," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 5, pp. 5842-5852, Sept.-Oct. 2023, doi: 10.1109/TIA.2023.3283496.
- [54]. S. Arias-Guzman, A. J. Ustariz-Farfan, E. A. Cano-Plata and R. McCann, "Frequency and Voltage Computation on Protection Settings in Renewable Resources," 2019 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA), Manizales, Colombia, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/PEPQA.2019.8851545.
- [55]. J. Schwartzberg, C. Nwankpa, R. Fischl y A. Sundaram, "Prediction of distribution system disturbances," de *Power Electronics Specialists Conference, PESC'94 Record., 25th Annual IEEE*, 1994.
- [56]. A. A. Girgis, W. B. Chang y E. B. Makram, "A digital recursive measurement scheme for online tracking of power system harmonics," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, n° 3, pp. 1153-1160, 1991.
- [57]. Namdari, F., Jamali, S., & Crossley, P. A. (2007). Power differential based wide area protection. *Electric Power Systems Research*, 77(12), 1541-1551.
- [58]. Huang, J., Gao, H., Zhao, L., & Feng, Y. (2020). Instantaneous active power integral differential protection for hybrid AC/DC transmission systems based on fault variation component. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 35(6), 2791-2799.
- [59]. He, Y., Zheng, X., Tai, N., Gao, H., Huang, W., & Nadeem, M. H. (2018, August). An improved scheme of active power differential protection for transmission line. In *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)* (pp. 1-5). IEEE.
- [60]. Peng, F., Gao, H., Huang, J., Guo, Y., Liu, Y., & Zhang, Y. (2023). Power Differential Protection for Transformer Based on Fault Component Network. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- [61]. Taalab, A. M. I., Darwish, H. A., & Ahmed, E. S. (2006). Performance of power differential relay with adaptive setting for line protection. *IEEE transactions on power delivery*, 22(1), 50-58.
- [62]. Darwish, H. A., Taalab, A. M., & Ahmed, E. S. (2005). Investigation of power differential concept for line protection. *IEEE transactions on power delivery*, 20(2), 617-624.
- [63]. Khan, A. U., Hong, Q., Dyško, A., & Booth, C. (2019, September). Review and evaluation of protection issues and solutions for future distribution networks. In *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1-6). IEEE.
- [64]. Anderson, P. M., & Anderson, P. M. (1995). *Analysis of faulted power systems* (Vol. 445). New York: IEEE press
- [65]. S. Arias-Guzmán et al., "Analysis of Voltage Sag Severity Case Study in an Industrial Circuit," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 1, pp. 15-21, Jan.-Feb. 2017, doi: 10.1109/TIA.2016.2603470.
- [66]. Nelson, R. (2012, July). Fault ride-through trip curves. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting* (pp. 1-4). IEEE.
- [67]. Saadat, H. (1999). *Power system analysis* (Vol. 2). McGraw-hill
- [68]. Arias Guzmán, Santiago. *Hundimientos de tensión: un enfoque de análisis a partir del álgebra tensorial*. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales Facultad de Ingeniería y Arquitectura Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación. 2015
- [69]. Styvaktakis, E., Bollen, M. H., & Gu, I. Y. H., "Expert system for voltage dip classification and analysis," in *Proc. 2001 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, (Vol. 1, pp. 671-676), 2001.
- [70]. Duarte, C. (2004). *Técnicas de Procesamiento de Señales para la Monitorización de la Calidad de la Energía Eléctrica*. Trabajo de Título de Magíster en Potencia Eléctrica, Departamento de Ingenierías Eléctrica Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad Industrial de Santander, 28-34.
- [71]. Ministerio de Minas y Energía Gobierno de Colombia, "Anexo General del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) 2013," pp. 1-211, 2017, Colombia.
- [72]. Plata, E. A. C., Ustariz, A. J., & Tacca, H. E. (2011). Hornos de Arco Eléctrico-Una visión desde la calidad de la potencia eléctrica. In *En: Colombia* (Vol. 8, p. 160). Blanecolor Ltda.
- [73]. <https://www.dspace.com/en/pub/home.cfm>, tal como se vio en noviembre de 2023.
- [74]. <https://selinc.com/es/products/351A/>, tal como se vio en noviembre de 2023.
- [75]. A. J. Ustariz-Farfan, J. A. Ocampo-Wilches, A. I. Narvaez-Villota, D. M. Van Strahlen-Gutierrez and E. A. Cano-Plata, "Evaluation of Protection Systems in Electric Arc Furnaces: A Methodology for Assessment," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 27, no. 2, pp. 18-35, March-April 2021, doi: 10.1109/MIAS.2020.3024481.
- [76]. Cano Plata Eduardo, Ustariz Farfán Armando, Arias Guzmán Santiago (2020), "Protección de sobrecorriente del sistema de distribución con aplicación al cálculo de la energía incidente", Facultad de ingeniería y arquitectura departamento de ingeniería electrónica sede Manizales, primera edición, Editorial UNAL.

Anexo A: Protección sin ajustes de Meliopoulos

El autor Sakis Meliopoulos propuso un nuevo sistema de protección basado en el concepto de la protección diferencial. Un diagrama generalizado de esta transición se muestra en la siguiente figura.

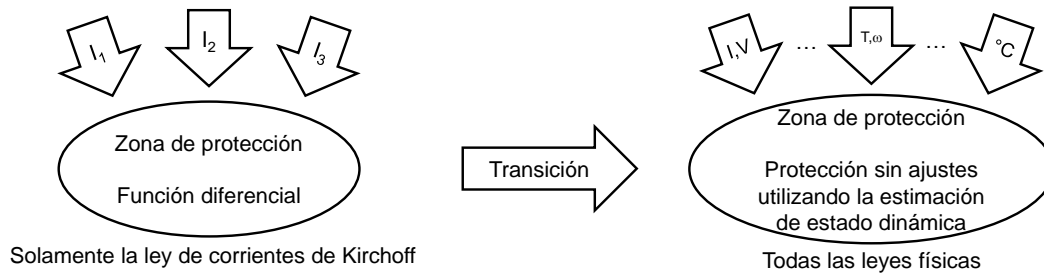


Figura. 72 Nueva función de protección sin ajustes propuesta por Meliopoulos

Meliopoulos extendió el concepto de la protección diferencial a otras leyes físicas que debe cumplir una zona de protección [31]. Esta extensión es posible gracias al uso de la estimación dinámica de estado, con la cual se realiza una comparación instantánea de un modelo de una zona de protección en tiempo real y las mediciones que se tienen de la misma. Si el modelo es apropiado y no se presenta una falla, la diferencia absoluta entre las mediciones y su estimación será equivalente a la suma total de la varianza del error de los instrumentos de medida. Cuando se presenta una desviación entre las mediciones y el modelo, se considera como una condición de falla [31]. Por este motivo, Meliopoulos denominó a su protección “*settingless*” o sin ajustes, puesto que no computa un valor límite como condición de falla. A continuación, se presenta el desarrollo matemático para implementar esta función de protección, siguiendo lo expuesto por Meliopoulos en [31] – [39].

El método de Meliopoulos requiere de tres pasos [31]:

4. Se debe desarrollar el modelo dinámico del elemento a proteger (zona de protección)
5. Se debe realizar la estimación dinámica de estado.
6. La lógica de protección de esta función se realiza verificando si la diferencia entre las estimaciones y las mediciones supera el error esperado de los instrumentos de medida.

Modelo dinámico de la zona de protección

Debido a la complejidad de representar algunos componentes (ecuaciones diferenciales no lineales o diferenciales algebraicas), Meliopoulos reduce las ecuaciones que representan a una zona de protección a una forma algebraica (ACF). La forma ACF se logra al reducir las no linealidades de una ecuación, agregando nuevas variables y

ecuaciones hasta que el modelo consista en solo ecuaciones cuadráticas. Adicionalmente, las ecuaciones del modelo son integradas asumiendo que las variables de estado varían cuadráticamente con el paso de tiempo (integración cuadrática) [39]. Es importante resaltar que, para aplicar el proceso de integración cuadrática, es necesario disponer de 2 medidas anteriores (considerando un intervalo de muestreo T_s), es decir, $(t - 2t_s)$ y $(t - t_s)$ [35].

El resultado final es un conjunto de ecuaciones lineales y cuadráticas que toman la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} i(t) \\ 0 \\ i(t_m) \\ 0 \end{bmatrix} = Y_{eq} \begin{bmatrix} v(t) \\ y(t) \\ v(t_m) \\ v(t_m) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} v(t) \\ y(t) \\ v(t_m) \\ v(t_m) \end{bmatrix}^T \\ \vdots \end{bmatrix} \cdot F_{eq,i} \cdot \begin{bmatrix} v(t) \\ y(t) \\ v(t_m) \\ v(t_m) \end{bmatrix} - b_{eq}, \quad (38)$$

En esta representación, $i(t)$ es la variable, t es el tiempo presente t_m es el punto medio entre el tiempo presente y el tiempo anterior $(t - t_s)$, Y_{eq} es la matriz de admitancias, $F_{eq,i}$ es la matriz no lineal y b_{eq} es igual a:

$$b_{eq} = \sum_i A_i \cdot \begin{bmatrix} v(t-i \cdot h) \\ y(t-i \cdot h) \end{bmatrix} + \sum_i B_i \cdot \begin{bmatrix} i(t-i \cdot h) \\ 0 \end{bmatrix} + C \quad (39)$$

En esta representación, A_i son los coeficientes de los términos lineales, B_i los coeficientes de términos no lineales y C los términos constantes.

Utilizando la forma ACF, es posible expresar todas las mediciones como una función del estado del componente. Con lo cual, es posible realizar la estimación dinámica de estado [26].

Estimación dinámica de estado

La estimación de las mediciones $z(t)$ se expresa en función de las variables de estado de la zona de protección, así:

$$z(t) = Hx(t) - B_{eq}(t) \quad (40)$$

La matriz H , constituye la matriz de mediciones y puede ser construida a partir de la forma ACF y $B_{eq}(t)$, a partir de b_{eq} . Ejemplos prácticos de la construcción de la forma ACF del modelo y de la medida para diferentes componentes se pueden encontrar en [31] – [38].

Según Meliopoulos [31], las mediciones de la expresión pueden incluir (a) medidas actuales con transformadores de instrumentos y sensores, (b) medidas virtuales que representan cantidades conocidas por leyes físicas (como por ejemplo la ley de Kirchoff en un nodo), (c) medidas derivadas que son iguales a otra cantidad (por virtud de una ley física), esto, en caso de que no se tenga disponible medidas en ciertos equipos, y por último, (d) pseudo medidas que representan valores físicos para los cuales no se tengan sensores, pero de los cuales se conozca un rango tolerable de valores esperados.

Con la ecuación del modelo y de las mediciones, es posible obtener valores a comparar contra las mediciones reales de la zona de protección. Esta comparación constituye el elemento para generar la lógica de la función sin ajustes de Meliopoulos.

Lógica de la función de protección sin ajustes

Tras obtener los valores estimados de las mediciones, es posible verificar si estos son consistentes con las mediciones reales de la zona de protección. Según [31], esto se realiza de la siguiente manera. La estimación dinámica se formula como un problema de optimización de “*weighted least square*”

$$\begin{aligned} \text{Minimize } J(x,t) &= [z - Hx(t) + B_{eq}(t)]^T W [z - Hx(t) + B_{eq}(t)] \\ W &= \text{diag} \{1/\sigma_1^2, 1/\sigma_2^2, \dots, 1/\sigma_n^2\} \\ \sigma_i &(i=1,2,\dots,40) \end{aligned} \quad (41)$$

Con estas ecuaciones, el disparo de la protección sin ajustes se obtiene así:

1. Inicialmente se calcula la mejor estimación de las variables de estado x :

$$x(t + \Delta t) = x(t) + (H^T W H)^{-1} H^T W (z(t) + B_{eq}(t)) \quad (42)$$

2. Los residuos entre las mediciones reales y el valor estimado se calculan como:

$$r(t) = Hx(t) - B_{eq}(t) - z(t) \quad (43)$$

3. Si las medidas coinciden con el modelo dinámico, el residuo debería ser comparable con el error de medida. Si la diferencia es mucho mayor al error de la medida, el modelo ha cambiado y es posible que exista una falla en el sistema. Para cuantificar la consistencia, el residuo normalizado $s(t)$ y el nivel de confianza $p(t)$ se calculan de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} s(t) &= \sqrt{W} r(t) \\ \zeta(t) &= s(t)^T s(t) \\ p(t) &= P(\chi^2 \geq \zeta(t)) = 1 - P(\zeta(t), v) \end{aligned} \quad (44)$$

Un nivel de confianza alto indica que las mediciones y el modelo del equipo son consistentes, consecuentemente, la operación del equipo es normal [31]. Sin embargo, si el equipo presenta una falla interna, el nivel de confianza es prácticamente cero y se envía una orden de disparo a un dispositivo interruptor.

Es necesario tener en cuenta que la consistencia del modelo es dependiente del conocimiento de la zona de protección (i.e. parámetros eléctricos que definen su comportamiento), esto puede incluir temperatura, distancia de líneas, posición el tap, así también como el estado de los componentes (interruptores abiertos o cerrados). Posterior a esto, estas mediciones llegan al relé de protección sin ajustes para realizar la estimación dinámica de estado y de esta forma calcular la probabilidad de una falla interna en la zona de protección. La zona de protección puede incluir una combinación de diferentes componentes a proteger, mediante la combinación de las ecuaciones en la forma ACF y su posterior integración cuadrática, como, por ejemplo, línea y transformador, línea y carga, etc [31].

Sistema de protección sin ajustes en líneas

Para implementar el sistema de protección sin ajustes es necesario definir a priori un modelo de la zona de protección que se protege.

Para el presente caso de estudio, el modelo de la zona de protección es proporcionado en [43] y [44]. La estructura general de la estimación de estado del sistema de protección sin ajustes parte de la siguiente definición de una variable de estado $x(t)$ y su medición $z(t)$:

$$\begin{aligned}\hat{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ z(t) &= Cx(t)\end{aligned}\tag{45}$$

La mejor estimación puede obtenerse de forma iterativa de la siguiente forma:

$$\hat{x}^{j+1} = \hat{x}^j + (H^TWH)^{-1} H^TW (z - h(\hat{x}^j, t))\tag{46}$$

En la cual \hat{x} es el mejor estimado de la variable de estado x , W es la matriz diagonal de entradas no cero de valor igual al inverso de la varianza de los errores de medida y H es la matriz jacobiana de $h(x, t)$.

Con la estimación $\hat{x}(t)$ y las mediciones en tiempo real de la señal, es posible determinar un residuo de la siguiente forma:

$$r(t) = z(t) - C\hat{x}(t)\tag{47}$$

Para el caso particular de la línea, las variables de estado se construyen a partir de la siguiente consideración:

$$i_f(t) = C \frac{d}{dt} v_f(t) + i_L(t) + G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (48)$$

$$i_c(t) = C \frac{d}{dt} v_c(t) - i_L(t) - G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (49)$$

$$0 = -v_f(t) + v_c(t) + R \left(i_L(t) + G_s L \frac{d}{dt} i_L(t) \right) + L \frac{d}{dt} i_L(t) \quad (50)$$

Además,

$$\begin{aligned} i_f(t) &= [i_{Af}(t) \quad i_{Bf}(t) \quad i_{Cf}(t)]^T \\ i_c(t) &= [i_{Ac}(t) \quad i_{Bc}(t) \quad i_{Cc}(t)]^T \\ v_f(t) &= [v_{af}(t) \quad v_{bf}(t) \quad v_{cf}(t) \quad v_{Nf}(t)]^T \\ v_c(t) &= [v_{Ac}(t) \quad v_{Bc}(t) \quad v_{Cc}(t)]^T \\ i_L(t) &= [i_{LA}(t) \quad i_{LB}(t) \quad i_{LC}(t) \quad i_{LN}(t)]^T \\ x(t) &= [v_f(t)^T \quad v_c(t)^T \quad i_L(t)^T]^T \end{aligned} \quad (51)$$

Con lo cual, las variables de estado $x(t)$ se definen como:

$$x(t) = [v_f(t)^T \quad v_c(t)^T \quad i_L(t)^T]^T \quad (52)$$

El sistema de protección sin ajustes realiza la estimación de estado considerando el siguiente conjunto de ecuaciones que modelan el comportamiento de la línea, considerando una muestra intermedia al periodo de muestreo T_s (t_m).

$$\begin{Bmatrix} i(t) \\ 0 \\ 0 \\ i(t_m) \\ 0 \\ 0 \end{Bmatrix} = Y_{eqx}x + \begin{Bmatrix} \vdots \\ x^T \langle F_{eqx}^i \rangle x \\ \vdots \end{Bmatrix} - B_{eq}$$

$$B_{eq} = -N_{eqx}x(t-T_s) - M_{eq}i(t-T_s) - K_{eq} \quad (53)$$

$$h(x) = Y_{feqx}x + \begin{Bmatrix} \vdots \\ x^T \langle F_{feqx}^i \rangle x \\ \vdots \end{Bmatrix} + C_{feqc}$$

Donde,

$$Y_{eqx} = \begin{bmatrix} \frac{4}{T_s}C & 0 & I_4 + \frac{4}{T_s}GL & -\frac{8}{T_s}C & 0 & -\frac{8}{T_s}GL \\ 0 & \frac{4}{T_s}C & -I_4 - \frac{4}{T_s}GL & 0 & -\frac{8}{T_s}C & \frac{8}{T_s}GL \\ -I_4 & I_4 & R + \frac{4}{T_s}(RGL+L) & 0 & 0 & -\frac{8}{T_s}(RGL+L) \\ \frac{1}{2T_s}C & 0 & \frac{1}{2T_s}GL & \frac{2}{T_s}C & 0 & I_4 + \frac{2}{T_s}GL \\ 0 & \frac{1}{2T_s}C & -\frac{1}{2T_s}GL & 0 & \frac{2}{T_s}C & -I_4 - \frac{2}{T_s}GL \\ 0 & 0 & \frac{1}{2T_s}(RGL+L) & -I_4 & I_4 & R + \frac{2}{T_s}(RGL+L) \end{bmatrix} \quad (54)$$

$$F_{eqxx} = 0, \quad K_{eq} = 0, \quad (55)$$

$$N_{eqx} = \begin{bmatrix} \frac{8}{T_s}C & 0 & I_4 - \frac{4}{T_s}GL \\ 0 & \frac{8}{T_s}C & -I_4 + \frac{4}{T_s}GL \\ -I_4 & I_4 & R - \frac{4}{T_s}(RGL + L) \\ \frac{5}{2T_s}C & 0 & -\frac{1}{2}I_4 + \frac{5}{2T_s}GL \\ 0 & \frac{5}{2T_s}C & \frac{1}{2}I_4 - \frac{5}{2T_s}GL \\ \frac{1}{2}I_4 & -\frac{1}{2}I_4 & -\frac{1}{2}R + \frac{5}{2T_s}(RGL + L) \end{bmatrix}, \quad M_{eq} = \begin{bmatrix} I_4 & 0 & 0 \\ 0 & I_4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ -\frac{1}{2}I_4 & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{2}I_4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (56)$$

En estos elementos, R, L, C y G se refieren a la resistencia, inductancia, capacitancia y admitancia de la línea, por otra parte, I_4 se refiere a una matriz identidad de dimensión 4x4.

Para realizar la medida de estas variables, se tiene la siguiente ecuación:

$$z = h(x, t, t_m) = Y_{m,x}x + \left\{ x^T \begin{matrix} \vdots \\ F_{m,x}^i \\ \vdots \end{matrix} x \right\} + C_m \quad (57)$$

$$C_m = N_{m,x}x(t - T_s) + M_m i(t - T_s) + K_m$$

Donde,

$$Y_{mx} = \begin{bmatrix} \frac{4}{T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & I_{3,4} + \frac{4}{T_s} GL_{1:3,1:4} & -\frac{8}{T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & -\frac{8}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ 0_{3,4} & \frac{4}{T_s} C_{1:3,1:4} & -I_{3,4} - \frac{4}{T_s} GL_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & -\frac{8}{T_s} C_{1:3,1:4} & \frac{8}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ -I_4 & I_4 & R + \frac{4}{T_s} (RGL + L) & 0_4 & 0_4 & -\frac{8}{T_s} (RGL + L) \\ K & 0_4 & 0_4 & 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & K & 0_4 & 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ \frac{1}{2T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & \frac{1}{2T_s} GL_{1:3,1:4} & \frac{2}{T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & I_4 + \frac{2}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ 0_{3,4} & \frac{1}{2T_s} C_{1:3,1:4} & -\frac{1}{2T_s} GL_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & \frac{2}{T_s} C_{1:3,1:4} & -I_4 - \frac{2}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ 0_4 & 0_4 & \frac{1}{2T_s} (RGL + L) & -I_4 & I_4 & R + \frac{2}{T_s} (RGL + L) \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 & K & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 & 0_4 & K & 0_4 \end{bmatrix} \quad (58)$$

$$F_{mxx} = 0 \quad (59)$$

$$N_{mx} = \begin{bmatrix} \frac{8}{T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & I_3 - \frac{4}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ 0_{3,4} & \frac{8}{T_s} C_{1:3,1:4} & -I_3 + \frac{4}{T_s} GL_{1:3,1:4} \\ -I_4 & I_4 & R - \frac{4}{T_s} (RGL + L) \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ \frac{5}{2T_s} C_{1:3,1:4} & 0_{3,4} & -\frac{1}{2} I_3 + \frac{5}{2T_s} GL_{1:3,1:4} \\ 0_{3,4} & \frac{5}{2T_s} C_{1:3,1:4} & \frac{1}{2} I_3 - \frac{5}{2T_s} GL_{1:3,1:4} \\ \frac{1}{2} I_4 & -\frac{1}{2} I_4 & -\frac{1}{2} R + \frac{5}{2T_s} (RGL + L) \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \end{bmatrix}, \quad M_{eq} = \begin{bmatrix} I_{3,4} & 0_{3,4} & 0_{3,4} \\ 0_{3,4} & I_{3,4} & 0_{3,4} \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ -\frac{1}{2} I_{3,4} & 0_{3,4} & 0_{3,4} \\ 0_{3,4} & -\frac{1}{2} I_{3,4} & 0_{3,4} \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \\ 0_4 & 0_4 & 0_4 \end{bmatrix} \quad (60)$$

En esta notación los subíndices 1:3,1:4 significan las tres primeras filas y las primeras cuatro columnas, y:

$$K = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (61)$$

En este orden de ideas, la estimación de la señal requiere de una matriz de orden 24x24 para calcular las corrientes de fase, y de 18x40 para calcular el residuo de la estimación.

Sistema de protección sin ajustes en transformadores

Para implementar el sistema de protección sin ajustes es necesario definir a priori un modelo de la zona de protección que se protege.

Para el presente caso de estudio, el modelo de la zona de protección es proporcionado en [32] y [36]. La estructura general de la estimación de estado del sistema de protección sin ajustes parte de la siguiente definición de una variable de estado $x(t)$ y su medición $z(t)$:

$$\begin{aligned} \hat{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ z(t) &= Cx(t) \end{aligned} \quad (62)$$

La estimación se obtiene de forma iterativa, de la siguiente forma:

$$\hat{x}^{j+1} = \hat{x}^j + \left(H^T W H \right)^{-1} H^T W \left(z - h(\hat{x}^j, t) \right) \quad (63)$$

En la cual \hat{x} es el mejor estimado de la variable de estado x , W es la matriz diagonal de entradas no cero de valor igual al inverso de la varianza de los errores de medida y H es la matriz jacobiana de $h(x, t)$.

Con la estimación $\hat{x}(t)$ y las mediciones en tiempo real de la señal, es posible determinar un residuo de la siguiente forma:

$$r(t) = z(t) - C\hat{x}(t) \quad (64)$$

Para el caso particular del transformador, las variables de estado se construyen a partir de la siguiente consideración:

$$i_m(t) = i_0 \left| \frac{\lambda(t)}{\lambda_0} \right|^n \text{sign}(\lambda(t)) \quad (65)$$

Donde, $i_m(t)$ es la corriente de magnetización, $\lambda(t)$ es el flujo de magnetización, i_0 y λ_0 son constantes, $sign()$ es una función de signo y n , un exponente. Adicionalmente, para un transformador monofásico, se tiene que:

$$i_f(t) = i_L(t) \quad (66)$$

$$i_c(t) = i_L(t) \quad (67)$$

$$r_m i_f(t) + r_m N i_c(t) = r_m i_m(t) + e(t) \quad (68)$$

$$i_m(t) = i_0 \left(\frac{\lambda(t)}{\lambda_0} \right)^5 \quad (69)$$

$$v_f(t) = r_p i_{LP}(t) + L_p \frac{d}{dt} i_{LP}(t) + e(t) \quad (70)$$

$$v_c(t) = r_s i_{LS}(t) + L_s \frac{d}{dt} i_{LS}(t) + N e(t) \quad (71)$$

$$e(t) = \frac{d}{dt} \lambda(t) \quad (72)$$

Con lo cual, las variables de estado $x(t)$ se definen como:

$$x(t) = \left[v_p(t) \quad v_s(t) \quad i_m(t) \quad e(t) \quad \lambda(t) \quad i_{LP}(t) \quad i_{LS}(t) \right]^T \quad (73)$$

Dado que el sistema de protección sin ajustes crea $n-1$ variables para representar el orden n de la ecuación de la corriente en la rama de magnetización, $x(t)$ se extiende de la siguiente forma:

$$x(t) = \left[v_p(t) \quad v_s(t) \quad i_m(t) \quad e(t) \quad \lambda(t) \quad i_{LP}(t) \quad i_{LS}(t) \quad y_1(t) \quad y_2(t) \quad y_3(t) \quad y_4(t) \right]^T \quad (74)$$

El sistema de protección sin ajustes realiza la estimación de estado considerando el siguiente conjunto de ecuaciones que modelan el comportamiento del transformador, considerando una muestra intermedia al periodo de muestreo T_s (t_m).

$$X_1 i_{1\phi}(t) = X_2 x_{1\phi}(t) + X_3 \frac{d}{dt} x_{1\phi}(t) + f(t)$$

$$f(t) = \begin{bmatrix} x_{1\phi}(t)^T Q_1 x_{1\phi}(t) \\ x_{1\phi}(t)^T Q_2 x_{1\phi}(t) \\ \vdots \\ x_{1\phi}(t)^T Q_{11} x_{1\phi}(t) \end{bmatrix} \quad (75)$$

Donde,

$$i_{1\phi}(t) = \begin{bmatrix} i_p(t) & i_s(t) & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \quad (76)$$

$$X_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ r_m & 0 & r_m N & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (77)$$

$$X_2 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_m & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & -r_p & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -N & 0 & 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -i_0 & 1 \end{bmatrix} \quad (78)$$

$$X_3 = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -L_p & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -L_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (79)$$

Adicionalmente

$$Q_1 = Q_2 = \dots = Q_9 = Q_{13} = \text{diag}([0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0])$$

$$Q_{10} = \text{diag}\left(\left[\begin{array}{cccccccccccc} 0 & 0 & 0 & 0 & -\left(\frac{1}{\lambda_0}\right)^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \right]\right)$$

$$Q_{11} = \text{diag}([0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ -1 \ 0 \ 0 \ 0])$$

$$Q_{12} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1/\lambda_0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (80)$$

La solución a la ecuación (75) se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$i_{1\phi}(t) = Ax_{1\phi}(t) + B \frac{d}{dt} x_{1\phi}(t) + f(t)$$

$$A = YX_2$$

$$B = YX_3$$

$$Y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -r_m & -r_m N & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (81)$$

Por último, se llevan a la siguiente representación para realizar la estimación de estado:

$$\begin{bmatrix} i_{1\phi}(t) \\ i_{1\phi}(t_m) \end{bmatrix} = L \begin{bmatrix} x_{1\phi}(t) \\ x_{1\phi}(t_m) \end{bmatrix} - Nx_{1\phi}(t - T_s) + \begin{bmatrix} f(t) \\ f(t_m) \end{bmatrix} \quad (82)$$

Donde

$$L = \begin{bmatrix} A_1 & 0 \\ \frac{T_s}{6} A_2 + B_2 & \frac{2T_s}{3} A_2 \\ A_3 & 0 \\ 0 & A_1 \\ -\frac{T_s}{24} A_2 & \frac{T_s}{3} A_2 + B_2 \\ 0 & A_3 \end{bmatrix}, \quad N = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{T_s}{6} A_2 + B_2 \\ 0 \\ 0 \\ -\frac{5T_s}{24} A_2 + B_2 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (83)$$

En esta notación A_1 son las primeras 4 filas de la matriz A, A_2 son las filas 5 a 7 de la matriz A, A_3 son los elementos 8 a 11 filas de la matriz A y B_2 son las filas 5 a 7 de la matriz B.

En este orden de ideas, el sistema de protección sin ajustes requiere de una matriz de orden 22×22 para calcular las corrientes de un transformador monofásico.

Adicionalmente, en caso de estimar un transformador trifásico como es el caso del presente caso de estudio, es necesario realizar la estimación por cada fase y considerar el desfase que produce el arreglo de los devanados, con lo cual, se incrementa a 66×66 .

Anexo B: Filtro de Kalman

La adquisición del estado de las señales de tensión en los sistemas trifásicos es una etapa fundamental en el procesamiento de señales. Para esto, los filtros de Kalman son utilizados para realizar la estimación de las señales de fase, dado que se utiliza en sistemas donde se desconoce el valor de alguna variable, que además no puede ser medida directamente. Bajo estas consideraciones, el filtro de Kalman que se usa en esta tesis sigue las indicaciones dadas en [54], que considera la base teórica de Schwartzberg y Girgis respecto a la concepción de un modelo de una señal eléctrica de componente directa más una suma de N posibles componentes armónicas [55], [56]:

$$y(t) = A_0 + \sum_{n=1}^N A_n(t) \cos(n\omega_0 t + \theta_n(t)) \quad (84)$$

donde, $\omega_0 = 2\pi f_0$ y f_0 es la frecuencia fundamental del sistema trifásico, $A_n \angle \theta_n$ representa el fasor de la componente armónica n y A_0 la magnitud de la componente dc. En esta tesis, $A_n \angle \theta_n$ y A_0 son los parámetros por estimar con el filtro de Kalman, partiendo de la definición de una señal sinusoidal $y(t_k)$, en el instante de tiempo k .

$$y_1(t_k) = A_1 \cos(\omega_0 t_k + \theta_1) \quad (85)$$

Si $A_{1,r}(t_k)$ y $A_{1,i}(t_k)$ se definen como:

$$\begin{aligned} A_{1,r}(t_k) &= A_1 \cos(\omega_0 t_k + \theta_1) \\ A_{1,i}(t_k) &= A_1 \sin(\omega_0 t_k + \theta_1) \end{aligned} \quad (86)$$

En el instante de tiempo $t_{k+1} = t + \Delta t$.

$$\begin{aligned} A_{1,r}(t_{k+1}) &= A_1 \cos(\omega_0 t_k + \omega_0 \Delta t + \theta_1) \\ &= A_{1,r}(t_k) \cos(\omega_0 \Delta t) - A_{1,i}(t_k) \sin(\omega_0 \Delta t) \\ A_{1,i}(t_{k+1}) &= A_1 \sin(\omega_0 t_k + \omega_0 \Delta t + \theta_1) \\ &= A_{1,r}(t_k) \sin(\omega_0 \Delta t) + A_{1,i}(t_k) \cos(\omega_0 \Delta t) \end{aligned} \quad (87)$$

Las variables que deben estimarse a partir de una señal sinusoidal pueden describirse mediante la siguiente ecuación para el instante de tiempo t_k en las ecuaciones del modelo (6) y la medición (7):

$$x_k = \phi x_{k-1} + w \quad (88)$$

$$y(t_k) = Hx_k + v \quad (89)$$

Las variables se pueden dividir en un vector x_k de tamaño $2N+1$ con una componente directa y $2N$ componentes armónicas (real e imaginaria), así:

$$x_k = \left[A_{0,k}, \Re_e(A_{1,k} \angle \theta_{1,k}), \Im_m(A_{1,k} \angle \theta_{1,k}), \dots \right]^T \quad (90)$$

Siendo t_k igual al tiempo en la muestra k y t_{k-1} el tiempo en la muestra $k-1$, siendo la diferencia entre cada muestra el periodo de muestreo T_s , ϕ es una matriz de transición que permite determinar el cambio en la señal de tamaño $2N+1$ definida como:

$$\phi = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\omega_0 T_s) & -\sin(\omega_0 T_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \sin(\omega_0 T_s) & \cos(\omega_0 T_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \ddots & \ddots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \cos(N\omega_0 T_s) & -\sin(N\omega_0 T_s) \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \sin(N\omega_0 T_s) & \cos(N\omega_0 T_s) \end{bmatrix} \quad (91)$$

En (7), el vector de medida de la señal H es constante, de longitud $2N+1$, y viene dado por:

$$H = [1 \ 1 \ 0 \ \dots \ 1 \ 0]^T \quad (92)$$

El tamaño del vector x_k determina el orden del filtro. Para modelar el ruido esperado del sistema discreto se utiliza la variable w , que tiene una covarianza σ_w^2 . Por otra parte, v es el ruido esperado en la medición, supuesto de media cero, de secuencia de ruido blanco con covarianza conocida σ_v^2 , y no correlacionado con w .

Un proceso recursivo realiza la estimación de la señal $x(t_k)$ a través de la predicción ($\hat{x}_k |_{k-1}$) y posterior corrección (\hat{x}_k). Inicialmente para predecir las variables de estado, dos parámetros deben ser supuestos a priori, el valor del vector de estado \hat{x}_0 y la matriz de covarianza del error P_0 , los cuales se suponen cero en el primer ciclo de cálculo.

Adicionalmente, la covarianza del error en la predicción P_k depende de la matriz de covarianza del error del modelo Q . La covarianza del modelo calcula como el valor absoluto obtenido en una función de innovación $\sigma_q^2 = |y(t_k) - H^T \hat{x}_k|$ mejorando su velocidad de convergencia [54], y, por tanto, con adaptación robusta del filtro a los cambios presentes en el estado transitorio como se ha presentado para la segmentación de hundimientos de tensión [69], [68].

Finalmente, la amplitud de una componente n es calculada por la siguiente ecuación, tomando como ejemplo la componente fundamental:

$$A_1(t_k) = \sqrt{A_{1,r}(t_k)^2 + A_{1,i}(t_k)^2} \quad (93)$$

Por otra parte, considerando cambios en la frecuencia del sistema protegido, en esta tesis la matriz de transición ϕ se actualiza si se detectan cambios abruptos en el modelo, verificando variaciones de la frecuencia f_0 , considerando que:

$$\begin{aligned} \omega_0 t_k + \theta_1(t) &= a \tan\left(\frac{A_{1,i}(t_k)}{A_{1,r}(t_k)}\right) = a \tan\left(\frac{A_1 \sin(\omega_0 t_k + \theta_1(t))}{A_1 \cos(\omega_0 t_k + \theta_1(t))}\right) \\ \omega_0 t_k + \omega_0 T_s + \theta_1(t) &= a \tan\left(\frac{A_{1,i}(t_{k+1})}{A_{1,r}(t_{k+1})}\right) = a \tan\left(\frac{A_1 \sin(\omega_0 t_k + \omega_0 T_s + \theta_1(t))}{A_1 \cos(\omega_0 t_k + \omega_0 T_s + \theta_1(t))}\right) \end{aligned} \quad (94)$$

Por lo cual:

$$\omega_0 T_s = (\omega_0 t_k + \omega_0 T_s + \theta_1(t)) - (\omega_0 t_k + \theta_1(t)) \quad (95)$$

Anexo C Energía incidente y arco eléctrico

El arco eléctrico se define como un incidente en el cual una enorme cantidad de energía radiante concentrada explota hacia afuera de un equipo en falla, creando ondas de presión que pueden dañar el oído de una persona; un *flash* de alta intensidad que puede dañar su vista; y una bola de gas super calentada que puede quemar gravemente el cuerpo de un trabajador y derretir metal dado que puede alcanzar temperaturas de 20000°C. El interés de conocerlo y caracterizarlo en la protección de sistemas eléctricos es simple, primordialmente, esto permite minimizar la magnitud de los efectos a los que pueden verse sometidas las personas [76].

El riesgo por arco eléctrico puede cuantificarse a partir del valor de la energía incidente, la cual permite determinar los equipos de protección personal para evitar quemaduras en una persona expuesta [71]. La energía incidente depende en gran medida del tiempo de duración del arco eléctrico, la corriente del arco y la distancia a la fuente del arco. El escenario completo que se acaba de describir se presenta gráficamente en la Figura. 73.

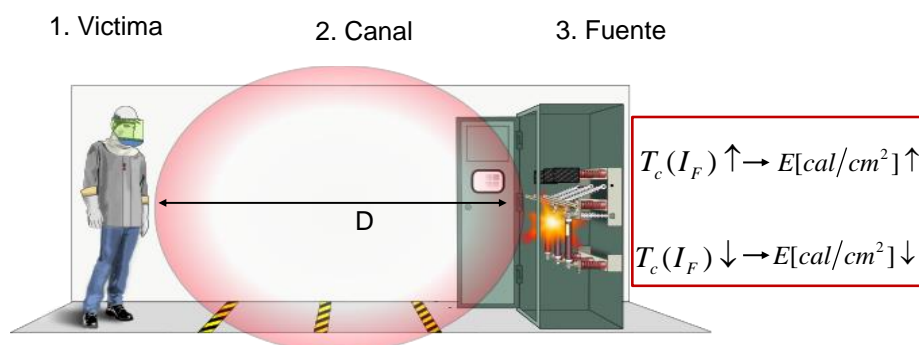


Figura. 73 Riesgo por arco eléctrico – análisis a partir de la fuente, canal y víctima

Según el estándar NFPA 70E existen diferentes equipos de protección personal según la energía incidente liberada en la fuente, tal como se muestran en la Figura. 74.

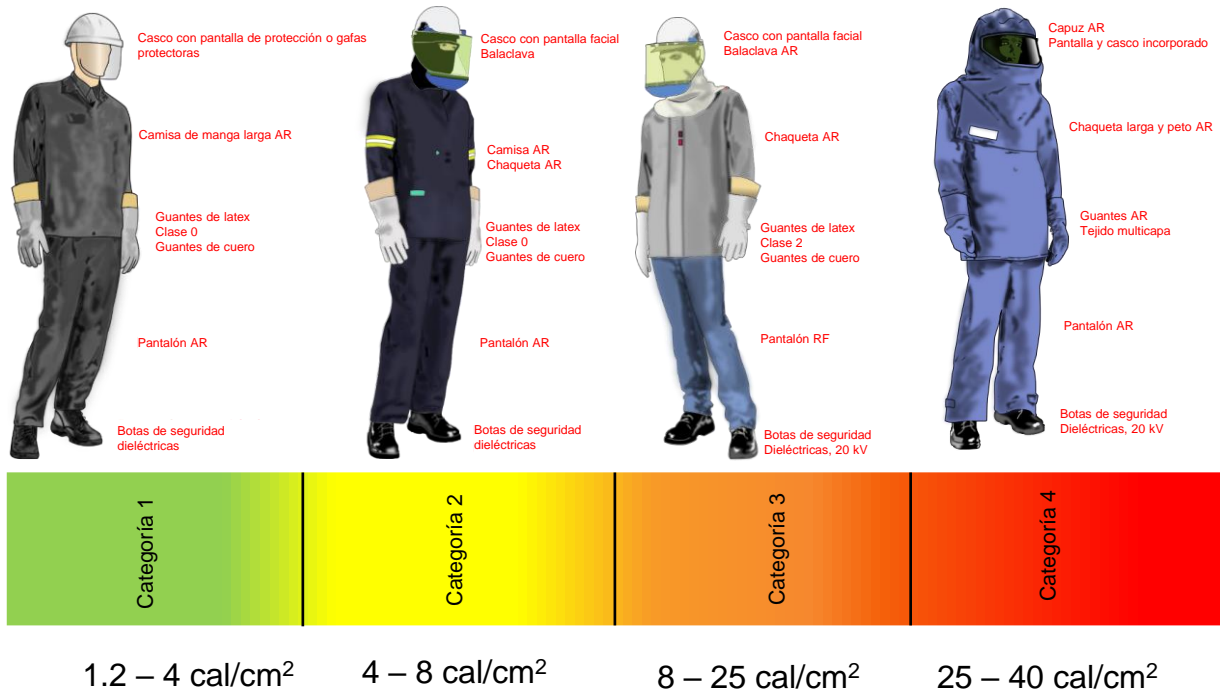


Figura. 74 Equipos de protección personal según su alcance

Según el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), es necesario definir los equipos de protección personal y las distancias de seguridad para salvaguardar la vida de las personas en el evento de un arco eléctrico [71]; de forma que, es necesario definir la energía incidente y los elementos de protección personal requeridos, para evitar fatalidades.

Para poder definir las distancias de seguridad y los equipos de protección personal, se utiliza el proceso de cálculo del estándar IEEE 1584 del 2018 [30]. Para calcular un valor de energía incidente a una tensión (V_{oc}) se realizan una serie de interpolaciones para normalizar la corriente de arco, la energía incidente y la distancia límite de aproximación segura (AFB).

La ecuación para calcular la energía incidente a un V_{oc} se define como:

$$E_{V_{oc}} = \frac{12.552}{50} T \times 10^6 \left(k_1 + k_2 \lg G + \frac{k_3 I_{arc_V_{oc}}}{k_4 I_{bf}^7 + k_5 I_{bf}^6 + k_6 I_{bf}^5 + k_7 I_{bf}^4 + k_8 I_{bf}^3 + k_9 I_{bf}^2 + k_{10} I_{bf}} + k_{11} \lg I_{bf} + k_{12} \lg D + k_{13} \lg I_{arc_V_{oc}} + \lg \frac{1}{CF} \right) \quad (96)$$

Los parámetros que afectan la energía incidente son:

- Las constantes k_1 a k_{13} , tienen valores fijos según el nivel de tensión V_{oc} y el tipo de encerramiento, como vertical con encerramiento (VCB), vertical con encerramiento y finalización con barrera ($VCBB$), vertical en aire libre (VOA) horizontal con encerramiento (HCB) y horizontal en aire libre (HOA).

- El tiempo de despeje del arco definido por T , en milisegundos.
- La distancia entre electrodos G , en milímetros.
- La distancia de trabajo al pecho del trabajador D , en milímetros.
- Un factor de corrección CF , que permite considerar tamaños diferentes a aquellos en los cuales se realizaron las pruebas de laboratorio que permitieron la formulación de la ecuación (96).
- La corriente de falla máxima I_{bf} en kA.
- La corriente promedio de arco I_{arc_voc} en kA, menor a la corriente de falla máxima debido a que se presenta como una falla de alta impedancia.

El estándar 1584 del 2018, establece que es necesario calcular 3 valores de energía incidente normalizados para los niveles de tensión en los cuales se realizaron los ensayos que permitieron la formulación de la ecuación (96) [30]. Por lo cual, es necesario calcular la energía incidente suponiendo una tensión de 2700 V, 600 V y 14.3 kV.

Posteriormente, se computa la energía incidente en el nivel de tensión de la zona de protección V_{OC} , a partir de las ecuaciones que se presentan a continuación:

$$\begin{aligned}
 E_1 &= \frac{E_{2700} - E_{600}}{2.1} (V_{oc} - 2.7) + E_{2700} \\
 E_2 &= \frac{E_{14300} - E_{2700}}{11.6} (V_{oc} - 14.3) + E_{14300} \quad (97) \\
 E_3 &= \frac{E_1 (2.7 - V_{oc})}{2.1} + \frac{E_2 (V_{oc} - 0.6)}{2.1}
 \end{aligned}$$

En esta expresión, la energía incidente de la zona de protección depende del rango sobre el cual se ubica la tensión V_{OC} . Para tensiones en el rango 600 a 2700 V, se selecciona la energía incidente E_3 , para un nivel de tensión mayor a 2700 V, se selecciona la energía incidente E_2 .

Es importante aclarar que para calcular el valor de la energía incidente, la corriente de arco promedio se computa de una forma similar a la presentada en la ecuación (96) y (97). Por lo tanto, no es posible despejar de forma directa un valor de tiempo máximo para limitar la energía incidente durante un evento de arco eléctrico.

Es de aclarar, que existen otros métodos para calcular el valor de la energía incidente como se detalla en la NFPA 70E, los cuales tienen un fundamento teórico de la energía liberada según la corriente de cortocircuito, nivel de tensión y tiempo de despeje de la falla. En particular, se resalta el método de Ralph Lee para tensiones superiores a 15 kV [8].

Anexo D Modelo de fallas de alta impedancia

En esta tesis se utiliza el modelo de Emanuel mostrado en la Figura. 75 y explicado en [42], el cual recrea las condiciones que resultan en el error de la confiabilidad de los sistemas de protección tradicionales.

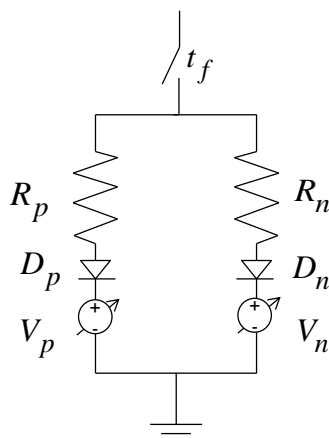


Figura. 75 Modelo de falla de alta impedancia

El modelo de Emanuel no hace uso de una ecuación característica que represente el comportamiento de la resistencia de falla. Este modelo permite simular el flujo de la corriente de falla según la relación de las fuentes de tensión V_p , durante el semiciclo positivo, y V_n , durante el semiciclo negativo. De esta forma es posible controlar la asimetría de la forma de onda de corriente. Para el caso particular de que el semiciclo positivo sea mayor al negativo, se utiliza $V_n > V_p$. La aparición de contenidos armónicos está controlada por la diferencia entre las fuentes ($\Delta V = V_n - V_p$).

En el modelo, R_p y R_n se utilizan para cambiar la impedancia de la falla, y permiten cambiar la magnitud de corriente, con cambios desde 10Ω hasta $1 \text{ k}\Omega$. La magnitud de tensión de V_p y V_n junto a la presencia de los diodos D_p y D_n genera una característica no lineal a la forma de onda de la corriente. Estas fuentes de tensión tienen un valor cero para los fallos de características lineales (sólo variación de impedancia) y un valor cercano a la tensión nominal del nodo en falla, con variaciones del 10% en intervalos de 0.1 ms para adicionar ruido.

Anexo E Resultados complementarios de la tesis

El presente anexo contiene los resultados complementarios de las pruebas realizadas en la presente investigación, tanto en los casos de estudio en simulación y en las pruebas en la plataforma de prototipado rápido.

La intención de este anexo es proporcionar al lector información más detallada sobre los resultados de la investigación, en relación a las variaciones a la impedancia, tipo, característica y ubicación de falla, permitiendo una lectura menos saturada en los capítulos 4 y 5.

Los resultados se presentan de forma tabulada, donde se lista el tiempo de despeje en milisegundos que logra cada sistema de protección bajo prueba. En caso de presentar una falla no detectable se asigna la sigla ND y un falso disparo como FD.

Para la obtención de los resultados de los sistemas tradicionales que aquí se presentan, se ha utilizado la protección SEL 851 para los casos en simulación de líneas de transmisión y SEL 787 para los casos en simulación de transformadores. Por otra parte, se ha utilizado la protección 851 para las pruebas experimentales real time hardware in the loop, solo hasta 100Ω . Para obtener los resultados del sistema sin ajustes, este ha sido implementado como se describe en el Anexo A: Protección sin ajustes de Meliopoulos, según el equipo que se proteja. Para obtener los resultados del sistema de protección tensorial, este se ha implementado como se explica en el capítulo 3.

Los resultados en simulación, correspondientes al capítulo 4, se listan en la Tabla. XV, Tabla. XVI, Tabla. XVII y Tabla. XVIII. Por otra parte, los resultados experimentales, correspondientes al capítulo 5, se listan en la Tabla. XIX y Tabla. XX.

Caso de estudio 4.1 – Protección en líneas de transmisión

Variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla y localización de falla a 1/3, 2/3 y 3/3 de la longitud de la línea de transmisión han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tradicional (SEL 851), sin ajustes (SPSA) y tensorial (SPT); para el caso particular del sistema de protección sin ajustes, se presentan los resultados con una parametrización correcta del modelo del 100% y del 90%. Los resultados de esta comparación se listan en la Tabla. XV, donde se presenta el tiempo de despeje en milisegundos que logra cada uno de estos sistemas de protección.

Tabla. XV Marco comparativo en una línea de transmisión

Características de falla			Tiempo despeje sistemas de protección			
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	Distancia Línea	SEL 851 [ms]	SPSA [ms]		SPT [ms]
				Parametrización correcta modelo 90%	Parametrización correcta modelo 100%	
10	1 ϕ	1/3	106	FD	9.76	11.79
100			130.46		9.76	11.79
200			181		9.76	12.2
300			262.68		9.76	13.41
400			347.8		9.76	13.41
500			452.3		9.76	13.93
600			567.3		9.76	14.71
700			691.7		9.76	15.49
800			824.1		9.76	16.41
900			963.3		9.76	17.71
1000			1109		9.896	19.14
10	2 ϕ	1/3	107.2	FD	10.29	11.07
100			134.9		9.375	10.55
200			202.3		8.984	10.81
300			298.7		8.854	11.2
400			416.8		8.724	11.46
500			552.7		8.724	11.85
600			703.4		8.594	12.37
700			866.5		8.594	12.76
800			1041		8.594	13.28
900			1225		8.594	13.8
1000			1419		8.594	14.45
10	2 ϕ T	1/3	105.2	FD	10.03	10.81
100			126.2		9.115	10.42
200			178.9		8.72	10.55
300			253.9		8.59	10.94
400			344.1		8.464	11.33
500			447.7		8.464	11.72
600			561.5		8.464	12.11
700			684.2		8.464	12.5
800			815.2		8.464	12.89
900			953.3		8.464	13.41
1000			1097		8.464	13.93
10	3 ϕ	1/3	109.9	FD	9.766	10.94
100			130.2		8.854	10.03
200			182.4		8.464	10.16
300			257		8.33	10.55
400			348.6		8.33	10.94
500			453.3		8.203	11.33
600			569.1		8.203	11.59
700			693.7		8.203	11.98
800	826.4	8.333	12.5			

900			966.3		8.333	12.89
1000			1113		8.333	13.28
10	1φ	2/3	121.7		11.33	11.85
100			141		10.55	11.98
200			186.8		10.16	12.5
300			261.6		10.03	12.89
400			353		9.896	13.41
500			457.7		9.896	14.06
600			573.4		9.766	14.71
700			697.8		9.766	15.49
800			830.5		9.896	16.54
900			970.3		9.896	17.84
1000	1117		9.896	19.14		
10	2φ	2/3	109.5		10.29	10.68
100			137.6		9.375	10.68
200			205.3		8.984	10.81
300			301.7		8.854	11.2
400			420.3		8.724	11.59
500			556.1		8.724	11.98
600			706.8		8.724	12.37
700			869.8		8.724	12.76
800			1044		8.724	13.28
900			1228		8.724	13.8
1000	1422		8.724	14.45		
10	2φT	2/3	107.6		10.16	10.55
100			128.3		9.245	10.42
200			180.7		8.854	10.68
300			256		8.724	11.07
400			348.8		8.594	11.33
500			455.2		8.464	11.72
600			569.9		8.464	12.11
700			693.1		8.464	12.5
800			842.2		8.464	13.02
900			962.4		8.464	13.41
1000	1107		8.464	13.93		
10	3φ	2/3	111.6		9.766	10.29
100			132.6		8.854	10.16
200			185		8.594	10.29
300			260		8.333	10.55
400			351.8		8.333	10.94
500			456.9		8.333	11.33
600			573		8.333	11.72
700			698.7		8.333	11.98
800			831.5		8.333	12.5
900			971.5		8.333	12.89
1000	1118		8.333	13.28		
10	1φ	3/3	125.8		10.29	11.85
100			145.4		10.55	12.11
200			191.7		10.16	12.5
300			266.9		10.03	13.02
400			358.6		9.896	13.54
500			463.9		9.896	14.06
600			579.8		9.896	14.84
700			705.2		9.896	15.62
800			838		9.896	16.54
900			978		9.896	17.84
1000	1125		9.896	19.27		
10	2φ	3/3	112.1		10.29	10.55
100			140.6		9.375	10.55
200			208.9		9.115	10.94
300			305.5		8.854	11.2
400			424		8.854	11.59
500	560.3		8.724	11.98		

600			710.8		8.724	12.37
700			874.1		8.724	12.89
800			1048		8.724	13.28
900			1232		8.724	13.93
1000			1425		8.724	14.45
10	2φT		110.2		10.16	10.55
100			130.7		9.245	10.55
200			182.9		8.854	10.68
300			258.3		8.724	11.07
400			351.2		8.594	11.46
500			457.9		8.594	11.72
600			576.3		8.464	12.11
700			702.7		8.464	12.63
800			834.1		8.464	13.02
900			972.7		8.464	13.54
1000		1118		8.464	13.93	
10	3φ		113.5		9.635	10.03
100			135		8.854	10.03
200			188		8.594	10.29
300			263.3		8.464	10.55
400			355.5		8.333	11.07
500			461.3		8.333	11.33
600			577.6		8.333	11.72
700			703.4		8.333	12.11
800			837.4		8.333	12.5
900			977.7		8.333	12.89
1000		1125		8.333	13.28	

Caso de estudio 4.2 – Protección en transformadores

Variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla, ubicación en bornes de alta (AT) y baja tensión (BT) del transformador de potencia, así también como el tipo de falla (lineal y no lineal), han permitido comparar la respuesta del sistema de protección sistema de protección tradicional (SEL 787), sin ajustes (SPSA) y tensorial (SPT); para el caso particular del sistema de protección sin ajustes se presentan los resultados con una coincidencia en la parametrización del modelo del transformador del 100% y del 60%. Los resultados de esta comparación se listan en la Tabla. XVI, donde se presenta el tiempo de despeje en milisegundos que logra cada uno de estos sistemas de protección.

Tabla. XVI Marco comparativo en fallas de alta impedancia en transformadores

Características de falla				Tiempo despeje sistemas de protección			
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	Bornes	Característica	SEL 787 [ms]	SPSA Parametrización correcta modelo 60% [ms]	SPSA Parametrización correcta modelo 100% [ms]	SPT [ms]
10	1 ϕ	AT	Lineal	164.8	FD	17.17	14.97
100				213.5		17.58	14.32
200				214.7		17.73	14.58
300				220.7		17.62	15.1
400						17.60	15.49
500						17.76	16.15
600						18.03	16.67
700						18.15	17.32
800						17.73	18.1
900						18.61	19.01
1000		18.38	19.92				
10	2 ϕ	AT	Lineal	162.5	FD	16.93	12.24
100				210.8		17.06	11.72
200				211.6		17.06	11.98
300				213		17.19	12.5
400				218.2		17.32	13.02
500				219.7		17.32	13.54
600				225.1		17.45	14.19
700						17.45	14.84
800						17.58	15.76
900						17.71	16.67
1000		17.84	17.84				
10	2 ϕ T	AT	Lineal	162.34	FD	16.68	11.71
100				210.17		16.49	10.99
200				211.07		16.35	11.48
300				212.98		16.78	11.57
400				217.82		17.09	12.11
500				219.54		16.51	12.91
600				225.04		16.82	13.85
700						16.89	14.04
800						17.54	14.78
900						16.87	15.73
1000		17.23	17.72				
10	3 ϕ	AT	Lineal	162.5	FD	16.8	11.59
100				210		16.8	10.94
200				210.9		16.8	11.2
300				213		16.93	11.59
400				217.3		16.93	12.11

500				219.4		16.93	12.5
600						17.06	13.02
700						17.06	13.02
800				ND		17.06	13.41
900						17.06	13.8
1000						17.19	14.71
10				213.2		17.19	14.58
100				219.4		17.45	16.67
200						19.66	18.75
300						20.31	21.48
400						20.57	22.4
500						20.96	23.18
600				ND		21.35	24.61
700						21.61	26.17
800						21.87	27.99
900						22.4	30.08
1000						22.66	34.9
10				163.7		16.93	11.33
100				213		16.93	12.11
200						17.06	13.02
300						17.19	13.8
400						17.32	14.71
500						17.45	15.49
600				ND		17.68	16.67
700						17.84	17.71
800						18.23	18.88
900						18.49	20.05
1000						18.75	21.09
10		BT	No lineal	163.11		16.17	10.55
100				212.97		16.07	11.33
200						16.58	12.29
300						16.71	13.55
400						17.02	13.87
500						16.96	14.93
600				ND		17.24	16.19
700						17.75	16.81
800						17.36	18.78
900						18.23	19.23
1000						18.08	20.83
10				163.4		16.93	11.46
100				212.9		16.93	11.46
200						17.06	12.11
300						17.06	12.76
400						17.19	13.54
500						17.19	14.32
600				ND		17.32	14.97
700						17.32	15.62
800						17.45	16.41
900						17.45	17.06
1000						17.58	17.71

Caso de estudio 4.34.1 - Usuario industrial fabricante de acero

El caso de estudio del usuario fabricante de acero presenta la evaluación de los sistemas de protección en la línea de transmisión y en el transformador de la zona 2.

Para este caso de estudio se presentan inicialmente los resultados en la línea y posteriormente en el transformador.

RESULTADOS EN LA LINEA DE TRANSMISIÓN

Variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω y tipo de impedancia de falla a 1/3 y 3/3 de la longitud de la línea de transmisión han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tensorial, el sistema de protección sin ajustes de Melioupulous y el sistema tradicional de protección. Los resultados de esta comparación se listan en la Tabla. XVII, donde se presenta el tiempo de despeje en milisegundos que logra cada uno de estos sistemas de protección.

Tabla. XVII Marco comparativo línea de transmisión usuario fabricante de acero

Características de falla			Tiempo despeje sistemas de protección		
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	Distancia Línea	SEL 851 [ms]	SPSA [ms] Parametrización correcta modelo 100%	SPT [ms]
10	1 ϕ	1/3	102.9	FD	9.896
100			410.4		11.07
200			997.4		11.98
300			2177		12.76
400			ND		13.28
500					13.93
600					14.45
700					15.1
800					15.76
900					16.41
1000					17.32
10	2 ϕ	1/3	105.1	FD	8.984
100			604.9		9.635
200			1088		10.16
300			2175		10.81
400			ND		11.2
500					11.72
600					12.11
700					12.5
800					12.89
900					13.28
1000					13.67
10	2 ϕ T	1/3	103.00	FD	8.72
100			407.00		9.25
200			992.80		9.896
300			2177.00		10.42
400			ND		10.94
500					11.33
600					11.72
700					12.11
800					12.50
900					12.76
1000					13.15
10	3 ϕ	1/3	103.3	FD	8.724
100			411.7		9.505

200			1045		9.896
300			2177		10.29
400					10.29
500					10.68
600					11.07
700			ND		11.46
800					11.72
900					12.11
1000					12.5
10			103.13		10.47
100			410.55		11.28
200			998.18		12.72
300			2177.20		13.66
400					13.64
500					14.03
600					15.44
700			ND		15.91
800					16.46
900					17.12
1000					17.82
10			105.13		9.19
100			605.71		9.90
200			1088.92		11.08
300			2175.83		11.50
400					11.45
500					12.17
600					12.51
700			ND		13.47
800					12.90
900					13.62
1000					14.24
10		3/3	103.88		9.06
100			407.38		9.60
200			992.82		10.29
300			2177.58		11.21
400					11.32
500					12.10
600					12.34
700			ND		13.07
800					12.95
900					13.01
1000					13.86
10			104.23		9.00
100			412.52		9.98
200			1045.23		10.75
300			2177.95		10.64
400					10.93
500					11.15
600					11.67
700			ND		11.52
800					12.53
900					12.50
1000					13.29

RESULTADOS EN EL TRANSFORMADOR ZONA 2

Variaciones en la impedancia de falla de 10 a 1000 Ω , tipo de falla y ubicación en bornes de alta y baja tensión del transformador de la zona 2 han permitido comparar la respuesta del sistema de protección tensorial, el sistema de protección sin ajustes de Melioupulous y el sistema tradicional de protección. Los resultados de esta comparación

se listan en la Tabla. XVIII, donde se presenta el tiempo de despeje en milisegundos que logra cada uno de estos sistemas de protección.

Tabla. XVIII Marco comparativo en transformadores en un usuario fabricante de acero

Características de falla				Tiempo despeje sistemas de protección		
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	Bornes	Característica	SEL 787 [ms]	SPSA 100% coincidencia [ms]	SPT [ms]
10	1 ϕ	AT	Lineal	222.4	FD	18.75
100				30.86		
200				33.33		
300				36.85		
400				42.32		
500				49.87		
600				58.2		
700				66.54		
800				102		
900				387.35		
1000				527		
10	2 ϕ	AT	Lineal	212.4	FD	18.49
100				20.44		
200				22.57		
300				24.22		
400				26.04		
500				27.86		
600				29.56		
700				31.25		
800				32.81		
900				34.24		
1000				36.07		
10	2 ϕ T	AT	Lineal	212.76	FD	18.14
100				19.50		
200				21.97		
300				24.09		
400				25.94		
500				27.59		
600				29.29		
700				30.46		
800				31.95		
900				33.88		
1000				36.04		
10	3 ϕ	AT	Lineal	212.4	FD	18.49
100				20.44		
200				22.27		
300				24.22		
400				26.04		
500				27.86		
600				29.56		
700				31.25		
800				32.81		
900				34.24		
1000				36.07		
10	1 ϕ	BT	No lineal	214.80	FD	26.14
100				211.80		27.79
200				216.80		21.44
300				216.90		23.96
400				218.70		28.48
500				220.70		26.01
600				222.20		26.4
700						27.92
800				ND		30.4
900						31.7

1000						34.2
10	2φ			209.8		19.14
100				210.8		19.79
200				211.8		20.44
300				212.9		20.96
400				214.7		21.48
500				219.7		22.01
600				221.2		22.4
700						22.92
800				ND		23.4
900						23.96
1000					24.61	
10	2φT			209.23		18.76
100				210.69		19.10
200				211.34		20.43
300				212.22		20.71
400				214.36		21.45
500				218.98		21.64
600				220.96		22.15
700						22.73
800				ND		22.62
900						23.44
1000					23.99	
10	3φ			208.7		17.45
100				211.7		17.71
200				212.9		18.23
300				214.1		18.62
400				215.9		19.27
500				220.7		19.66
600						20.05
700				ND		20.57
800						20.96
900						21.35
1000					21.61	

Caso de estudio 5.4.3 – Ejemplo de validación $Z_f \leq 100 \Omega$

En el caso de estudio experimental 5.4.3, variaciones en la impedancia y tipo de falla, manteniendo como límite superior 100Ω , han permitido ver la respuesta del sistema de protección tradicional y el tensorial propuesto, tal como se listan en la Tabla. XIX.

Tabla. XIX Resultado detallado de escenarios de prueba de baja impedancia

Características de falla		Tiempo despeje sistemas de protección		
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	SEL 851 [ms]	Sistema de protección tensorial [ms]	
0	1 ϕ	ND	22.00	
31.2			19.00	
41.3			18.00	
56.3			23.00	
65.29			20.00	
77.89			20.00	
91.1			13.00	
99.31			19.00	
0			2 ϕ T	10.00
31.2	20.00			
41.3	18.00			
56.3	18.00			
65.29	21.00			
77.89	17.00			
91.1	17.00			
99.31	18.00			
0	2 ϕ			20.00
31.2			19.00	
41.3			24.00	
56.3			20.00	
65.29			20.00	
77.89			17.00	
91.1			18.00	
99.31			20.00	
0			3 ϕ	10
31.2	490.00			31.00
41.3	440.00			28.00
56.3	435.00	32.00		
65.29	451.20	28.00		
77.89	460.00	20.00		
91.1	437.00	19.00		
99.31	467.00	25.00		

Caso de estudio 5.4.4 – Ejemplo de validación $100 \Omega \leq Z_f \leq 1000 \Omega$

En el caso de estudio experimental 5.4.4, variaciones en la impedancia y tipo de falla, manteniendo como límite superior 1000Ω , han permitido ver la respuesta del sistema de protección tensorial propuesto, tal como se listan en la Tabla. XX.

Tabla. XX Resultado detallado de escenarios de prueba de alta impedancia

Características de falla		Tiempo despeje sistemas de protección
Impedancia de falla [Ω]	Tipo de falla	Sistema de protección tensorial [ms]
110.29	1 ϕ	20.00
121.77		22.00
151.68		18.00
300		22.50
451		22.00

600		24.00
751		ND
1000		
110.29	2φ	20.00
121.77		22.00
151.68		20.00
300		20.00
451		19.20
600		22.50
751		20.00
1000		32.00
110.29	2φ _T	20.00
121.77		19.00
151.68		20.00
300		20.00
451		20.00
600		20.00
751		19.50
1000		22.00
110.29	3φ	20.00
121.77		13.00
151.68		17.00
300		20.00
451		19.00
600		20.00
751		19.50
1000		19.00