

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

UNIDAD ZACATENCO

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE: MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



PRESENTA:

SERGIO NOÉ GARCÍA FIERRO

MÉXICO D.F.

JUNIO DEL 2015



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de	Méxi	ico, D. F.	siendo las	10:00	horas de	l día		3	del n	nes de	
Junio del	2015 se	reunieron los	miembros de la	Comisión Rev	isora de	la Te	sis, de	signa	da		
por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.			.EZ	EZacatenco							
para examinar la te	sis titulada:										
DESA	RROLLO	DE UN RE	LEVADOR PA	RA PROTEC	CIÓN I	DE GI	ENER	ACI	ÓN		
		DISTRIBUI	DA EN REDES	DE MEDIA	TENSIC	ÓN		_			
Presentada por el a	lumno:										
GAF	RCIA		FIERRO	SERGIO NOÉ							
Apellid	lo paterno	Apel	llido materno	Nombre(s)							
	•••••			Con registr	o: A	1	3	0	4	4	9
aspirante de:											
	MAE	STRO EN C	IENCIAS EN	INGENIERĹ	A ELÉC	CTRI	CA				

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

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

DR. GERMAN	ROSAS ORTIZ
DR. DANIEL OLGUIN SALINAS	DR. DANIES PUIZ VEGA
TERCER VOCAL	SECRETARIO
M. en C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER	DR. RICARDO OCTAVIO MOTA
	Contraction of the second second
FRESIDENTE DEL CO	LEGIOPEPROFESORES
DR. MAURO ALBER	POSGRADO E INVESTIGACIÓN

SIP-14



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL secretaría de investigación y posgrado

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de México, D. F. el día 03 del mes de Junio del año 2015, el que suscribe SERGIO NOÉ GARCÍA FIERRO. alumno del programa de maestría en ciencias en ingeniería eléctrica, con número de registro A130449, adscrito a la sección de estudios de posgrado e investigación dc la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del doctor German Rosas Ortiz y cede los derechos del trabajo "DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN", al instituto politécnico nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones <u>iannoe@me.com</u> y <u>grosasor@gmail.com</u>. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Jeyeuly

Sergio Noé García Fierro

RESUMEN

La generación distribuida (GD) es una fuente de energía eléctrica, que ha surgido como una opción para la satisfacción de consumo eléctrico. El uso de esta generación eléctrica, a diferencia de la generación conectada a la red de transmisión, ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos años. Considerando que los sistemas eléctricos con generación distribuida han tenido mayor penetración en las redes de distribución, se han modificado los criterios para la desconexión y conexión de éstas fuentes de generación durante eventos anormales para asegurar la mejor operación de las redes eléctricas de media tensión.

En el presente trabajo de tesis se desarrolla una lógica de protección adecuada especialmente para GD en redes de media tensión. Para lograrlo, se estudian las características de las fuentes de GD, y se toma el modelo de un aerogenerador como modelo de GD y se realizan estudios de su comportamiento en condiciones de operación anormal y de falla. Con esto se propone un algoritmo programado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos (TDRP) y que integra diferentes funciones de protección y que controla la conexión y desconexión del aerogenerador en caso de fallas y/o eventos de operación anormal en el sistema además de que cumple con los criterios de operación de redes eléctricas con GD.

La evaluación del prototipo de protección desarrollado, se realiza usando caso de un modelo de un aerogenerador de velocidad fija en una red eléctrica de prueba, creado en SIMULINK®, al cual se le aplican diferentes condiciones de operación y falla, usando el simulador digital en tiempo real OPAL-RT® de la SEPI-Eléctrica, en un arreglo en lazo cerrado con la TDRP que contiene el modelo de relevador para GD.

El prototipo de protección desarrollado, implementa un código de red vigente en México desde el año 2012, que restringe la conexión y desconexión de la GD con la red de distribución bajo condiciones anormales de operación [1].

ABSTRACT

Distributed generation DG, is a type of electrical energy source which has emerged as a viable option for satisfying the electric energy consumption. The use of this generation has shown an exponential growing in recent years compared to conventional power generation technology. Now, under the consideration that DG is widely used in electrical networks, the criteria to connect and disconnect this GD during abnormal and faulty events has been modified to match a more efficient network operation.

In this work, a protection logic for DG is developed and to achieve this, the main features of DG models are studied and a wind generator is chosen as the DG source to be protected by the developed protection algorithm in this research. This algorithm which includes all basic functions required to provide an adequate protection to GD is implemented in a rapid prototyping board RPB to ensure the connection and disconnection of the wind generator against faults and / or abnormal operating events in the electrical network. This algorithm also considers new criteria to connect or disconnect GD from the electrical network.

The performance evaluation of the proposed protection algorithm (prototype relay), is achieved by simulating the operation of a model of a fixed speed wind turbine in an electrical network, created in Simulink®, during different operating conditions and fault events, in a closed loop test setup using the real-time digital simulator OPAL-RT® from our graduate department.

The protection prototype relay developed in this work also implements a network code which is valid in Mexico since 2012. This network code establishes the requirements to events of connection and disconnection of the GD from distribution network under abnormal and faulty operating conditions.

DEDICATORIA

A mi padre:

A esa persona tan importante que me ha apoyado en todos los momentos y decisiones de mi vida, por el apoyo moral, por el sacrificio que ha hecho y la confianza que depositó en mí, su apoyo incondicional, sus enseñanzas con gran paciencia, todo su amor y cariño.

A mi hijo:

Por ser una fuente de inspiración, que me da las ganas de superarme y ser mejor cada día.

A mi familia:

Por el gran apoyo que me ha brindado siempre.

AGRADECIMIENTOS

A mi asesor, el Dr. Germán Rosas, por tener la paciencia y el tiempo para enseñarme y ser parte de mi formación académica, y gracias a su apoyo para que haya sido posible culminar este trabajo.

A los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación que ayudaron a mi formación académica.

ÍNDICE

CARTA CESIÓN DE DERECHOSV
RESUMEN
ABSTRACTIX
DEDICATORIAXI
AGRADECIMIENTOSXIII
ÍNDICEXV
ÍNDICE DE FIGURASXIX
ÍNDICE DE TABLASXXIII
ABREVIATURASXXIV
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN1
1.1 INTRODUCCIÓN1
1.2 OBJETIVOS
1.2.1 Objetivos específicos
I.3 JUSTIFICACIÓN
1.4 ANTECEDENTES
1.4.1 Trabajos realizados desarrollados más relevantes en protección para GD4
1.4.2 Trabajos realizados dentro de la SEPI-Eléctrica ESIME Zacatenco6
1.5 APORTACIONES DEL TRABAJO DE TESIS
1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES DEL TRABAJO DE TESIS
1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS
CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA11
2.1 INTRODUCCIÓN11
2.2 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA12
2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos
2.2.2 Máquinas de Combustión Interna (MCI)14
2.2.3 Celdas de combustible15

2.2.4 Turbinas de combustión	16
2.2.5 Aerogeneradores	17
2.3 APLICACIONES Y BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	19
CAPÍTULO 3: PROTECCIÓN DE REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	21
3.1 INTRODUCCIÓN	21
3.2 PROTECCIÓN DE REDES ELECTRICAS CONVENCIONALES	22
3.2.1 APARTARRAYOS	22
3.2.2 HILOS DE GUARDA	24
3.2.3 SISTEMA DE TIERRA	25
3.2.4 FUSIBLES	25
3.2.5 RELEVADORES DE PROTECCIÓN	26
3.3 PROTECCIÓN PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	31
3.4 INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA PROTECCIÓ REDES DE DISTRIBUCIÓN	N DE 33
3.5 CÓDIGOS DE RED PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA AEROGENERADORES EN MÉXICO	CON 35
CAPÍTULO 4: DESARROLLO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN PARA GD	41
4.1 INTRODUCCIÓN	41
4.2 DATOS DE LA TDRP	42
4.3 ADQUISICIÓN DE DATOS	42
4.3.1 Muestreo de señales Analógicas	43
4.3.2 Filtrado de señales	44
4.3.3 Resultado implementado en la TDRP	45
4.4 ESTIMACIÓN DE FASORES	46
4.5 DETECCIÓN Y SELECCIÓN DE FALLAS	49
4.6 CÁLCULO DE TIEMPO DE RETARDO PARA EL DISPARO DI PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO	E LA 51
4.7 PROTECCIÓN DE SOBRE VOLTAJE (59) Y BAJO VOLTAJE (27)	55
4.8 PROTECCIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA (810/81U)	58
CAPÍTULO 5: PRUEBAS REALIZADAS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	65

	5.1 INTRODUCCIÓN	65
	5.2 PRUEBAS DE LAZO CERRADO UTILIZANDO UN RELEVADOR COMERCI	IAL 65
	5.2.1 Descripción de las pruebas	65
	5.2.2 Descripción de los resultados obtenidos	67
	5.2.3 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial y para protección sobrecorriente instantánea (50)	1 de 68
	5.2.4 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial para protección sobrecorriente de tiempo inverso (51)	1 de 70
	5.2.5 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial para protección sobre voltaje (59)	1 de 72
	5.2.6 Prueba de lazo cerrado empleando un relevador para protección de bajo voltaje	(27) 73
	5.3 PRUEBAS DE LAZO CERRADO UTILIZANDO LA TDRP	75
	5.3.1 Descripción de las pruebas	75
	5.3.2 Pruebas empleando la TDRP y fallas en terminales del aerogenerador para func de protección de sobrecorriente instantánea (50)	ción 76
	5.3.3 Pruebas empleando la TDRP y fallas en terminales del aerogenerador para func de protección de sobrecorriente de tiempo inverso	ción 79
	5.3.4 Prueba empleando la lógica del relevador en una TDRP para protección de so voltaje (59)	obre 81
	5.3.5 Pruebas empleando la TDRP para protección de bajo voltaje (27)	83
	5.3.6 Pruebas empleando la TDRP para protección de frecuencia anormal (810/81U).	87
	5.4 PRUEBAS DE DISPARO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN	91
	5.4.1 Fallas en terminales de la GD	91
	5.4.2 Fallas en el punto de interconexión con fallas inferiores a 150 ms	92
	5.4.3 Fallas en el punto de interconexión con fallas superiores a 150 ms	94
	5.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	95
C	CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	97
	6.1 CONCLUSIONES	97
	6.2 APORTACIONES DE LA TESIS	98

DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

6.3 TRABAJOS FUTUROS	. 99
BIBLIOGRAFÍA	101
APENDICES	107
APÉNDICE 1: PROGRAMA PRINCIPAL INTRODUCIDO A LA TDRP	107
APÉNDICE 2: ADAPTACIÓN DE CABLE DB25-IDE A TRAVÉS DE 2 PLA BRK25M	CAS 130
APÉNDICE 3: DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN PRUEBAS	[LA 132
A.3.1 Modelo del Sistema de Generación Distribuida en Tiempo Real	132
A.3.2 Relevador digital SEL ® 300G	137
APÉNDICE 4: CÁLCULO DE AJUSTES PARA RELEVADOR SEL 300G®	139

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1Esquema de sistema fotovoltaico
Figura 2.2Diagrama de una máquina de combustión interna tipo pistón15
Figura 2.3Diagrama esquemático de una celda de combustible
Figura 2.4Partes constitutivas de un aerogenerador [19]17
Figure 3.1 - Esquema de las partes de un apartarrayos 23
Figure 3.2 Circuite bésico de recorride de une descerge etmosférice en une línee de
transmisión
Figura 3.3Tipos de estructuras de aterrizamiento
Figura 3.4Fusible típico con elemento fusible interno
Figura 3.5Curvas característica de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso [26]. 27
Figura 3.6Zonas de protección de un relevador de distancia
Figura 3.7Red en circuito de lazo cerrado
Figura 3.8Caída de tensión del aerogenerador [1]
Figura 4.1Orden de procesos de un relevador comercial [34]41
Figura 4.2 Diagrama de flujo para obtención de señales digitales43
Figura 4.3 a) Señal analógica y b) Señal digitalizada44
Figura 4.4 Resultado obtenido de una señal analógica senoidal a 32 muestras46
Figura 4.5 Diagrama de flujo para estimación de fasores
Figura 4.6 Selector de fallas [40]50
Figura 4.7Flujo normalizado en relevadores de tiempo inverso [8]
Figura 4.8 Diagrama de flujo para el cálculo de tiempo de la protección de sobrecorriente.54
Figura 4.9Rangos de operación continúa para un aerogenerador
Figura 4. 10Diagrama de flujo para protección contra sobre/bajo voltaje57
Figura 4.11Limites de frecuencia para un sistema de distribución
Figura 4.12Diagrama de flujo para protección de frecuencia anormal (parte 1)61
Figura 4.13 Diagrama de flujo para protección de frecuencia anormal (parte 2)62

Figura 5.1 Diagrama esquemático para prueba de lazo cerrado usando un relevador comercial
Figura 5.2Diagrama del sistema de GD para pruebas67
Figura 5.3Esquema de operación de la protección y del interruptor del circuito [4]68
Figura 5.4 Corriente producida por una falla trifásica en terminales del aerogenerador con el modelo implementado en SIMULINK® de MATLAB®
Figura 5.5 Respuesta de la protección de sobrecorriente instantánea con relevador SEL 300G®
Figura 5.6 Sobrecorriente en terminales de la GD producida por una falla en el punto de conexión
Figura 5.7Sobrevoltaje producido por una falla en el punto de interconexión medido desde las terminales del aerogenerador72
Figura 5.8Falla trifásica que produce una pérdida de voltaje74
Figura 5.9 Diagrama esquemático de conexión de los equipos que intervienen en la prueba con la TDRP
Figura 5.10Resultado de la prueba para protección de sobrecorriente instantánea ante una falla trifásica
Figura 5.11Resultado de la prueba para protección de sobrecorriente instantánea ante una falla trifásica de lazo cerrado
Figura 5.12Sobrecorriente en medida terminales de la GD producida por una falla monofásica en el punto de interconexión
Figura 5.13Resultado para protección de sobre voltaje instantánea ante una falla bifásica de lazo cerrado
Figura 5.14 Señal de voltaje con una falla transitoria de 150 ms
Figura 5.15Resultado de la prueba de bajo voltaje en osciloscopio
Figura 5.16 Resultado de la prueba de bajo voltaje de lazo cerrado
Figura 5.17 Resultado de la segunda prueba de bajo voltaje de lazo cerrado
Figura 5.18 Circuito con una fuente de voltaje con control de frecuencia desarrollado en SIMULINK®
Figura 5.19 Resultado de prueba de disparo para función de protección contra sobre frecuencia
Figura 5.20 resultado de la prueba de disparo instantáneo contra baja frecuencia

DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSI	IÓN
Figura 5.21Disparo de la función de protección ante fallas en terminales de la GD	.92
Figura 5.22 Bloqueo de la función de protección ante fallas en el punto de interconexión fallas transitorias inferiores a 150 ms.	ante .93
Figura 5.23 Disparo de la función de protección ante fallas en el punto de interconexión	con
fallas transitorias inferiores a 150 ms.	.94

Figura A.1 configuración para el par de placas BRK25M de la marca Winford® para comunicación con el relevador SEL-300G
Figura A.2 Sistema de generación distribuida
Figura A.3 Modelo de prueba agrupado en subsistemas134
Figura A.4 Subsistema maestro135
Figura A.5 Subsistema de consola
Figura A.6 Relevador digital SEL 300G®137
Figura A.7 Ubicación de la conexión de señales de bajo nivel para el relevador SEL-300G®.
Figura A.8 Diagrama de conexiones del puerto serial para señales de bajo nivel del relevador SEL 300G®
Figura A.9Resultado de las señales de corriente y voltajes del sistema en SIMULINK® de MATLAB
Figura A. 10 Resultado de las señales en osciloscopio (1corrientes 2voltajes)
Figura A.11Datos generales para el relevador digital SEL-300G®144
Figura A.12Pantalla de monitoreo del relevador SEL-300G®145
Figura A.13Pantalla de monitoreo de fasores en componentes de fase y componentes de secuencia
Figura A.14 Datos de la función de sobrecorriente instantáneo (50) del relevador comercial.
Figura A.15 Datos de la función de sobrecorriente tiempo inverso (51) del relevador comercial
Figura A.16Datos la función de sobre voltaje (27) del relevador comercial
Figura A. 17Datos de la función de bajo voltaje (59) del relevador comercial
Figura A. 18 Datos de la función de frecuencia anormal (81AC) del relevador comercial.151
Figura A. 19 Datos de la función de frecuencia anormal (81AC) del relevador comercial.152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1Tiempos de desconexión de aerogeneradores ante diferentes frecuencias de corte.36
Tabla 3.2 Limite de capacidad de generación para interconectar para media tensión37
Tabla 3.3 Fallas transitorias.
Tabla 4.1 Requerimientos mínimos para la TDRP. 42
Tabla 4.2 Resumen de corrientes de secuencia para cada tipo de falla en una red de distribución.
Tabla 4. 3 Constantes y exponentes para características estándar. 52
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial. 70
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial.Tabla 5.2Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.71Tabla 5.3Resultado de la activación de protección de sobre voltaje.73
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial. 70 Tabla 5.2Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso. 71 Tabla 5.3Resultado de la activación de protección de sobre voltaje. 73 Tabla 5.4 Activación de la protección de bajo voltaje. 74
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial.Tabla 5.2Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.Tabla 5.3Resultado de la activación de protección de sobre voltaje.73Tabla 5.4 Activación de la protección de bajo voltaje.74Tabla 5.5Resultado de la activación de protección de sobrecorriente instantánea (50).
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial.
Tabla 5.1 Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial.70Tabla 5.2Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.71Tabla 5.3Resultado de la activación de protección de sobre voltaje.73Tabla 5.4 Activación de la protección de bajo voltaje.74Tabla 5.5Resultado de la activación de protección de sobrecorriente instantánea (50).79Tabla 5.6Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.80Tabla 5.7Resultado de la activación de protección contra sobre voltaje.82

Tabla A.1 Referencia de envío-recepción entre los pines de las placas BRK25M®1	30
Tabla A. 2 Parámetros del generador de inducción. 1	33
Tabla A.3 Funciones principales del relevador SEL 300G®1	37
Tabla A.4Equivalencia de señales de bajo nivel y valores nominales (SEL 300G®) [42].13	38
Tabla A.5Protecciones requeridas para sistemas eólicos [4].	39

ABREVIATURAS

[A]- Amperes [V]-Volts **CD-** Corriente Directa AESO-Aberta Electric System Operator (por sus siglas en inglés) CHP- Combined Heat and Power (por sus siglas en inglés) CFE -Comisión Federal de Electricidad FV- Fotovoltaico GD- Generación Distribuida (del inglés, DG Distributed Generation) HAV- Hand-Arm Vibration (por sus siglas en inglés) Hz-Hertz IEC- International Electric Code (por sus siglas en inglés) ISO - International Organization for Standardization (por sus siglas en inglés) MCI- Máquinas de Combustión Interna (por sus siglas en inglés, ICE Internal Combustion Engine) MT.- Microturbina NOM- Norma Oficial Mexicana TDF- Transformada Discreta de Fourier (por sus siglas en inglés DFT) TDRP- Tarjeta de Desarrollo Rápido de Prototipos.

WBV- Whole Body Vibration (por sus siglas en inglés)

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la demanda de energía en el sector eléctrico está aumentando exponencialmente y con ello han surgido nuevas necesidades y tecnologías de satisfacción para esta demanda energética, lo cual, presiona a las compañías de suministro a implementar y aceptar estas nuevas tecnologías de generación, no solo suministrar energía eléctrica a los usuarios, sino también hacerlo con calidad para ofrecer la máxima confiabilidad y seguridad al consumidor, estas nuevas tecnologías para generación de energía eléctrica son conocidas como Generación Distribuida (GD) [2].

Dentro de los avances que se han tenido en la generación de energía eléctrica para la satisfacción de la demanda de los usuarios, la GD ha emergido como una opción viable para proveer energía eléctrica a los usuarios dentro de los mismos centros de consumo en la red eléctrica de distribución. Esta situación ocurre por diversas razones entre las que destacan: la liberalización del mercado de la electricidad, la mayor importancia a la reducción de emisiones contaminantes el mercado potencial para las nuevas tecnologías y avances en elementos de electrónica de potencia que proporcionan una mayor flexibilidad a la red eléctrica [3].

La GD se interconecta en el lado de distribución, la cual ante eventualidades considerables en el sistema y debido a su limitada capacidad, tiene la opción de entrar y salir de servicio como generación interconectada al sistema o como generación independiente, formando lo que se conoce como condición de isla [4].

Actualmente y en forma independiente, se cuenta con equipos especiales para la protección de sistemas eléctricos, llamados relevadores numéricos, La mayoría de los sistemas eléctricos de potencia y de distribución, están protegidos mediante relevadores numéricos, los cuales son capaces de recibir, procesar y trabajar con señales analógicas y digitales, este tipo de relevadores garantizan el desempeño adecuado en la protección de los sistemas eléctricos, además ayudan a mantener la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Para la protección de los sistemas de GD, se requieren hacer estudios del comportamiento del sistema eléctrico ante distintas condiciones de operación y de falla, y con ellos se plantean una serie de normas y reglas conocidas como *códigos de red*. Los *códigos de red*, son los requerimientos técnicos para poder conectar un fuente de GD con el sistema eléctrico nacional, en este mismo se expiden las reglas generales de interconexión, así como el comportamiento del sistema y de las protecciones ante las distintas condiciones de operación anormal y falla, y establece cuales son la acciones que se pueden tomar para evitar daños severos que no perjudiquen al usuario ni a los equipos de generación distribuida de energía eléctrica en una red de distribución [1].

1.2 OBJETIVOS

Desarrollar un algoritmo de protección de sobrecorriente, e implementarlo en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos para proteger un modelo de aerogenerador como fuente de GD cuando se integra en una red eléctrica de media tensión. Validar la correcta operación de todas las funciones de protección de este algoritmo al compararlas contra las funciones de protección de un relevador digital comercial en simulaciones a lazo cerrado con ayuda del simulador digital en tiempo real OPAL-RT, durante eventos de operación anormal y falla. Integrar reglas que permitan a la GD continuar operando en la red de distribución de acuerdo a normas establecidas en *códigos de red*, incluso cuando existen condiciones anormales o fallas que resultarían en disparo de una protección convencional.

1.2.1 Objetivos específicos

- Estudiar el comportamiento de la GD para diferentes eventos de prueba, en condiciones de operación anormal y de falla.
- Desarrollar un modelo de relevador con sus funciones básicas para proteger fuentes de GD basado en el principio de sobrecorriente.

- Implementar el modelo de relevador desarrollado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos.
- Validar este prototipo de relevador con simulaciones de lazo cerrado usando un modelo detallado de un aerogenerador en el simulador digital en tiempo real OPAL-RT.
- Comparar los resultados de desempeño de este prototipo con los resultados de un relevador comercial ante distintos tipos de eventos.
- Proponer e implementar reglas en la lógica de protección que permitan a la GD operar en la red de distribución de acuerdo a normas establecidas en *códigos de red*.

I.3 JUSTIFICACIÓN

En la actualidad los sistemas de generación distribuida tienen un gran impacto en la generación de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de los usuarios alrededor del mundo, esto implica tener un control de calidad en el servicio eléctrico el cual consiste en mantener la calidad de la forma de onda, la estabilidad en la frecuencia y el control de protecciones bajo condiciones anormales de operación; así mismo las compañías especializadas en protecciones empiezan a proponer soluciones para la protección de redes eléctrica y con ello desarrollar una protección que opere de una manera adecuada realizando un algoritmo programado en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos.

Actualmente en México, se empiezan a adoptar este tipo de tecnologías de generación distribuida de energía para satisfacer la demanda de ciertos sectores del país. La producción y uso de energías renovables ha crecido rápidamente debido a los altos precios del petróleo y gas natural; se estima que en los próximos años la generación distribuida continúe creciendo, aunque la dependencia de combustibles fósiles solucionará la mayor parte de las necesidades de consumo energético; Es por estas razones que se deben de considerar condiciones de operación de la red eléctrica con la GD, y estudiar en qué casos sea necesaria la conexión y desconexión, con el uso de reglas derivadas de un *código de red* adecuado a la capacidad del generador para no afectar la estabilidad de la red eléctrica de distribución o del sistema eléctrico.

1.4 ANTECEDENTES

1.4.1 Trabajos realizados desarrollados más relevantes en protección para GD

Generación descentralizada o la dispersa, generación distribuida (GD) son palabras claves para un próximo cambio de paradigma probable en generación de energía eléctrica. La GD por el momento se define en términos generales como la generación de electricidad a pequeña escala, es un concepto relativamente nuevo en la literatura económica sobre los mercados de electricidad, pero la idea detrás de esto, no es nuevo en absoluto. En los primeros días de la generación de electricidad, la generación distribuida era la única, no la excepción. Las primeras plantas de energía sólo suministraban electricidad a los propios clientes y a la pequeña vecindad de la planta de generación. Principalmente las primeras redes se basaban en corriente directa (CD), y por lo tanto, el suministro de la energía eléctrica era limitado por muchos factores, como era la distancia que podría haber entre el generador y el consumidor [3].

La GD es un nuevo enfoque en la industria de la electricidad y, como el análisis de la literatura relevante ha mostrado que no hay una definición generalmente de generación distribuida todavía se aceptan propuestas como una fuente de generación que brinda una capacidad de 25 KW hasta 25 MW tal como se indica en [5].

En otros documentos como el de Dugan [6] se hace referencia que una GD comúnmente son pequeñas unidades de 10 MW, y que unidades más grandes o de mayor capacidad, generalmente se conectan directamente a las líneas de transmisión y lo más probable es que pertenezcan a un productor de energía comercial o industrial; así mismo hace hincapié a que las unidades instaladas en los sistemas de distribución serán típicamente no mayores que 1 o 2 MW. Estos se instalan principalmente por la propia compañía suministradora de energía o por los usuarios finales. Este método de generación se conoce comúnmente como generación distribuida (GD).

El Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE) define la generación distribuida como "la generación de electricidad que es suficientemente más pequeño que las

plantas de generación de energía convencionales, esto permite la interconexión cercana a algún punto en un sistema de potencia"; y a su vez, define un relevador como "un dispositivo eléctrico que está diseñado para responder a las condiciones de entrada en la forma prescrita y si las condiciones no se cumplen se toman acciones de control" [7].

Dentro de las protecciones se siguen estrictas normas por lo cual es conveniente citar alguna de ellas como el estándar IEEE Std C37.112-1996 [8] donde se propone la ecuación de la curva característica de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso, así como los ajustes y diferentes datos dentro de su ecuación para presentar 3 tipos de curva con estos diferentes datos.

Las protecciones con el uso de tecnologías digitales para los sistemas eléctricos de potencia han evolucionado, desde la mejora continua de los microprocesadores y con esto se han desarrollado trabajos relacionados con este tema, como el trabajo de Manzoul [9], en el cual se describe la implementación de varios relevadores de sobrecorriente independientes con un solo microprocesador. La implementación se basa en el concepto de multitarea en microprocesadores, cada relevador es implementado por una combinación de una tabla de consulta y un contador de esta forma, cualquier medición fuera de la tabla de consulta y fuera de una tolerancia enviara una señal de falla para tomar una acción de control.

De la misma forma que lo hicieron en un artículo, Al-Nema y otros [10], en la cual se programó un microprocesador basado en un relevador de sobrecorriente con una ecuación general de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, la cual el tiempo de operación es inversamente proporcional (en ciertos grados) con su relación de sobrecorriente. Otro trabajo que describe el comportamiento de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso es el modelo de software propuesto para relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, considerando las curvas estándar IEC y IEEE por Tan y otros [11], donde se propone un modelo de pruebas a base de compuertas lógicas y retardos de tiempo para el disparo adecuado según las ecuaciones de ambas normas dadas en [8], obteniendo tiempos de respuesta similares a los descritos en sus curvas de comportamiento que plantean en el estándar [8].

También se consultaron documentos con el fin de encontrar algunos códigos de red como se mencionan en [12] y en [13] donde se hace una referencia respecto a otros países con mayor desarrollo y uso de las tecnologías con GD, para así proponer un código de red apropiado para el sistema eléctrico nacional con interconexiones de GD considerando diferentes factores para el uso de estas fuentes de generación.

1.4.2 Trabajos realizados dentro de la SEPI-Eléctrica ESIME Zacatenco

En el departamento de ingeniería eléctrica de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI-Eléctrica), se han desarrollado diversos trabajos sobre los temas asociados a esta investigación. Se tiene literatura diversa de los temas relacionados con la GD, su impacto en las redes de distribución y protecciones, para conocer más sobre el impacto de la GD en un sistema eléctrico se revisó el trabajo de tesis desarrollado por Suárez [14] donde se describe las características más importantes de los generadores eólicos y solares para poder realizar una selección adecuada del tipo de generador para el sitio seleccionado, también este mismo trabajo presenta configuraciones de conexión de generadores y las características de equipos asociado a ellos, con esto se realiza un estudio con el programa Power Factory de DIgSILENT, donde se aplican estas características observando su comportamiento y el impacto en un sistema eléctrico; así mismo dentro de esta misma sección, se tiene el trabajo de tesis de Ishijara [15], donde se implementa el modelo dinámico del aerogenerador de velocidad fija para estudios de estabilidad a corto plazo en el tiempo, basado en el generador de inducción de tipo jaula de ardilla, el cual consta de un modelo de tercer orden que considera transitorios eléctricos y mecánicos en el rotor.

De forma muy similar el trabajo de tesis de Hernández [16], en el cual se desarrolló un modelo detallado de un aerogenerador de inducción de velocidad fija, adecuado para realizar simulaciones en tiempo real en lazo cerrado usando el simulador digital OPAL-RT® este desarrollo permite simular una GD en diferentes escenarios de operación anormal o de falla.

Otro de los trabajos y uno de los principales de los que se parte para proponer una protección para GD, es el artículo que presentaron Franco y otros [17], donde realizaron un conjunto de simulaciones en tiempo real en un sistema de lazo cerrado, con el fin de evaluar el funcionamiento de un algoritmo de un relevador de sobrecorriente en un sistema de prueba, dicho algoritmo se modeló mediante una ecuación que representa las características de operación de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso [8] implementado en una tarjeta de desarrollo rápido.

Entre los trabajos desarrollados de dentro de esta sección referente a protecciones para GD, uno de estos trabajos es la tesis que se presentó por Morales [18], donde por medio de un programa comercial se realizaron estudios de redes de distribución con generación distribuida, así mismo se presenta una metodología de análisis ante diferentes escenarios de conexión de GD y poder proponer ajustes nuevos a los dispositivos de protección, tomando ya en cuenta la conexión de GD.

1.5 APORTACIONES DEL TRABAJO DE TESIS

Las aportaciones principales de este trabajo de tesis son:

- El desarrollo de una lógica de protección para generación distribuida implementada en una Tarjeta de Desarrollo Rápido de Prototipos, que toma en consideración normas y reglas de operación para la protección de redes con generación distribuida, basados en los principios de protección de sobrecorriente.
- La evaluación del desempeño de esta lógica bajo distintas pruebas para estudiar el comportamiento ante fallas en un sistema con generación distribuida, empleando un aerogenerador de velocidad fija simulando este modelo en tiempo real.
- La propuesta de las reglas de un *código de red* implementadas en la lógica de programación del algoritmo para la protección de una fuente de generación distribuida.

1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES DEL TRABAJO DE TESIS

En este trabajo se desarrolla un algoritmo de protección basado en sobrecorriente con sus funciones básicas y se implementa en una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos. El algoritmo implementado se evalúa al compararlo con el desempeño de un relevador comercial. Una vez validado, a este algoritmo se le integran reglas de operación de acuerdo a códigos de red ya establecidos para proteger fuentes de GD.

7

El algoritmo implementado en la tarjeta es usado para proteger un modelo de aerogenerador como fuente de GD en un ambiente de simulación en tiempo real. El presente trabajo se limita al desarrollo y validación del algoritmo de protección para GD que considera solo a un modelo de aerogenerador. Sin embargo, el modelo de protección aquí desarrollado y las reglas de operación integradas en él, pueden usarse mediante modificaciones sencillas para proteger otras fuentes de generación distribuida en la red eléctrica.

1.7 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este trabajo consta de seis capítulos, y se encuentra estructurado de la siguiente manera:

- En el capítulo 1, se presentan los antecedentes y la importancia del estudio de la generación distribuida, así mismo, se presenta los objetivos que se tienen para este trabajo, así como la justificación y los aportes que se esperan de este trabajo y por último las limitaciones y los alcances que tiene este trabajo de investigación.
- En el capítulo 2, se menciona el tema de los elementos de las redes con generación distribuida, esto con el fin de hacer un análisis del comportamiento de las redes con GD bajo condiciones anormales de operación y de falla, por último, se mencionan los tipos de tecnologías que se emplean para generación distribuida conectada a una red eléctrica.
- En el capítulo 3, se hace mención y descripción de las protecciones que se emplean en sistemas eléctricos de potencia convencionales, así mismo se hace mención sobre la protección para GD con relevadores digitales y la influencia que tiene la conexión de GD con aerogeneradores con una red de distribución.
- En el capítulo 4, se presenta el desarrollo del algoritmo de una lógica de protección para GD, considerando las normas y criterios para la realización de este algoritmo.
- En el capítulo 5, se describen los equipos que intervienen en las pruebas así como la descripción de las pruebas se realizaron de lazo cerrado con ayuda del simulador de tiempo real, OPAL-RT ®, se muestran los resultados obtenidos para cada prueba y la comparación de los resultados de las mismas.

- En el capítulo 6, se establecen las conclusiones de este trabajo, así mismo se hacen recomendaciones de trabajos futuros en que se puede emplear esta investigación.
- En los apéndices, se agrega el código computacional implementado en una TDRP, la información del modelo de la red con GD y las características de los elementos que intervienen en las pruebas de la lógica de protección, así como el cálculo de los ajustes propuestos para el relevador comercial, el algoritmo de protección y el modelo del aerogenerador desarrollado en SIMULINK®.

CAPÍTULO 2: CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 INTRODUCCIÓN

Debido a variaciones usadas en la literatura en la definición de lo que es la GD, las siguientes características ayudarán a tener una definición más concreta de lo que es la GD [3] [5]:

- Propósito: El propósito de la generación distribuida es proveer una fuente de potencia eléctrica activa; De acuerdo con anterior, la GD no necesita ser capaz de proveer potencia reactiva.
- Localización: La localización de la GD es definida como la instalación y operación de una unidad de generación eléctrica de potencia conectada directamente a la red de distribución o conectada a la red en el sitio de la medición del usuario.
- Capacidad de la GD: La capacidad no es calificador para la definición de lo que constituye la GD; La capacidad máxima que se puede conectar a un sistema de distribución depende de la capacidad del sistema de distribución, que está correlacionada con el nivel de tensión dentro del sistema de distribución. El diseño técnico de cada sistema de distribución es único, por lo tanto, no existe una definición general de la máxima, capacidad de generación que se puede conectar a un sistema de distribución.
- Entrega de potencia de la zona: Algunos autores definen la entrega de potencia de la zona a toda la potencia generada por la GD que es utilizada dentro de la red de distribución.
- Tecnología aplicada para la GD: A menudo, el término de generación distribuida se utiliza en combinación con una categoría de tecnología determinada de generación,

por ejemplo, tecnología para energía renovable. Sin embargo de acuerdo con la definición de GD, la tecnología que se puede utilizar no es limitada. Para la discusión de cuestiones técnicas y económicas relacionadas con las tecnologías de generación distribuida se sugieren las siguientes categorías, a pesar de estas categorías se pueden tener otras posibles:

- a. Generación Distribuida Renovable
- b. Generación Distribuida Modular
- c. Generación Distribuida *Combined Heat and Power* (*CHP*)
- Impacto ambiental: La GD, se describen como fuentes de energía más ecológicas que la generación centralizada, por las tecnologías con las cuales se genera energía eléctrica, trayendo consigo misma beneficios ambientales adicionales, como por ejemplo la reducción de pérdidas en las líneas de transmisión obtenidos por la adecuada localización y tamaño de la unidad.

Con estas características de la generación distribuida, se tiene un mejor conocimiento del entorno, ya que esto ayuda a tener conocimiento del comportamiento de estas fuentes de generación.

2.2 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Como ahora se sabe, que la GD es una tecnología de generación de energía eléctrica que proporciona energía eléctrica en el sitio de carga o muy cerca de este, también puede ser que sea interconectado a un sistema de distribución, directamente a las instalaciones del cliente, o ambos [2] [4].

Las tecnologías de GD incluyen pequeños generadores de turbina de combustión (incluyendo microturbinas), motores alternativos y generadores, paneles fotovoltaicos y celdas de combustible. Otras tecnologías, como la conversión de energía solar térmica, los motores Stirling y conversión de la biomasa se consideran GD. Las fuentes de GD pueden proporcionar una multitud de aplicaciones a los servicios públicos y a los consumidores, incluyendo la generación de respaldo, la capacidad de neutralización de picos, el intercambio de pico y mantener energizadas las cargas eléctricas de un sitio determinado.

Las tecnologías de GD pueden tener beneficios ambientales que van desde la generación de energía fotovoltaica, hasta la mitigación significativa de uno o más contaminantes en el ambiente, a menudo asociados con la generación a carbón, mediante el consumo de gas natural y otros combustibles fósiles [2].

2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos (FV) implican la conversión directa de la luz solar en electricidad sin la intervención de un elemento motor. Los dispositivos fotovoltaicos son de estado sólido; por lo tanto, son robustos y de diseño sencillo, y requieren muy poco mantenimiento. La ventaja clave de los sistemas fotovoltaicos es que se pueden emplear conectados en una red de distribución o de forma independiente para producir energía desde microwatts hasta megawatts. Se han utilizado como las fuentes de energía para calculadoras, relojes, bombeo de agua, edificios remotos, comunicaciones, satélites y vehículos espaciales, así como plantas de energía como en se muestra en la Figura 2.1. Debido a que son de peso ligero, modular, y no requieren un suministro de combustible gaseoso o líquido [2].



Figura 2.1.-Esquema de sistema fotovoltaico.

El principio de operación de un sistema fotovoltaico es sencillo, cuando un fotón de luz se absorbe por un electrón de valencia de un átomo, la energía del electrón se incrementa por la cantidad de energía del fotón. Si la energía del fotón es igual o mayor a la de la banda prohibida del semiconductor, el electrón con exceso de energía saltará en la banda de
conducción en el que se puede mover libremente. Sin embargo, si la energía del fotón es menor que el intervalo de banda, el electrón no tendrá la energía suficiente para saltar a la banda de conducción. En este caso, el exceso de energía de los electrones se convierte en exceso de energía cinética de los electrones, que se manifiesta en el aumento de temperatura. Si el fotón absorbido tiene más energía de la banda prohibida, el exceso de energía sobre la brecha de banda simplemente aumenta la energía cinética del electrón. Tomando en cuenta que un fotón puede liberar un solo electrón, incluso si la energía del fotón es mayor que el espacio de banda. Este es un factor limitante clave para la eficiencia de las células solares [2].

2.2.2 Máquinas de Combustión Interna (MCI)

Las máquinas de combustión interna son tradicionalmente tecnologías implementadas para plantas de emergencia en todo el mundo, tomando en cuenta que su costo de las unidades es menor que cualquier tecnología de GD, pero el costo del mantenimiento es uno de los más costosos.

La MCI más común es la de tipo pistón; el espacio confinado en el que se produce la combustión se llama cilindro, en cada cilindro un pistón se desliza hacia arriba y hacia abajo, un extremo de un eje de conexión está unido a la parte inferior del pistón mediante una articulación; el otro extremo del eje de abrazaderas alrededor de un cojinete en uno de los tiros del cigüeñal; el movimiento de los de émbolos (arriba y abajo) mueve el pistón y a su vez hace girar el cigüeñal, que está conectado por engranajes adecuados o directamente a un generador un ejemplo de esto se muestra en la Figura 2.2. Sin embargo, los motores de diésel y gasolina producen niveles inaceptables de emisiones de dióxido de carbono en el aire; aunque las MCI de gas natural ofrecen una solución parcial a los problemas de emisiones, no resuelven el problema de emisiones al aire completamente. Los grupos de motores de combustión interna de gas, son usados para amortiguar el pico entre cambios bruscos de carga, para cargas de intermedia capacidad e instalaciones de capacidad base. El uso de estas máquinas para generación de energía, solamente está limitada por los precios de gas y las utilidades por la energía generada [2].

CAPÍTULO II: CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Figura 2.2.-Diagrama de una máquina de combustión interna tipo pistón.

2.2.3 Celdas de combustible

Una celda de combustible es un dispositivo en el cual hidrogeno y oxigeno se combinan sin combustión para producir electricidad en presencia de un catalizador. Un diagrama esquemático se presenta en la Figura 2.3 [2].



Figura 2.3.-Diagrama esquemático de una celda de combustible.

DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN

Varias tecnologías se han demostrado y se enumeran a continuación, con sus temperaturas de funcionamiento nominal.

- Ácido fosfórico 300 °F
- Membrana de intercambio de protones 200 °F
- Carbonato fundido 1200 °F
- Oxido solido 1300 °F

Las celdas de combustible son demasiado costosas para ser una solución competitiva contra la red de suministro eléctrico, pero los expertos de la industria han indicado que los precios de producción en grandes cantidades se deben reducir y el costo de instalación no siempre será el factor decisivo en la elección de una determinada tecnología [2].

2.2.4 Turbinas de combustión

Las turbinas de combustión de gas natural son los motores principales más ampliamente adoptadas para la nueva generación de energía eléctrica en todo el mundo, en base a la potencia agregada en los sistemas eléctricos; en el año 2000, más de 4000 unidades fueron instaladas. Los beneficios de las turbinas de gas en la generación de energía son [2]:

- a. El costo de instalación por MW de potencia es relativamente bajo.
- b. El aumento de la disponibilidad de gas natural para los contratos a precio fijo.
- c. La demanda de un pico de capacidad en un mercado de energía irregular.
- d. Mayores eficiencias eléctricas de turbinas aeroderivativas.
- e. La capacidad de sitio e instalación de unidades de 1,7 a 40 MW (y más grandes) con una duración de semanas o meses y no de años.

Las turbinas de gas consisten en un compresor, cámara de combustión, y conjunto de turbinagenerador que convierte la energía de rotación en una salida de energía eléctrica. Las condiciones estándar ambientales para el aire que fluye a través de la turbina se supone que son a 59 ° F (15 ° C), 14,7 psia (1.013 bar), y una humedad relativa del 60%. Por lo tanto, las turbinas de un solo eje se configuran en un eje continuo, y todas las etapas de la turbina operan a la misma velocidad. Este tipo de unidades se utilizan normalmente para aplicaciones de generador impulsado por donde la velocidad de variación significativa no se requiere [2].

2.2.5 Aerogeneradores

Un aerogenerador es una máquina que transforma la energía del viento en forma de energía mecánica, a través del movimiento de un conjunto de aspas, y al mismo tiempo esa energía mecánica se transforma a energía eléctrica por medio de los generadores eléctricos [19].

Las partes constitutivas de un aerogenerador son:

Buje, chasis, flecha principal, caja de engranes, mecanismo de regulación por cambio de ángulo de paso, motores de orientación, generador, panel de control, torre, aspas, anemómetro y veleta, las cuales se pueden observar en la Figura 2.4 que se presenta a continuación [15] [19].



Figura 2.4.-Partes constitutivas de un aerogenerador [19].

La torre soporta al chasis y el rotor; existen 3 tipos de torres para turbinas eólicas de eje horizontal [15] [19] [20].

 Torres tubulares.- Se construyen con bridas en cada uno de los extremos, unidas con pernos; son tronco-cónicas, es decir con un diámetro creciente en la base. Son fabricadas de acero, algunas veces reforzadas por concreto para protegerla de la corrosión, o se pinta, o se galvaniza.

- Torre Celosía.- Se utilizan perfiles de acero soldados, su costo es bajo con respecto de una torre tubular, que necesita el doble de material sin sustentación adicional y con la misma rigidez.
- Torre de mástil tensado.- Su peso y por tanto su costo son bajos, la desventaja es el difícil acceso a las zonas alrededor de la torre y es la más propensa a sufrir actos vandálicos.

Las aspas son parte fundamental del rotor, su objetivo principal es convertir la fuerza del viento en el par necesario para generar energía.

Las flechas son elementos cilíndricos diseñados para girar. Su función principal es transmitir un par.

Las bridas son elementos usados para conectar dos flechas con el propósito de transmitir un par entre ellas. Usadas para la conexión mecánica entre el generador y la caja de engranes. Consisten de dos piezas una unida a la otra por medio de tomillos para evitar ser desalineadas.

Los rodamientos son usados para reducir la resistencia a la fricción entre dos superficies en movimiento, se encuentran acoplados a las flechas, en las cajas de engranes y en los generador es entre otros. Los engranes son elementos que transfieren un par de una flecha a otra.

La caja de engranes se utiliza para incrementar la velocidad en la flecha del generador, debido a que el rotor de la turbina eólica y la flecha principal giran a una velocidad menor que la requerida por la mayoría de los generadores eléctricos. Este es el elemento más caro y pesado de la turbina eólica.

Los anemómetros son instrumentos que miden la velocidad del viento y se clasifican en [15] [19]:

- De copa.
- De hélice.
- De papalote.

La dirección del viento es normalmente determinada por la propia veleta, la cual es una pieza metálica que gira sobre su eje señalando la dirección del viento.

La transformación de energía eólica a energía eléctrica se lleva a cabo por medio de las plantas eolo-eléctricas, donde la turbina impulsada por la energía cinética del viento, sirve de primomotor, acoplado a su generador de inducción el cual transfiere la energía eléctrica producida a un sistema rectificador inversor para después insertarla al sistema a través de mi transformador [15] [19].

2.3 APLICACIONES Y BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Teniendo en cuanta la información de la sección anterior, hay diferentes aplicaciones por las cuales un usuario decide instalar una fuente de GD [21].

- Generar la totalidad de su suministro eléctrico.
- Minimizar el consumo energético en horas pico.
- Reducir costos en su periodo de consumo.
- Fuente de energía limpia o renovable.
- Instalación en lugares remotos.

De esta forma se pueden considerar ciertas ventajas y beneficios que tienen las fuentes de GD contra una red de distribución comercial para dar suministro a un usuario [21]:

- Tiene un menor costo de capital inicial debido al pequeño tamaño de la GD, aunque el coste de la inversión por kVA de una GD puede ser mucho mayor que la de una planta de generación convencional.
- Se puede reducir la necesidad de una gran construcción o mejoras de infraestructura, porque la GD se localizar en el lugar de carga y en lugares sin necesidad de extensas superficies para su construcción.
- Si la GD proporciona energía para uso local, se podrá reducir la sobrecarga en las líneas de distribución y transmisión.
- Algunas tecnologías, producen cero o cerca de cero emisiones contaminantes durante su vida útil, sin tener en cuenta las emisiones de contaminantes durante todo el ciclo

de vida del producto es decir: la contaminación producida durante la fabricación o después de la clausura del sistema GD.

- Algunas tecnologías como la solar o la eólica, es una forma de energía renovable.
- Puede aumentar la confiabilidad de la energía como respaldo principal o la potencia de los usuarios.
- Ofrece a los usuarios una opción para satisfacer sus necesidades energéticas.

CAPÍTULO 3: PROTECCIÓN DE REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 INTRODUCCIÓN

Todo sistema eléctrico de potencia durante su operación, está expuesto a diferentes condiciones anormales de operación, originadas por aspectos relacionados en el propio sistema, o por agentes externos al mismo. Algunos de los factores que producen condiciones anormales de operación, pueden ser los siguientes [22]:

- Sobrecarga en los elementos del sistema.
- Corto circuito.
- Falla de Aislamiento.
- Aislamiento inadecuado.
- Sobretensiones por descargas atmosféricas.
- Operación por interruptores.
- Arcos eléctricos por efecto de contaminación.
- Agentes extraños en la instalación (roedores, aves, vegetación).
- Resistencia mecánica de diseño.
- Vandalismo y errores humanos.

Para que un sistema eléctrico sea protegido en forma adecuada se tiene que emplear sistemas de protección, los cuales puedan aislar el lugar donde se origina una falla de forma inmediata. La protección de sistemas eléctricos se logra utilizando un conjunto de elementos con características indispensables para lograr resultados eficientes, como lo son [22]:

- La capacidad de desconexión de sus interruptores.
- Velocidad de los elementos de desconexión.
- Precisión en los aparatos de medición.
- Proveer energía con una fuente auxiliar de alimentación.

3.2 PROTECCIÓN DE REDES ELECTRICAS CONVENCIONALES

Todo sistema eléctrico sin excepción debe estar protegido ante disturbios que puedan afectar al usuario, a las líneas o equipos eléctricos, a continuación se mencionan algunas formas de protección que se encuentran en un sistema eléctrico de potencia convencional [22] [23] [24]:

- 1. Apartarrayos.
- 2. Hilos de guarda
- 3. Sistema de tierra
- 4. Fusibles.
- 5. Relevadores.

La función principal de la protección es provocar la desconexión automática del elemento del sistema que ha sido afectado por una falla o por un régimen anormal de operación. La protección del equipo es una de las partes fundamentales en todo el sistema para prevenir fallas en un sistema eléctrico de potencia.

Una segunda función de la protección es dar información sobre el tipo de falla y localización de la misma o de un régimen anormal que ha ocurrido, con el objetivo de facilitar al personal de servicio técnico su rápida ubicación y eliminarla [22] [23].

3.2.1 APARTARRAYOS

Los apartarrayos son equipos que disminuyen los efectos de sobre voltajes creadas en el sistema eléctrico por agentes exteriores e interiores como descargas atmosféricas y operación de interruptores.

Los apartarrayos se encuentran conectados permanentemente en cada fase y opera cuando se presenta una sobretensión de determinada magnitud, descargando la corriente excesiva a tierra, un esquema de apartarrayos se presenta en la Figura 3.1.

Se fabrican diferentes tipos de apartarrayos, siendo los más empleados los de tipo *auto-valvular* y de *resistencia variable*.

CAPÍTULO III: PROTECCIÓN DE REDES CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Figura 3.1.-Esquema de las partes de un apartarrayos.

- El apartarrayos tipo auto-valvular consiste de varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables cuya función es dar una operación más sensible y precisa.
- El apartarrayos de resistencia variable utiliza dos explosores conectados en serie a una resistencia variable y se utilizan generalmente en media tensión y sistemas de distribución.

La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales para los equipos del sistema.

Los apartarrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para la cual tienen un cierto radio de protección. Para protección y seguridad de las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

La tensión a la que operan los apartarrayos se conoce técnicamente como *tensión de cebado del apartarrayos* [22].

3.2.2 HILOS DE GUARDA

En la mayoría de los casos, las líneas aéreas se pueden proteger de las descargas atmosféricas directas a través de uno o más conductores que están al potencial de tierra y extendidos por arriba de los conductores de la línea de potencia. Estos conductores protectores, llamados *hilos de guarda* o de *blindaje*, se conectan a la tierra a través de las torres de trasmisión que sostienen la línea. Generalmente, la zona de protección es de 3 conductores en posición vertical de cada lado de la torre por abajo del hilo de guarda. En la mayoría de los casos, los hilos de guarda, y no los conductores de potencia, son los que reciben las descargas atmosféricas como se muestra en la Figura 3.2.



Figura 3.2-Circuito básico de recorrido de una descarga atmosférica en una línea de transmisión.

Las descargas atmosféricas que inciden en los hilos de guarda o en los conductores de potencia originan una inyección de corriente que se divide en dos, una mitad fluye en la dirección de la línea y la otra mitad en sentido contrario. El valor cresta de la corriente a lo largo del conductor que ha sido afectado varía ampliamente por la alta variabilidad en la intensidad de los rayos. Los valores típicos son de 10 000 A y superiores. Cuando una línea de distribución recibe una descarga atmosférica directa, se origina un daño al equipo en las terminales de la línea por los voltajes línea a tierra que resultan de las cargas que se inyectan y que viajan a lo largo de la línea como corriente. Típicamente, estos voltajes están por arriba de un millón de volts. Las descargas sobre los hilos de guarda también pueden causar transitorios de alto voltaje sobre las líneas de distribución debido a la inducción electromagnética [24].

3.2.3 SISTEMA DE TIERRA

Es el arreglo de conductores y electrodos en forma de malla, para proporcionar el punto de referencia de potencial cero como se muestra en la Figura 3.3, además de descargar las sobre voltajes evitando la acumulación de cargas electrostáticas y el consiguiente potencial en equipos y estructuras. Este arreglo permite que los equipos eléctricos no sufran danos debido a los incrementos de corriente que pudiesen presentarse en el equipo y evita las descargas ocasionados por la energización de alguna parte metálica del equipo con algún cable, así como minimizar las posibilidades de flameo durante un transitorio y de esta forma evitar un daño mayor al personal o al equipo [22].



Figura 3.3.-Tipos de estructuras de aterrizamiento.

3.2.4 FUSIBLES

Un fusible, mostrado en la Figura 3.4, es un elemento que interrumpe el circuito sobre la base de que opera por los incrementos de corriente que se pueden presentar en el sistema. El principio de operación consiste en que cuando se presenta un incremento en la corriente, el fusible este diseñado de tal forma que un elemento metálico en forma de cintilla o listón se funde al aumentar la temperatura debido al incremento de corriente, ocasionando que el circuito se abra e interrumpa el flujo de corriente.



Figura 3.4.-Fusible típico con elemento fusible interno.

Los fusibles interrumpen la sobrecorriente que por sobrecarga o falla pasa a través de transformadores o líneas aéreas de baja y/o media tensión evitando, que estos componentes de la red de distribución sufran daños mayores o irreparables. Por ser el fusible un elemento que tiene tiempo de operación en función de la magnitud de la corriente se dice que es coordinable con otros elementos de protección [22].

3.2.5 RELEVADORES DE PROTECCIÓN

Los relevadores, son dispositivos que responden a algunas o a varias características del sistema eléctrico como son voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc., los cuales se alteran al ocurrir una falla en el sistema. Mientras no varían las características del sistema los relevadores se mantienen inactivos y al ocurrir una falla, el relevador detecta y selecciona la característica para lo cual debe actuar enviando una señal de apertura al interruptor correspondiente para aislar la parte en donde ocurrió la falla. Así, por ejemplo, un relevador de sobrecorriente actúa sobre un contacto del circuito de disparo de un interruptor de línea cuando las condiciones de corriente de esta línea pasa a ciertos límites.

En términos generales, un relevador eléctrico es un dispositivo que, colocado en un sistema eléctrico, produce cambios en otros circuitos o en el circuito propio para la liberación de una falla y la protección de un equipo [22]. Existen diferentes tipos de relevadores según la función de protección, recibe señales de entrada, que puede ser de corriente, tensión, frecuencia, entre otras, las cuales ocasionaran que un relevador cierre su contacto el cual pertenece a un circuito eléctrico ocasionando que este por medio de un interruptor aísle el sistema; para el propósito de protección de sistemas eléctricos, se puede hacer una clasificación de acuerdo a descripciones funcionales como se presentan a continuación [23] [25].

3.2.5.1 Relevadores de Sobrecorriente instantánea (50) y sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Este es un tipo de relevadores opera cuando el valor de corriente excede un valor determinado, los relevadores de sobrecorriente pueden ser instantáneos (50), esto quiere decir, que el relevador envía una señal de apertura a un interruptor sin ningún tiempo de retardo, y también tienen la característica de tiempo inverso (51), por ejemplo, a una corriente más alta, el tiempo de operación del relevador de sobrecorriente es menor, como se indica en las curvas de la Figura 3.5 ; los relevadores de sobrecorriente son los relevadores más sencillos de todos los demás relevadores de protección para sistemas eléctricos, son sencillos porque solo necesitan medir una variable, que es la corriente para que este relevador pueda operar, sin embargo no es tan simple como parece, ya que hay muchas características diferentes que se pueden desarrollar con las variables de corriente y tiempo; La posibilidad de elegir este tipo de relevadores depende de la aplicación y a necesidad de la coordinación con otros dispositivos dentro del mismo sistema eléctrico, como pueden ser fusibles e incluso otros relevadores [7] [25].



Figura 3.5.-Curvas característica de un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso [26].

El flujo normalizado contra los múltiplos de *pick up* puede ser determinado por t_r igual al tiempo de *reset* total con cero valores actuales y luego sustituir de tiempo de funcionamiento correspondiente a diversos múltiplos de corriente de arranque. Los gráficos de flujo normalizado para una curva extremadamente inversa, muy inversa, y un relevador de sobrecorriente de tipo de inducción moderadamente inversa, como también mostrada en la Tabla 4. 3 [7] [26]

Los relevadores de sobrecorriente no son inherentemente direccionales, ya que las mediciones de corriente no indican una dirección, lo cual requiere alguna otra variable para poder proporcionar un sentido de la "polarización", es decir, para proporcionar una referencia contra la cual la corriente medida se puede comparar, esto a veces se proporciona mediante la medición de la tensión por la corriente usando un wáttmetro para determinar la dirección del flujo de potencia [25].

Una aplicación de relevadores de corriente sin direccionalidad, se encuentra en los sistemas de distribución radial, donde la dirección de corriente siempre es conocida, en este tipo de aplicaciones los relevadores deben de tener una adecuada coordinación con los demás dispositivos de protección, como son fusibles y restauradores [25].

3.2.5.2 Relevador de distancia

Los relevadores de distancia son normalmente empleados para proteger líneas de transmisión, estos relevadores responden a la impedancia entre la localización del relevador y la localización de la falla, como la impedancia por unidad de longitud de una línea de transmisión tiene un comportamiento casi constante, entonces se dice que estos relevadores responden a la distancia de donde se encuentra la falla en una línea, y de ahí su nombre. Bajo ciertas condiciones, puede ser deseable hacer que los relevadores de distancia responden a algún parámetro que no sea la impedancia, tales como la admitancia o la reactancia, hasta el lugar de la falla [25].

Antes de describir la aplicación específica de protección de distancia escalonada, las definiciones de *subalcance* y *sobre alcance* deben abordarse. La protección '*subalcance*' es una forma de protección en la que los relevadores en una terminal dada no funcionan para las

fallas en lugares remotos en los equipos protegidos; Esta definición establece que el relevador está configurado de modo que no verá una falla más allá de una determinada distancia. El corolario a esta definición, por supuesto, es que el relevador ve fallas menores que el ajuste. La protección 'sobre alcance' es una forma de protección en el que los relevadores en una terminal operan para fallas más allá de la siguiente terminal. Pueden ser limitados desde la desconexión hasta que una señal de entrada desde una terminal remota ha indicado si la falla está más allá de la sección de la línea protegida. Nótese la restricción agregada a la protección de sobre alcance para evitar la pérdida de la coordinación [25].

Los relevadores de distancia operan por zonas y cada zona de protección tiene un tiempo de operación para liberar una falla como se muestra en la Figura 3.6, tomando en cuenta la longitud de una línea se puede ajustar la zona 1 entre un 80 y 90 % de la longitud de la línea y el tiempo para la liberación de la falla debe ser operada instantáneamente; Debe quedar claro que la zona 1, no protege toda la línea de transmisión: la zona comprendida entre el extremo de la zona 1 y el bus B no está protegida. En consecuencia, el relevador de distancia está equipado con otra zona, que se extralimita deliberadamente más allá del terminal remoto de la línea de transmisión [4] [27].



Figura 3.6.-Zonas de protección de un relevador de distancia.

29

Esta es conocida como zona 2 del relevador de distancia, y debe estar ajustada de tal forma que si ocurre una falla en la siguiente sección de línea (*F2* de la Figura 3.6 a)), la zona 1 de la línea opera antes que la zona 2 del relevador A, para lograr una adecuada coordinación con la zona 2, usualmente se propone un retardo de 0.3 s. el alcance de la zona 2 es generalmente ajustada entre el 120 y 150% de la longitud AB, se debe tener en cuenta que la zona 2 de R_{ab}, no debe ir más allá de la zona 1 de R_{bc}, ya que pueden ocurrir fallas en ambas zonas simultáneamente, provocando disparos innecesarios, Este concepto, de la coordinación por distancia, así como por el tiempo, conduce a un agrupamiento de las zonas de protección, y se ilustra en la Figura 3.6 b). También los relevadores de distancia cuentan con una tercer zona conocida como zona 3, que regularmente es ajustada a un 150 a 180% de la línea, y esta zona para ser coordinación con otras zonas de otros relevadores como se mostró en la Figura 3.6 b) [4] [27].

3.2.5.3 Relevador de sobrecorriente direccional

Un relevador de sobrecorriente direccional se emplea para un circuito con múltiples fuentes, cuando es esencial limitar el disparo de los relevadores en una sola dirección. Sería imposible obtener la selectividad correcta mediante el uso de relevadores de sobrecorriente no direccionales en muchos casos; Si la misma magnitud de corriente de falla podría fluir en cualquier dirección a la ubicación del relevador, la coordinación con los relevadores adelante y atrás de este mismo no se podría lograr, excepto en condiciones inusuales del sistema. Por lo tanto, los relevadores de sobrecorriente son hechos direccionales para proveer una coordinación entre todos los relevadores que pueden ver una falla dada. Los relevadores direccionales requieren dos entradas, la corriente de funcionamiento y una de referencia, o de polarización, o cantidad (voltaje o corriente) que no cambia con la ubicación de la falla. El par de torsión de funcionamiento de un relevador es de dos entradas, que se puede utilizar para proporcionar la característica direccional [4] [25] [27].

Para ilustrar la necesidad para la direccionalidad, se refiere a la Figura 3.7, como sistema radial (interruptor X abierta), interruptores de circuito (4) y (5) no recibirán corriente de falla para una falla en F1. De hecho, para esta configuración del sistema, no se requiere interruptor (4). En el sistema de circuito (interruptor X cerrado) no se puede establecer relevadores en (4) por encima de los de (5) a ser selectivo para una falla en F_2 , y todavía mantiene la coordinación entre (4) y (5) para una falla en la F1. Se requieren relevadores direccionales. Ocasionalmente, un punto en el lazo cerrado puede ser encontrado cuando hay suficiente diferencia entre una falla en la dirección hacia adelante y uno en la dirección hacia atrás, de modo que los ajustes por sí solos pueden discriminar entre ellos. Para que esto sea un procedimiento seguro por lo general una proporción de 4 a 1 entre avance y fallas inversas que se requeriría [27].



Figura 3.7.-Red en circuito de lazo cerrado.

3.3 PROTECCIÓN PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Todo tipo de sistema de generación eléctrica requiere unidades de protección, ya que estas unidades de protección se encargan de que el sistema opere eficientemente en condiciones normales o en estado estable, pero también se encargan de dar las órdenes para hacer las desconexiones necesarias para que el sistema siga operando en condiciones de falla o grandes disturbios.

Estas unidades de protección son designadas como relevadores para GD, estas unidades en forma comercial, se pueden encontrar con funciones muy limitadas para la protección de estos sistemas de generación [28].

La corriente es la variable más utilizada en la detección de anomalías en los elementos del sistema eléctrico, dado el elevado incremento de corriente que se registra en su valor cuando se presentan fallas. Se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede la corriente normal de operación de un dispositivo. Entre los dispositivos de protección de sobrecorriente más utilizados en sistemas eléctricos están los relevadores de sobrecorriente y fusibles en todos los niveles de tensión y los interruptores termomagneticos en baja tensión.

Es de aclarar, que los relevadores no realizan directamente las maniobras de conexión y desconexión del sistema eléctrico, estas operaciones las realiza el equipo de interrupción y maniobra [29].

En los últimos años, a través de la desregulación industrial de suministro eléctrico y la creciente competencia comercial, demasiados usuarios conectados a sistemas de distribución de potencia de media tensión han instalado conjuntos de generación eléctrica para operar en paralelo con el suministro eléctrico público, la intención es utilizar la energía excesiva producida por otras fuentes o bien usar el calor o vapor proveniente de motores o de otras fuentes de generación; la conexión en paralelo de generadores para sistemas de distribución ocurrió antes de la desregulación, pero sólo donde había una importación neta de energía de la empresa eléctrica [4].

La exportación de energía a los sistemas de distribución de servicios públicos era un aspecto relativamente nuevo. Desde la generación de este tipo ahora se puede ubicar dentro de un sistema de distribución, en lugar de ser despachada desde centrales de generación eléctrica conectada a un sistema de transmisión; dependiendo del tamaño de los generadores puede ser del tipo síncrono o asíncrono, y que puede ser conectado a cualquier tensión adecuada al tamaño de la planta que se considera [4].

Esto generalmente requiere las siguientes funciones de protección que deben aplicarse en el *'Punto de interconexión'* para disparar el interruptor automático de acoplamiento [4] [30]:

- Bajo voltaje.
- Sobre voltaje.
- Sobre frecuencia.
- Baja frecuencia.
- Pérdida de la fuente de suministro.

En adición, las circunstancias particulares pueden requerir de funciones adicionales de protección:

- Desplazamiento de voltaje del neutro.
- Potencia invertida.
- Sobrecorriente direccional.

En la práctica, puede ser difícil cumplir con todos los parámetros de protección o rendimiento exigidos por la fuente de generación sin un alto riesgo de disparos causados por la falta de coordinación con las fallas del sistema de energía convencionales y las alteraciones que no sean necesarias para presentar disparos de la generación distribuida. Esto es especialmente cierto cuando se aplica una protección específica para detectar la pérdida de la fuente de generación para atender a las condiciones de funcionamiento, donde no habría excursión inmediata en el voltaje o frecuencia para provocar el funcionamiento de las funciones de protección comerciales [4] [30].

3.4 INFLUENCIA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN

La mayoría de los estudios sobre el impacto de la generación distribuida en redes de distribución, se han concentrado en las redes de media tensión y unidades individuales de producción bastante grandes.

La interconexión de la GD trae un gran cambio en la configuración de la red de distribución de servicios, hoy en día, la configuración más común en los sistemas de distribución es radial y en sistemas con GD no es la excepción. En este tipo de configuraciones de una sola fuente se alimenta una red de *aguas abajo*. Con la conexión de la GD, en caso de falla, el sistema puede perder la configuración radial, ya que se inyecta energía desde las fuentes de la GD a la falla y, por lo tanto, la coordinación del sistema se puede perder [31].

El impacto de la conexión de generación distribuida, en un sistema de distribución de energía que fue diseñada originalmente sólo para la distribución de energía hacia *aguas abajo* debe

ser considerado, en particular el ámbito de los requisitos de protección. En este sentido, no es importante si el generador incorporado es normalmente capaz de exportar a la red de distribución o no, ya que pueden existir condiciones de falla cuando esto ocurre independientemente de la intención del diseño [4].

Para la conexión de la GD en las redes de distribución se debe tener en cuenta lo siguiente:

- 1. Comportamiento de las protecciones (problemas de coordinación).
- 2. Operación en condiciones de isla.
- 3. Detección de problemas.
- 4. Procedimientos de operación.
- 5. Niveles adecuados de los equipos de medición.

La conexión de nuevas fuentes de generación en el sistema de distribución, modifica el flujo de energía, condiciones de tensión del cliente y los requisitos del equipo de servicios públicos. En condiciones de falla, las GD's modifican la contribución actual a la falla, y por lo tanto influye en el comportamiento de protección de la red. La influencia dependerá de la cantidad, el tipo, la ubicación y el tamaño de la GD. Por lo tanto, las características de los equipos de medición y el sistema de coordinación, que se establecieron sin considerar la contribución de la generación distribuida, deben ser revisados cuando la GD se va a conectar [31].

Si se requiere la operación de la planta cuando se desconecta del sistema de distribución, la protección de baja frecuencia se convertirá en una característica importante del sistema de energía en la planta. Durante el funcionamiento aislado, puede ser relativamente fácil de sobrecargar la capacidad de la generación disponible, así que puede ser requerida una forma de administración de la carga. Del mismo modo, cuando se ejecuta en paralelo con la red de distribución, es necesario tener en cuenta que el modo de funcionamiento del generador si la importación de la potencia reactiva se va a controlar; los límites pueden ser colocados por la red de distribución y exportación. Estos pueden exigir el uso de un sistema de administración de energía en la planta para controlar las cargas de generación y plantas de GD en consecuencia; Algunas utilidades pueden insistir en disparo automático de los interruptores si hay una desviación significativa de frecuencia y voltaje fuera de los niveles permisibles, o por otras razones [4].

Desde un punto de vista utilitario, la conexión de la generación distribuida puede causar problemas con el control de tensión y aumento de los niveles de falla. Los ajustes de los relevadores de protección en las inmediaciones de la planta pueden requerir diferentes ajustes con el surgimiento de la GD. También hay que asegurarse de que la seguridad y calidad del suministro del sistema de distribución de la red no se vea comprometida.

La generación distribuida no debe permitir suministrar energía a cualquier cliente de servicios públicos de forma aislada, ya que la fuente de generación normalmente es el medio para regular la tensión del sistema y la frecuencia dentro de los límites permitidos. También proporciona normalmente las únicas conexiones de tierra del sistema, para garantizar el correcto funcionamiento de la protección del sistema en respuesta a las fallas a tierra. Si la alimentación de energía de falla, también es importante desconectar la GD antes de que haya riesgo de que las fuentes de generación se vuelvan maquinas no síncronas [4].

3.5 CÓDIGOS DE RED PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON AEROGENERADORES EN MÉXICO

Actualmente, un aspecto muy importante a considerar en el estudio de generadores eólicos son los requerimientos de los sistemas eléctricos de potencia para interconectar aerogeneradores, generalmente incluidos en documentos llamados códigos de red [15].

En el pasado, las turbinas de viento dentro del código de red tenían requerimientos muy simples de operación, como desconectarlos en el caso de una falla en la red. En la actualidad los requerimientos han cambiado y en algunos países se deben mantener conectados a la red para asegurar la estabilidad del sistema [32].

Los requerimientos comunes en los códigos de red incluyen [33]:

- Comportamientos ante fallas.
- Límites de frecuencia y voltaje.
- Regulación de potencia activa y control de frecuencia.
- Regulación de voltaje, factor de potencia y potencia reactiva.

Los códigos de red proveen requerimientos técnicos de conexión y operación de la máquina dependiendo de las capacidades de generación para cada aerogenerador y cada país. En la mayoría de los códigos de red, se especifica la capacidad del aerogenerador durante un hueco de voltaje, por medio de un perfil de voltaje en el que los aerogeneradores deben mantenerse conectados a la red [32]. Estos requerimientos se refieren a grandes generadores eólicos conectados a la red de transmisión, debido a que se ha incrementado considerablemente la interconexión de aerogeneradores en este nivel de tensión; los requerimientos del código de red han sido de gran importancia para el desarrollo de los aerogeneradores y existen una gran cantidad de publicaciones al respecto [33].

EL código de red para el sistema eléctrico mexicano, creado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en el cual se especifica los requerimientos que deben cumplir para interconectarse a la red eléctrica con voltajes desde 1 kV hasta 34.5 kV, utilizando generadores impulsados por el viento, debido a los efectos sobre la calidad de la frecuencia, tensión y otros problemas eléctricos que causa la intermitencia del viento. Este código de red se basa en los siguientes estándares [1]:

- IEC-61400 que especifica lo relacionado con los requerimientos de sistemas de generación eólica.
- IEC61400-21, IEC-61000-3-6 e IEC61400-3-7 establecen los límites de inyección de corrientes armónicas y de parpadeo de tensión (*flicker*).

En la Tabla 3.1 se presentan los requisitos de ajuste para las protecciones del aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencias del sistema y el tiempo para su desconexión.

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la	
[Hz]	protección	
frecuencia>61.20	Instantáneo	
60.50 ≤ frecuencia ≤ 61.20	Tiempo ajustable hasta 5 s.	
59.30 ≤ frecuencia ≤ 60.50	Operación Continua	
57.5 ≤ frecuencia ≤ 59.30	Tiempo ajustable hasta 5 s.	
57.5>frecuencia	Instantáneo	

Tabla 3.1.-Tiempos de desconexión de aerogeneradores ante diferentes frecuencias de corte.

Para colaborar en el control de tensión en el punto de interconexión, el parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva, como requisito para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema. Debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto [1]. En estado permanente el parque de generación debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de \pm 5% de voltaje nominal y hasta un \pm 10% en condiciones de emergencia [1].

Las capacidades de generación permitidas en los diferentes niveles de tensión se indican en la Tabla 3.2.

Nivel de tensión	A lo largo del	En buses de	
[Kv]	alimentador	la subestación	
	[MW]	[MW]	
13.8	4	8	
23.0	8	16	
34.5	10	20	

Tabla 3.2.- Limite de capacidad de generación para interconectar para media tensión.

Estas capacidades son los valores acumulados a lo largo del alimentador. Pudiendo ser mayor a la capacidad indicada en la Tabla 3.2 cuando los estudios técnicos así lo determinen, dependiendo de la ubicación del punto de interconexión en el sistema. El parque de generación eólico puede afectar la calidad de tensión del sistema eléctrico por efecto del parpadeo, por ello, el parpadeo de la tensión debe mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, los cuales son [1]:

- Factor de severidad de corta duración < 0.35: Para diez minutos.
- Factor de severidad de larga duración < 0.25: Para dos horas.

Se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales. Para la protección del aerogenerador se deben

utilizar relevadores digitales, la alimentación a éstos deberá ser redundante y de distintas baterías [1].

El parque de generación deberá tener la capacidad de soportar fallas transitorias externas y en el punto de interconexión sin desconectarse del sistema eléctrico, debido al abatimiento de la tensión por la falla y su recuperación a un nivel estable de postfalla, manteniendo su equipo de compensación de potencia reactiva conectado [1]. Los tipos de falla y tiempos de duración de falla en el punto de interconexión se describen en la Tabla 3.3; en la Figura 3.8 se muestra el hueco de tensión que incluye efectos de fallas en el punto de interconexión y externas que debe soportar el parque de generación eólico sin desconectarse de la red eléctrica [1].

Tipo de Falla	Tiempo máximo de duración de la falla transitoria [ms]		
	1-161 kV	230 kV	400 kV
Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica con conexión a tierra	150	100	80



Figura 3.8.-Caída de tensión del aerogenerador [1].

Una vez liberada la falla, el sistema eléctrico se recuperará al 80% de la tensión en un tiempo máximo de 1000 milisegundos del inicio de falla, con la participación de todos los elementos conectados al sistema eléctrico, ante esto el parque eólico no deberá dispararse [1].

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones [1]:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos. Ante la entrada de cada permisionario, la CFE realiza una serie de estudios que evalúan los efectos de su interconexión a la red eléctrica. Para este fin, el permisionario deberá proporcionar a la CFE todos los parámetros y bases de datos que esta le solicite para la realización satisfactoria de estos estudios como son [1]:

- Cortocircuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias
- Estabilidad Transitoria y Dinámica
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Voltajes
- Coordinación de Protecciones

CAPÍTULO 4: DESARROLLO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN PARA GD

4.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de las empresas de suministro eléctrico, es entregar energía eléctrica de una manera segura, confiable y económica. La protección con relevadores se aplican a las líneas de distribución para lograr este objetivo, los principales objetivos de un sistema de protección son para detectar y responder a todos los tipos posibles de condiciones de falla o condiciones anormales que podrían ocurrir, procurando afectar al mínimo número de usuarios en la desconexión donde se ubica la falla, y no la limitación de la capacidad del sistema para llevar la corriente de carga. Desde el intento de lograr algunos de estos objetivos anteriores, se hace que sea imposible lograr otros. Los límites de estos compromisos son los criterios utilizados para determinar la localización de los dispositivos de interrupción de fallas, así como la sensibilidad y la velocidad de funcionamiento de los dispositivos de detección de fallas [31]. Para el desarrollo de un algoritmo de protección, es necesario analizar las funciones que realizan los relevadores comerciales en forma general como se indica en la Figura 4.1 [34].



Figura 4.1.-Orden de procesos de un relevador comercial [34].

4.2 DATOS DE LA TDRP

Para este trabajo se desarrolló un algoritmo de protección en lenguaje C++ y se implementó un una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos modelo DT9841, de la marca Data Translation, Inc. (B). Este módulo contiene un DSP de 32 bits de *Texas Instruments*, el módulo cuenta con 8 entradas analógicas con un alcance de amplitud de \pm 10 V., 2 salidas analógicas con alcance de \pm 10 V y \pm 2.5 V., 3 puertos I/O, 3 canales contador/tiempo, 128 MB de memoria SDRAM y 2 MB de memoria flash empaquetados en una configuración 6U a nivel de placa [35]. Para un funcionamiento fiable, el módulo de la Serie DT9840 requiere los elementos mencionados en la Tabla 4.1.

Característica	Requerimientos mínimos	
Software Texas Instruments Code Composer Studio	Versión 3.3	
Software Microsoft Visual Studio	Version 6.0 o superior	
Sistema Operativo	Windows XP profesional, Windows Vista ó Windows 7	
Procesador	Pentium 233 MHz o superior	
Puerto USB	Uno o más (versión1.1 o 2.0)	
RAM	64 MB, 128 MB o superior es más recomendado	
Unidades CD-ROM	Una o más	
Monitor	Display (800 x 600 ó superior)	

Tabla / 1	Pagua	imientos	mínimos	nara	
1 abia 4.1	Requei	milentos	minimos	para	la IDKr.

4.3 ADQUISICIÓN DE DATOS

La tendencia actual en los sistemas de adquisición y tratamiento de datos está en el diseño de sistemas capaces de hacer esa adquisición y tratamiento de manera autónoma, comunicándose con una computadora únicamente para la transmisión de bloques de datos elaborados, recibir órdenes de control o informar de situaciones particulares.

El diseño de sistemas distribuidos de adquisición y tratamiento de datos, dejan la mayor parte del trabajo a módulos independientes. En esta situación una computadora solo actúa como un

coordinador del sistema completo. Estas tendencias exigen la inteligencia en los dispositivos y aumentar en cierto grado su capacidad de proceso, y para ello nada mejor que el uso de microcontroladores y DSP, que dotan al sistema de la potencia de los microprocesadores añadiendo, puertos de entrada-salida y el propio conversor analógico-digital incluido dentro del mismo chip del microcontrolador. Por lo general todas estas tarjetas disponen de comunicación serie con una computadora para tener control sobre ellos [35].

La adquisición de datos se realiza de una forma iterativa tomando datos a través del muestreo de señales analógicas, posteriormente se tiene un filtrado de estas señales para lograr una señal sin tanto contenido de armónicos o señales que provoque ruido en las señales que se están adquiriendo, este proceso se realiza como se muestra en el diagrama de flujo de la Figura 4.2.



Figura 4.2.- Diagrama de flujo para obtención de señales digitales.

4.3.1 Muestreo de señales Analógicas

Para obtener datos digitales a partir de señales analógicas, la señal debe ser muestreada, esto significa tomar el valor instantáneo de la señal en un momento determinado; Para una señal continua, las muestras se toman a intervalos regulares, generalmente con un periodo de muestreo fijo entre muestras.

Un convertidor analógico-digital compara la señal de entrada a un valor derivado de una referencia por medio de un convertidor de digital a analógico, las funciones básicas de un convertidor de analógico-digital son el tiempo y la discretización de amplitud. El circuito comparador es la ubicación donde la señal cambia de su forma analógica pre-procesada en una decisión digital, después de que el comparador de un circuito digital procesa las decisiones en una representación digital de la señal utilizable [36].

Para recoger información útil, un factor clave es el ritmo o frecuencia con la que se toman las muestras. En una aplicación de procesamiento de señales en la que se tiene que muestrear una

señal continua; El teorema que define la mínima frecuencia requerida para representar de una manera precisa una señal analógica se denomina *Teorema de Nyquist* [37].

El *Teorema de Nyquist* indica que la frecuencia de muestreo mínima que se tiene que utilizar debe ser mayor que $2*f_{max}$, donde f_{max} es la frecuencia máxima de la señal. Si utilizamos esa frecuencia de muestreo, podremos reproducir posteriormente la señal a partir de las muestras tomadas como se muestra en la Figura 4.3. La demostración matemática de este teorema se puede buscar en muchos libros de física y la posibilidad de ser programadas en lenguajes de alto nivel [36].



Figura 4.3.- a) Señal analógica y b) Señal digitalizada.

Con esta información se puede crear un criterio para un número de muestras considerable para obtener una buena señal digital para poder trabajar con la TDRP, ya que la velocidad de muestreo y tiempo de cálculo podrían ser una limitante.

4.3.2 Filtrado de señales

El principal objetivo de un filtro digital es la estimación del espectro armónico que presenta la señal analizada. Este proceso de estimación es especialmente crítico en el caso de los relevadores digitales utilizados en el campo de la protección del sistema eléctrico de potencia. Esto es debido a que la rapidez y precisión de los resultados proporcionados por el estimador fasorial está directamente relacionada con la rápida y correcta actuación del dispositivo de protección correspondiente.

Actualmente, debido principalmente al creciente número de elementos no lineales presentes en el sistema eléctrico de potencia, los relevadores digitales deben ser capaces de hacer frente a señales de entrada cada vez más complejas. Debido a ello es constante el desarrollo de nuevos filtros digitales que, teniendo en cuenta las características de las ondas que deben analizar, permiten alcanzar resultados con la precisión y rapidez exigidas en el campo de la protección del sistema [38] [39].

Junto al espectro regular de armónicos y a las componentes aperiódicas, debidas fundamentalmente a fenómenos transitorios, es cada vez más habitual la aparición de un complejo juego de inter-armónicos que puede llegar a distorsionar de manera importante la señal eléctrica que debe ser analizada por el filtro digital. Teniendo en cuenta que los filtros digitales utilizados en protecciones deben garantizar rapidez y precisión en los resultados que proporcionan, es de gran importancia conocer y analizar la influencia de los inter-armónicos en la respuesta de los algoritmos que están siendo utilizados o desarrollados con el propósito de ser implementados en un relevador digital [38].

4.3.3 Resultado implementado en la TDRP

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores para la adquisición de datos, se puede presentar un resultado obtenido de la tarjeta de desarrollo rápido de prototipos como se muestra en la Figura 4.4, en la cual se puede ver que la señal senoidal tiene 32 muestras por ciclo, tomando en cuenta el *Teorema de Nyquist* y que para el desarrollo de la lógica de protección se necesitan al menos 32 muestras por ciclo para tener una buena calidad de la forma de onda y tiempo suficiente para los distintos procesos que intervienen en la lógica para protección empleada, además la imagen muestra el tiempo de duración del ciclo que es de 16.66 ms y la frecuencia de 60 Hz.



Figura 4.4.- Resultado obtenido de una señal analógica senoidal a 32 muestras

4.4 ESTIMACIÓN DE FASORES

La estimación de fasores que se emplea dentro de la TDRP es de vital importancia, ya que no se puede trabajar con las datos adquiridos en forma digital, por el hecho de que son solo magnitudes tomadas cada determinado lapso de tiempo como se indica en [39], así que para esto se requiere de distintos métodos y técnicas para el cálculo de fasores empleando los datos obtenidos previamente. La TDRP tiene la capacidad de realizar cálculos complejos y de forma rápida y precisa además de tomar las acciones correspondientes para control y comunicación.

En este trabajo, se empleó un filtro de la Transformada Discreta de Fourier, considerando un ciclo completo con una frecuencia de muestreo de 32 muestras por ciclo o 1920 Hz. Este filtro extrae de manera efectiva los datos muestreados a partir de señales de entrada.

Antes de este proceso se filtraron las señales muestreada para eliminar la decayente de CD usando un filtro *mimic* con una constante de tiempo *tau* de 5 ciclos

Los datos muestreados a partir de señales de entrada son el punto de partida del proceso de señales digital. El cálculo de fasores de voltajes y corrientes comienza con muestras de la forma de onda tomadas a intervalos uniformes $k\Delta T$, $(k = 0, \pm 1, \pm 2, \pm 3, \pm 4, \dots)$. Se considera una señal de entrada x(t) que está siendo muestreada, produciendo x de datos muestreados $(k\Delta T)$ [37].

Una de las técnicas empleadas para el estimado de fasores es la Transformada Discreta de Fourier (TDF), la cual es un método de cálculo de la transformada de Fourier de un pequeño número de muestras tomadas de una señal de entrada x(t). La transformada de Fourier se calcula en pasos discretos en el dominio de la frecuencia, tal como la señal de entrada se muestrea en instantes discretos en el dominio del tiempo. Se considera el proceso de selección de *N* muestras:

 $x (k\Delta T) \operatorname{con} k = \{0, 1, 2, \dots, N-1\}, \operatorname{siendo} T \operatorname{el intervalo} \operatorname{de muestreo}.$

Esto es equivalente a multiplicar los datos muestreados por una función $\omega(t)$, que es una función rectangular de tiempo con magnitud unitaria y un lapso de $N\Delta T$. Con la elección de las muestras que van desde 0 a N-1, es evidente que la función de ventanas se puede ver como a partir de las $-\Delta T/2$ y que termina en (N - 1/2) DT.

Ahora se considera la colección de muestras de señales que entran en la ventana de datos:

$$x (k \Delta T) \operatorname{con} \{k = 0, 1, 2, \dots, N-1\}.$$

Estas muestras pueden ser vistas como el obtenido por la multiplicación de la señal x(t), la función de muestreo $\delta(t)$, y la función ventana $\omega(t)$ [37].

Con esta teoría básica, se propone el desarrollo de la función para cálculo de fasores que se implementa en la lógica de protección se propone un diagrama de flujo como se muestra en la Figura 4.5; donde en el bloque 1, se muestran las variables que usadas en la función para la estimación de fasores, el contador *i* y la estructura *Phasor_Info OutPhasor*, en el bloque 2, se inicializan las variables *OutR* y *OutI* igualando a cero, en el bloque 3, a través de un ciclo *for* se asignan a *OutR* y *OutI* los datos obtenidos por el muestreo multiplicado por su respectivo filtro, y en el último bloque se tiene la asignación de final para la estructura formada por parte real, parte imaginaria, magnitud y ángulo, del fasor estimado.



Figura 4.5.- Diagrama de flujo para estimación de fasores.

4.5 DETECCIÓN Y SELECCIÓN DE FALLAS

Hay diferentes esquemas de protección aplicadas a los sistemas de distribución, la protección de sobrecorriente es el esquema más utilizado [31], y tomando en cuenta que se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede la corriente normal de operación de un dispositivo [29], se procede a realizar una comparación entre los valores nominales de corriente del sistema y las mediciones por los fasores de secuencias positiva, negativa y cero calculados.

Tomando en cuenta la información del Anexo 1, en la sección de modelado de redes de distribución, se puede tener una gran apreciación de las diferencias que se tiene entre cada uno de los tipos de fallas que pueden ocurrir en una red de distribución como se muestra en la Tabla 4.2, con ayuda de esta tabla se procede a realizar un esquema lógico para un selector de fallas para poderse implementar en la TDRP como se propone en la Figura 4.6 [40] [41].

Tipo De Falla	Corriente De Secuencia Positiva Y Negativa	Corriente De Secuencia Cero		
	$[\mathbf{I}^{(1)} \ \mathbf{I}^{(2)}]$	[I ⁽⁰⁾]		
Monofásica a Tierra	4	\checkmark		
Bifásica a Tierra	\checkmark	\checkmark		
Línea a Línea	\checkmark	0		
Trifásica a Tierra	\checkmark	0		

Tabla 4.2.- Resumen de corrientes de secuencia para cada tipo de falla en una red de distribución.

En el bloque 1(amarillo), del diagrama de la Figura 4.6 determina si la corriente en condiciones de falla tiene gran cantidad de corriente de secuencia negativa, así que en el bloque se puede ver que se tiene una condición para la magnitud de corriente de secuencia cero ($|I_0|$), comparada contra la magnitud de ajuste propuesta (I_{0set}).


Figura 4.6.- Selector de fallas [40].

En el bloque 2 (azul), si la magnitud de corriente de secuencia cero ($|I_0|$) en condiciones de falla, quiere decir que la falla es una combinación de entre fases a tierra, por lo que a través de este proceso de selección se puede determinar el tipo de falla a tierra.

En el bloque 3 (rojo), si no se tiene una magnitud de corriente de secuencia cero ($|I_0|$), superior a la del ajuste, el tipo de falla es alguna combinación entre fases sin involucrar tierra, por lo que a través de este proceso de selección se puede determinar el tipo de falla entre fases.

En el bloque 4 (verde) si no se cumplen estas condiciones es estado es de "condiciones normales".

Con la ayuda del selector de fallas, es posible detectar y discriminar cual es la fase afectada o las fases afectadas y de esa forma realizar las acciones necesarias dependiendo del tipo de falla detectada y de las magnitudes de corriente de la falla considerando el *código de red* que se emplea en el esquema de protección.

4.6 CÁLCULO DE TIEMPO DE RETARDO PARA EL DISPARO DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO.

Para el cálculo de retardo de tiempo, se hace uso de la gráfica obtenida por la fórmula general para un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso en [8], ya que las curvas características de los relevadores de tiempo inverso se encuentran definidas en este estándar, así mismo, este define una ecuación analítica con la cual están regidos los relevadores digitales y que aseguran una coordinación con otros dispositivos de protección. En la práctica la coordinación de protecciones está influenciada por el tipo de conexión a tierra en los sistemas de distribución. Cabe destacar que en Europa y Japón prácticamente los sistemas de distribución primaria de tres hilos son relativamente cortos con o sin conexión a tierra. Puesto a que no hay secundarios de una sola fase protegidas por fusibles, la coordinación se puede lograr utilizando características de tiempo definido [8].

En América del Norte los sistemas de distribución son de cuatro hilos conectados a tierra con cargas atendidas por los secundarios monofásicos protegidos por fusibles. Como resultado, se obtiene la coordinación utilizando las características de corriente-tiempo inverso adecuados para la coordinación de fusibles [8].

Las ecuaciones (4.1) y (4.2) definen el tiempo de reposición y tiempo de operación de una curva de sobrecorriente de tiempo inverso, mediante la aplicación de las constantes a estas ecuaciones, una curva característica se puede definir con precisión. La ecuación (4.2) es similar a la ecuación IEC (IEC 255-03 [1989 a 1905]), excepto por la adición de la constante B. La constante B define el componente de tiempo definido que es el resultado de la saturación del núcleo de un relé de tipo de inducción [8].

Para 0 < M < 1

$$t(I) = \frac{t_r}{M^2 - 1}$$
(4.1)

Para M > 1

$$t(I) = \frac{A}{M^p - 1} + B \tag{4.2}$$

Dónde:

t(I): Tiempo de reiniciación en la ecuación (4.1) y el tiempo de disparo en la ecuación (4.2)

M: Es la relación de I_{input}/I_{pickup}

t_r: Tiempo de reiniciación para *M*=0

A, B, p: constantes para proporcionar características de las curvas seleccionadas

Las constantes y exponentes de la Tabla 4. 3, cuando se utilizan en las ecuaciones (4.1) y (4.2) definen la forma y las características del tiempo disparo de las curvas Moderadamente Inversa, Muy inversa y Extremadamente Inversa.

Tabla 4. 3 Constantes	y	exponentes	para	características	estándar
-----------------------	---	------------	------	-----------------	----------

Característica	A	В	р	t _r
Moderadamente inversa	0.0515	0.1140	0.02	4.85
Muy inversa	19.61	0.491	2.0	21.6
Extremadamente inversa	28.2	0.1217	2.0	29.1

La constante t_r , cuando se utiliza en la ecuación (4.1) define la característica de reposición opcional. Estas constantes definen la curva cerca de la mitad del rango de línea de tiempo y representa la curva media de las características de inducción como se muestra en la Figura 4.7 [26].



Figura 4.7.-Flujo normalizado en relevadores de tiempo inverso [8].

Para que esta información se pueda procesar para la programación de la lógica de protección, se propone el siguiente diagrama de flujo de la Figura 4.8, en donde intervienen las características de la curva e interactúan con la fórmula de la ecuación (4.2) que se propone de [8], considerando que si en uno de las corrientes se detecta una variación que se encuentre abajo del ajuste de corriente de falla y sea mayor del ajuste de corriente mínimo, se activa la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

En el bloque 1 de la Figura 4.8, se definen las variables que son usadas en la función de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso, en el bloque 2, se puede observar un bloque *if*, el cual si la magnitud de corriente en condiciones anormales o de falla es menor a la corriente de activación de la protección instantánea, y a la vez mayor que el ajuste de activación de protección de sobrecorriente de tiempo inverso se procede a calcular el tiempo de activación del disparo de la función de protección, si no se cumple esto, se tienen condiciones normales de operación; en el boque 3, se tiene otro bloque *if*, donde si el tiempo que transcurre es igual al tiempo calculado en función de la corriente, se envía un disparo para abrir los interruptores, si no se cumple esta condición no se envía dicho disparo.



Figura 4.8.- Diagrama de flujo para el cálculo de tiempo de la protección de sobrecorriente.

4.7 PROTECCIÓN DE SOBRE VOLTAJE (59) Y BAJO VOLTAJE (27).

El relevador de sobre y bajo voltaje es utilizado para monitorear voltajes en fuentes principales, caídas de voltajes y sobrecargas causadas por maquinas eléctricas. Un ejemplo de su aplicación, está en la protección de generadores, en el cual una causa frecuente de sobre voltaje es la perdida súbita de la carga que esta alimentado. Es recomendable instalar una protección contra sobre voltaje en el generador, basada en un relevador de sobre voltaje conectado a un transformador de potencial independiente del que se utiliza para el regulador de campo.

El relevador debe cumplir con la condición de que su operación no afecte con los cambios de la frecuencia de la señal, de modo que opere correctamente a unas frecuencias distintas de la nominal (que existen cuando el generador está conectado del sistema).

Una posibilidad es utilizar un relevador con valor de arranque independiente de la frecuencia, pero en la actualidad existen relevadores que responden al cociente de voltaje a frecuencia y que tienen un valor de arranque ajustable en términos de este cociente. Este tipo de relevador es más selectivo, pues responde al valor de la densidad de flujo magnético en el generador, que es proporcional al cociente de voltaje a frecuencia [34] [42].

Los relevadores con funciones de protección de sobre voltaje/bajo voltaje, se incluyen para la creación de esquemas de protección y control, tales como [34] [42]:

- Control de disparo para la protección contra sobre voltaje.
- Disparo, alarma o informe de eventos desencadenantes para huecos de tensión.

El tiempo deseado para un retardo definitivo puede añadirse utilizando un temporizador. Para aplicar la protección de sobretensión es necesario considerar las características de los niveles de tolerancia de voltaje de la GD, en este caso el aerogenerador, esta información en forma general, se puede encontrar en un esquema como el que se muestra en la Figura 4.9.



Figura 4.9.-Rangos de operación continúa para un aerogenerador.

Bajo estas características se puede aplicar la protección de sobre/bajo voltaje, y con estas limitantes se pueden proponer ciertos valores donde se pueda considerar:

- El nivel máximo de voltaje.
- El rango de operación continua normal.
- El tiempo máximo de recuperación de bajo voltaje.

Con esta información, se puede proponer diagrama de flujo básico como el de la Figura 4. 10, y un algoritmo computacional para proteger la fuente de GD contra sobre/bajo voltaje; en donde el bloque 1, indica las variables y los valores como límites inferiores y superiores usados en la función de protección para sobre/bajo voltaje, en el bloque 2, se calculan ajustes como el de tiempo de recuperación y los valores de tolerancia de voltaje máximo y mínimo; en el bloque 3, se tienen 2 funciones *if*, el primero determina si la magnitud de voltaje es mayor a la tolerancia calculada y el segundo determina si la magnitud de voltaje es inferior a la tolerancia mínima calculada, si no se cumplen las condiciones , entonces se tiene una operación normal, con esto se tiene que en el bloque 4 se haga el proceso de cálculo de tiempo de recuperación, se tiene un disparo de la protección de sobre voltaje; de la misma manera, el bloque 5 hace el proceso de cálculo de tiempo de retardo para un voltaje mayor por la protección de bajo voltaje.

CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL ALGORITMO DE PROTECCIÓN PARA GD



Figura 4. 10.-Diagrama de flujo para protección contra sobre/bajo voltaje.

Para esta función se consideran las características de operación continua de la GD, o de la máquina generadora, para este caso que se usa un aerogenerador, así como los limites inferiores y superiores, además de considerar el tiempo máximo de recuperación de bajo voltaje de la operación de la GD considerando el *código de red*;

4.8 PROTECCIÓN DE SOBRE/BAJA FRECUENCIA (810/81U)

Los relevadores para protección de frecuencia anormal, pueden detectar si el sistema está funcionando a una frecuencia menor o mayor en comparación con el valor nominal. Algunos relevadores también pueden supervisar la tasa de cambio de frecuencia [43]. Durante el funcionamiento aislado o en condiciones de isla, puede ser relativamente fácil de sobrecargar la generación disponible. Para evitar que esto algún tipo de sistema de gestión de la carga en forma de retransmisión de frecuencia puede ser requerida. Las fuentes de GD también suelen estar equipados con protección de sobre frecuencia, que se activa en casos en los que la frecuencia del sistema se eleva debido a pérdida de carga [44].

Si la frecuencia pasa por encima o por debajo de los límites establecidos o fluctúa a un ritmo inaceptable (df/dt), esto se detecta, dando lugar a la desconexión de carga o rechazo [45]. Las fuentes de GD, suelen estar equipados con protección contra baja frecuencia, que se requiere para proteger el generador de condiciones de sobrecarga sostenida durante los períodos de funcionamiento aislados de la red eléctrica. Los sistemas se establecen por lo general con las diferentes etapas de la protección mínima frecuencia, la alarma y las etapas de disparo [44].

Algunas redes de distribución, insisten en disparo automático de los interruptores de circuito de interconexión si hay una desviación significativa fuera de los niveles permisibles, de frecuencia y tensión, o por otras razones [44].

Hay dos consideraciones asociadas con la operación des estaciones de generación con frecuencias anormales las cuales son [46]:

- Protección de los equipos contra daños que pudieran resultar de la operación a una frecuencia anormal.
- Prevención de un efecto cascada que conduce a un paro total de la planta de generación, siempre y cuando las condiciones anormales de la frecuencia no alcancen los límites de operación durante el funcionamiento [46].

Actualmente, se ha convertido en una práctica común liberar carga en un sistema mediante relevadores digitales de baja frecuencia, esto con el fin de mantener un equilibrio entre la carga y la generación durante la sobrecarga del sistema; la desconexión de carga se considera una protección primaria para una turbina [46].

La desconexión de carga adecuada, puede provocar que la frecuencia del sistema pueda volver a la normalidad antes de que se supere el límite de operación a frecuencias anormales de una fuente de generación como se muestra en la Figura 4.11. Se entiende que la frecuencia del sistema de energía varía en función de balance de potencia activa entre los proveedores de energía y cargas [47].



Figura 4.11.-Limites de frecuencia para un sistema de distribución.

En la Figura 4.11, las zonas de recuperación y la zona de no detección son para uso exclusivo en México, y para uso exclusivo para redes de distribución en media tensión, regido por el código de red vigente para aerogeneradores.

Para anular disparos innecesarios durante un disturbio en el sistema, donde este puede recuperar su frecuencia nominal y disminuir el estrés de la turbina, los siguientes criterios de diseño son sugeridos como una guía para un esquema de protección contra frecuencia anormal [46].

- El esquema de protección de baja frecuencia de una turbina se debe coordinar con otro esquema de protección de mínima frecuencia utilizado en el sistema conectado. No debe operar hasta que el esquema de desconexión de carga automática ha operado para mantener una frecuencia del sistema a nivel operativo.
- Establecer puntos de disparo con retardo basado en los límites establecidos de la manufactura de la turbina.
- Tomar las condiciones del código de red vigente, tanto para las bajas frecuencias como para sobre frecuencias.

Las variaciones de frecuencia se encuentran más a menudo en redes pequeñas aisladas, que son lo suficientemente grandes como para causar problemas, debido a los gobernadores defectuosos o no bien adaptados [45].

En una red interconectada, es poco probable que cause disturbios generalizados de esta naturaleza con la falla de un solo gobernador. En condiciones anormales del sistema, los relevadores mandan una señal a un para abrir y aislar la anomalía o avería. Es probable que en algunas partes de un circuito tendrán el exceso de generación de sobre carga, y los demás tendrán un déficit correspondiente. La frecuencia caerá en las regiones donde hay un déficit de generación y la respuesta normal es la desconexión de carga mínima frecuencia [45].

Tomando las consideraciones anteriores y el *código de red* vigente, se puede proponer un diagrama de flujo básico para una protección contra frecuencia de operación anormal, como el que se muestra en la Figura 4.12 y en la Figura 4.13, y con esto realizar el algoritmo de programación correspondiente a esta protección.

El diagrama de flujo de la Figura 4.12, muestra cual es el proceso para la estimación de la frecuencia, donde se puede ver que en el bloque 1, se declaran las variables a usar en esta función, en el bloque 2, se tienen 3 ciclos *for*, su función es llenar una *ventana* con los datos de obtenidos de la señal analógica, y en el bloque 3, se procede a calcular la frecuencia con los datos de la *ventana* hecha por los ciclos *for* del bloque 2.



Figura 4.12.-Diagrama de flujo para protección de frecuencia anormal (parte 1).

DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA TENSIÓN



Figura 4.13 Diagrama de flujo para protección de frecuencia anormal (parte 2).

Como se puede ver, en el bloque 1 de la Figura 4.13, se definen los valores máximos y mínimos de frecuencia de operación de la máquina y las frecuencias máximas y mínimas permitidas en el código de red, en el bloque 2, se tienen dos condicionales, las cuales determinan si la frecuencia calculada es mayor a los limites superiores de sobre frecuencia, se tiene un disparo instantáneo, si no interviene el bloque 3, donde se calcula un tiempo de operación con ayuda de una función auxiliar, si ese tiempo es igualado se tiene un disparo con retardo y ese es tiempo suficiente para recuperar la frecuencia menor al límite inferior, y al igual que el bloque 3, el bloque 4, calcula un tiempo de operación con ayuda de una función auxiliar, si ese tiempo de operación con ayuda de una función de protección; de forma similar, el bloque 4 realiza un disparo de forma instantánea cuando hay una frecuencia menor al límite inferior, y al igual que el bloque 3, el bloque 4, calcula un tiempo de operación con ayuda de una función auxiliar, si ese tiempo es igualado se tiene un disparo suficiente para recuperar la frecuencia menor al límite inferior, y al igual que el bloque 3, el bloque 4, calcula un tiempo de operación con ayuda de una función auxiliar, si ese tiempo es igualado se tiene un disparo con retardo y ese es tiempo suficiente para recuperar la frecuencia, si no se recupera a valores normales de operación hay un disparo de forma instantánea cuando hay una frecuencia menor al límite inferior, y al igual que el bloque 3, el bloque 4, calcula un tiempo de operación con ayuda de una función auxiliar, si ese tiempo es igualado se tiene un disparo con retardo y ese es tiempo suficiente para recuperar la frecuencia, si no se recupera a valores normales de operación hay un disparo de la función de protección.

Con la información de este capítulo y las consideraciones técnicas que se tiene de la GD del capítulo 3, se procede a realizar el programa de computación para la lógica de protección para GD, en el cual dicho programa se puede consultar en el apéndice 1 de este trabajo.

CAPÍTULO 5: PRUEBAS REALIZADAS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Las pruebas que se realizan en este capítulo, son para estudiar el comportamiento del relevador comercial y también para probar y validar el funcionamiento de la lógica programada e implementada en una TDRP de la serie DT9840, de la marca Data Translation, Inc.®, así mismo, se realizan pruebas que ayudan a comparar la efectividad y confiabilidad de la lógica propuesta contra el funcionamiento de un relevador comercial, que es implementado para una protección en una red de distribución convencional, es evidente que los resultados pueden variar, ya que en la lógica de protección propuesta en la TDRP, se está implementando las indicaciones que sugiere el *código de red*, además que los relevadores comerciales, tienen funciones diseñadas para otro tipo de comportamiento de las magnitudes de voltaje y corriente ante condiciones de falla.

5.2 PRUEBAS DE LAZO CERRADO UTILIZANDO UN RELEVADOR COMERCIAL

5.2.1 Descripción de las pruebas

El modelo del aerogenerador de velocidad fija desarrollado bajo la herramienta de SIMULINK® de MATLAB®, mostrada en el Apéndice A.4.1, puede emplearse en simulaciones en tiempo real mediante el simulador digital en tiempo real OPAL-RT®, debido a que el software de este simulador utiliza modelos creados con esta herramienta [16]. Para realizar las pruebas de lazo cerrado utilizando un relevador comercial se propone un diagrama esquemático como se muestra en la Figura 5.1, en donde se puede apreciar

que la PC tiene comunicación con el simulador OPAL-RT® mediante un cable de red TCP/IP, y que a través de este se envían señales desde la consola de monitoreo y control, y se reciben las señales de respuesta que se procesan y se presentan en el monitor de la PC, así mismo se tiene conectado un cable plano de 25 hilos DB25-IDE, desde uno de los módulos internos de salida analógica para tener comunicación con un relevador comercial, en estos casos un relevador SEL-300G®, este cable es el encargado de enviar la señales de voltaje y corriente de las tres fases del sistema eléctrico desde el simulador al relevador, además se puede ver que hay una conexión de uno de los módulos externos de los contactos del relevador con una batería en serie con un osciloscopio para monitorear señales de salida y del disparo a través de este y que además está conectado en paralelo a una entrada interna del simulador para indicar con una señal el disparo que realiza el relevador.



Figura 5.1.- Diagrama esquemático para prueba de lazo cerrado usando un relevador comercial.

Es importante mencionar que las pruebas de que se aplicaron a los diferentes esquemas de protección, se realizaron de forma independiente, es decir, se deshabilitaron todas las funciones con las que no se hicieron pruebas, quedando activa la función con la que se pretende realizar la prueba, de esta forma se pueden evitar falsos disparos producidos por la intervención de otras funciones del mismo relevador que se está empleando.

Cabe mencionar que se propone una longitud de 100 km, desde las terminales(T) del aerogenerador hacia el *punto de interconexión(PI)* con la red de distribución como se indica en la Figura 5.2, con el fin de obtener los resultados de las diferentes pruebas que se aplicarán en el *punto de interconexión*, se considera esta longitud ya que no se tiene alguna referencia de donde se debe tener una fuente de generación distribuida o que tanta longitud debe haber entre el *punto de interconexión* y las *terminales* de la GD.



Figura 5.2.-Diagrama del sistema de GD para pruebas.

En la Figura 5.2, se puede apreciar que también se incluye la ubicación de 2 fallas, la falla F1, que se localiza en el Bus 1 o las *terminales* de la GD, y la falla F2, que se localiza en el *punto de interconexión*.

5.2.2 Descripción de los resultados obtenidos

En los resultados que se muestran en este trabajo, se muestra el tiempo de operación de la protección como se muestra en la Figura 5.3, esto quiere decir que no se considera el tiempo de operación del interruptor, que para interruptores de potencia es de aproximadamente 2 a 3 ciclos mientras que interruptores para voltajes más bajos, el tiempo de operación se eleva [27].



Figura 5.3.-Esquema de operación de la protección y del interruptor del circuito [4].

5.2.3 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial y para protección de sobrecorriente instantánea (50)

Para hacer pruebas de la protección de sobrecorriente instantánea, se reprodujeron distintos eventos en el modelo del aerogenerador implementado en SIMULINK®, de tal forma que se obtuvieran como respuesta en el simulador digital en tiempo real OPAL-RT®, una sobrecorriente producida por distintas fallas permanentes y sólidamente a tierra en *terminales* de la GD, en un tiempo de inicio de la falla en 0.08 s, como la que se muestra en la Figura 5.4, donde se puede observar la corriente de falla trifásica.



Figura 5.4.- Corriente producida por una falla trifásica en terminales del aerogenerador con el modelo implementado en SIMULINK® de MATLAB®.

Tomando en cuenta la información de la Tabla 4.2, se consideran las pruebas siguientes para lazo cerrado empleando el relevador SEL-300G®.

- Fallas línea a tierra.
- Fallas línea a línea y a tierra.
- Fallas línea a línea.
- Fallas trifásica a tierra.

La respuesta de la protección instantánea empleando el relevador SEL 300G®, ante la falla trifásica permanente de la Figura 5.4, se muestra en la Figura 5.5, en la cual se puede apreciar que al presentarse esta falla en un tiempo de 0.08 s, el relevador digital actúa enviando una señal de disparo para desconectar de forma instantánea teniendo un tiempo de operación en aproximadamente medio ciclo u 8 ms.



Figura 5.5.- Respuesta de la protección de sobrecorriente instantánea con relevador SEL 300G®.

Para los diferentes eventos, se propuso la fase a para fallas monofásicas y las fases b y c para falla bifásicas, con esto, se procede a obtener los resultados de la Tabla 5.1, en donde se tiene la activación del disparo de la función de protección de sobrecorriente instantánea producidos por la generación de cada una de las falla propuestas en el sistema.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobrecorriente instantánea (50)	Tiempo de activación de la protección [ms]
Monofásica a Tierra	\checkmark	8
Bifásica a Tierra	\checkmark	8
Línea a Línea	\checkmark	8
Trifásica a Tierra	\checkmark	8

Tabla 5.1.- Activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) en el relevador comercial.

Los resultados en el tiempo de operación de la Tabla 5.1, son los esperados a obtener, ya que en la configuración de los elementos de la función de sobrecorriente en el apéndice 4, se tiene un retardo de tiempo de 0 s, así que el disparo resulta instantáneo. Además con los resultados en la Tabla 5.1, se tiene una referencia de cómo debe reaccionar la protección que se propone ante los distintos tipos de fallas, así mismo se puede hacer una comparación de cómo funciona la protección del relevador comercial contra la lógica de protección propuesta en la TDRP.

5.2.4 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial para protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Para hacer pruebas de la protección sobrecorriente de tiempo inverso, se reprodujeron distintos eventos en el modelo del aerogenerador desarrollado en SIMULINK®, de tal forma que se obtuvieran en los puertos de salida analógica en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT®, una sobrecorriente producida por una falla permanente en un tiempo de 0.08 s, localizada en el punto de interconexión, como la que se muestra en la Figura 5.6, con esto se

procede a realizar pruebas para la de activación del disparo por la función protección de sobrecorriente de tiempo inverso.



Figura 5.6.- Sobrecorriente en terminales de la GD producida por una falla en el punto de conexión.

Para los diferentes eventos, se propuso la fase *a* para fallas monofásicas y las fases *b* y *c* para falla bifásicas, con esto, se procede a obtener el resultado del disparo de la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso en la Tabla 5.2, producidos por la generación de distintas fallas en el sistema con GD, así mismo se puede apreciar que en las pruebas con falla trifásica a tierra no activa la protección de sobrecorriente de tiempo inverso^{*}.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51)	Tiempo de activación de la protección [ms]
Monofásica a Tierra (Línea a Tierra)	\checkmark	3059
Bifásica a Tierra (Dos Líneas a Tierra)	\checkmark	1813
Línea a Línea	\checkmark	2255
Trifásica a Tierra	*	*

Tabla 5.2.-Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

Como se puede notar en la Tabla 5.2, la protección de sobrecorriente de tiempo inverso no es conveniente para proteger una fuente de generación distribuida contra fallas trifásicas, ya que la corriente de falla trifásica decae de forma rápida, y dicha corriente no puede ser sostenida por la naturaleza del aerogenerador como se mostró en la Figura 5.6, haciendo que el relevador comercial tenga un conflicto en la lógica de detección, operación y activación de una señal de respuesta.

5.2.5 Pruebas de lazo cerrado empleando un relevador comercial para protección de sobre voltaje (59)

Para probar la función de protección contra sobre voltaje, se reprodujeron eventos como el de la Figura 5.7, que produjeran un sobre voltaje por una falla permanente en el *punto de interconexión* en un tiempo de 0.02s, medido desde las *terminales* en el modelo del aerogenerador, de esta forma se pone a prueba la protección de sobre voltaje.



Figura 5.7.-Sobrevoltaje producido por una falla en el punto de interconexión medido desde las terminales del aerogenerador.

De la misma forma que las pruebas anteriores, se propuso la fase a para fallas monofásicas y las fases b y c para falla bifásicas, con esto, se procede a obtener el resultado del disparo de la protección de sobre voltaje, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.3. Así

mismo se puede apreciar que en las pruebas con falla trifásica a tierra no activa la función de protección de sobre voltaje**.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobre voltaje (59)
Monofásica a Tierra	\checkmark
Bifásica a Tierra	\checkmark
Línea a Línea	\checkmark
Trifásica a Tierra	**

Tabla 5.3.-Resultado de la activación de protección de sobre voltaje.

Con los resultados de la Tabla 5.3, se puede ver que en el relevador SEL-300G®, se activa el disparo de la protección ante todos los eventos generados en el punto de interconexión, y que producen un sobre voltaje comparado contra el voltaje nominal de la GD, esto es debido a que el relevador SEL 300-G®, está diseñado para proteger una fuente de generación convencional, en la se tiene que liberar de forma instantánea la falla que produce un sobre voltaje superior a la tolerancia permitida de las maquinas generadoras.

5.2.6 Prueba de lazo cerrado empleando un relevador para protección de bajo voltaje (27)

Para probar la función de protección contra bajo voltaje, se reprodujeron eventos como el de la Figura 5.8, que dieran como resultado un bajo voltaje en el *punto de interconexión*, producido por fallas transitorias con una duración de 140 ms, medido desde las *terminales* en el modelo del aerogenerador, en un tiempo de 0.03 s, de esta forma se pone a prueba la protección de bajo voltaje del relevador digital.



Figura 5.8.-Falla trifásica que produce una pérdida de voltaje.

De la misma forma que las pruebas anteriores, se propuso la fase a para fallas monofásicas y las fases b y c para falla bifásicas, con esto, se procede a obtener el resultado del disparo de la protección de la función de bajo voltaje, los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4 Activación de la protección de bajo voltaje.

Tipo De Falla	Activación de protección de
	bajo voltaje (27)
Monofásica a Tierra	\checkmark
Bifásica a Tierra	\checkmark
Línea a Línea	\checkmark
Trifásica a Tierra	\checkmark

Con los resultados de la Tabla 5.4, se puede notar que la protección contra bajo voltaje en el relevador comercial es activada para todos los casos, y que es una operación correcta para dicha función de protección.

5.3 PRUEBAS DE LAZO CERRADO UTILIZANDO LA TDRP

5.3.1 Descripción de las pruebas

De la misma forma que con la pruebas con el relevador SEL 300G se implementó el modelo del aerogenerador de velocidad fija desarrollado en SIMULINK®, y para realizar las pruebas de lazo cerrado utilizando una TDRP se propone un diagrama esquemático como se muestra en la Figura 5.9, que de igual forma la PC tiene comunicación con el simulador OPAL-RT® mediante un cable de red TCP/IP, y que a través de este se envían señales desde la consola de control y se reciben las señales de respuesta que se procesan del modelo y se presentan en el monitor de la PC, así mismo se tienen conectados 6 cables coaxiales con terminales BNC macho desde los módulos externos de salida analógica del simulador al módulo externo de entrada de la TDRP, estos cables se encargan de enviar la señales de tensión y corriente de las tres fases del sistema eléctrico a la TDRP, así mismo se tiene conectado un osciloscopio en el módulo de salidas de la TDRP para monitorear señales de salida, un diagrama esquemático de la conexión de los equipos se presenta en la Figura 5.9.

De la misma forma que se realizaron las pruebas de lazo cerrado con el relevador comercial, las pruebas que se aplicaron a la lógica de protección empleada en la TDRP, se realizaron de forma independiente, es decir, se deshabilitaron todas las funciones con las que no se hicieron pruebas, quedando activa la función con la que se pretende realizar la prueba, de esta forma se pueden evitar falsos disparos producidos por la intervención de otras funciones del mismo relevador que se está empleando.

Cabe mencionar que para todas las pruebas que se realizan para probar la lógica implementada en la TDRP, se propone una longitud de 100 km, desde las terminales hacia el punto de conexión, esto con el fin de obtener resultados de las diferentes pruebas que se aplicarán a dicha lógica, se considera esta longitud ya que no se tiene alguna referencia de donde se debe tener una fuente de generación distribuida o que tanta longitud debe haber entre el punto de interconexión y las terminales de la GD.



Figura 5.9.- Diagrama esquemático de conexión de los equipos que intervienen en la prueba con la TDRP.

5.3.2 Pruebas empleando la TDRP y fallas en terminales del aerogenerador para función de protección de sobrecorriente instantánea (50)

Tomando a consideración la información del anexo 1, en la sección de modelado de redes de distribución y la Tabla 4.2, se consideran las pruebas siguientes de lazo cerrado empleando el relevador SEL-300G®.

- Fallas línea a tierra.
- Fallas línea a línea.
- Fallas línea a línea y a tierra.
- Fallas trifásica a tierra.

Como se puede ver en la Figura 5.10, las señales proporcionadas por el osciloscopio en los canales 1, 2, y 3 se tienen las señales de corriente de cada una de las fases *a,b* y *c,* respectivamente, obtenidas por el simulador digital en tiempo real, y en el canal 4 el estado del interruptor proporcionado por la lógica de protección implementada en la TDRP. Esta configuración es la misma para todas las gráficas obtenidas del osciloscopio en esta sección para corrientes o voltajes. Se puede apreciar el cambio de forma en la onda de las corrientes y se puede apreciar el estado del interruptor que cambia ante la falla sólidamente aterrizada en *terminales* del aerogenerador, como el osciloscopio está conectado solo para monitoreo, no quiere decir que se vea interrumpido las señales de voltaje y/o corriente, ya que el simulador no se detiene porque está programado para un ciclo infinito y no se detiene al producirse una falla o condición de operación anormal.



Figura 5.10.-Resultado de la prueba para protección de sobrecorriente instantánea ante una falla trifásica.

El resultado de la protección lazo cerrado, si está configurado para que se realice una interrupción de las señales de corrientes y voltajes momentánea al presentarse un cambio en el interruptor, como se presenta en la Figura 5.11. La respuesta de la protección instantánea empleando la TDRP, ante la falla trifásica permanente, se muestra en la Figura 5.11, en la cual se puede apreciar que al presentarse esta falla en un tiempo de 0.1 s, la lógica de protección actúa enviando una señal de disparo para desconectar de forma instantánea teniendo un tiempo de operación en aproximadamente medio ciclo u 8 ms, de forma similar que el relevador digital.



Figura 5.11.-Resultado de la prueba para protección de sobrecorriente instantánea ante una falla trifásica de lazo cerrado.

Para hacer pruebas de la protección sobrecorriente para el sistema de GD, se trató de obtener como respuesta en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT®, los mismos eventos con las mismas condiciones que se emplearon en las pruebas con el relevador comercial, con esto se pretende comprobar el funcionamiento de la lógica propuesta para protección de sobrecorriente en la TDRP, al igual que la prueba de la sección 5.2.3 las fallas serán aplicadas en terminales del aerogenerador en el modelo propuesto aplicando la falla en la fase *a* para fallas monofásicas y en las fases *b* y *c*.

En la Tabla 5.5, se presentan los resultados de la activación de la protección de sobrecorriente instantánea (50) ante los distintos tipos de falla a la que fue sometida la lógica de protección.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobrecorriente instantánea (50)	Tiempo de activación de la protección [ms]
Monofásica a Tierra	\checkmark	8
Bifásica a Tierra	\checkmark	8
Línea a Línea	\checkmark	8
Trifásica a Tierra	\checkmark	8

Tabla 5.5.-Resultado de la activación de protección de sobrecorriente instantánea (50).

Con los resultados de la Tabla 5.5, se puede apreciar que la función de protección de sobrecorriente de la lógica de protección implementada en la TDRP, funciona de forma correcta al detectar cualquier tipo de falla en las *terminales* de la GD o del aerogenerador para este caso en especial.

5.3.3 Pruebas empleando la TDRP y fallas en terminales del aerogenerador para función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso

Para hacer pruebas de la protección sobrecorriente de tiempo inverso, se reprodujeron distintos eventos en el modelo del aerogenerador desarrollado en SIMULINK®, de tal forma que se obtuvieran en los puertos de salida analógica en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT®, una sobrecorriente producida por una falla permanente en un tiempo de 0.05 s, localizada en el punto de interconexión, como la que se muestra en la Figura 5.12, con esto se procede a realizar pruebas para la de activación del disparo por la función protección de sobrecorriente de tiempo inverso.



Figura 5.12.-Sobrecorriente en medida terminales de la GD producida por una falla monofásica en el punto de interconexión.

Para los diferentes eventos, se propuso la fase *a* para fallas monofásicas y las fases *b* y *c* para falla bifásicas, con esto, se procede a obtener el resultado del disparo y el tiempo de la activación de la función de protección de sobrecorriente de tiempo inverso, como en la Tabla 5.6, producidos por la generación de distintas fallas en el sistema con GD, así mismo se puede apreciar que en las pruebas con falla trifásica a tierra no activa la protección de sobrecorriente de tiempo inverso***, de la misma forma que ocurrió con el relevador digital comercial.

Tabla 5.6.-Activación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobrecorriente de tiempo inverso (51)	Tiempo de activación de la protección [ms]
Monofásica a Tierra (Línea a Tierra)	\checkmark	3102
Bifásica a Tierra (Dos Líneas a Tierra)	\checkmark	1867
Línea a Línea	\checkmark	2228
Trifásica a Tierra	***	***

Como se puede notar en la Tabla 5.6, la protección de sobrecorriente de tiempo inverso no es conveniente para proteger una fuente de generación distribuida contra fallas trifásicas, ya que la corriente de falla trifásica decae de forma rápida, y dicha corriente no puede ser sostenida por la naturaleza del aerogenerador como se mostró en la Figura 5.6, haciendo que la lógica de protección implementada en la TDRP, tenga un conflicto en la lógica de detección, operación y activación de una señal de respuesta, de forma similar que se tiene con el relevador digital.

5.3.4 Prueba empleando la lógica del relevador en una TDRP para protección de sobre voltaje (59)

Para la prueba de protección de sobretensión, se reprodujeron eventos en el sistema de GD, de tal forma que se obtuvieran como respuestas en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT® variaciones de la tensión, superiores a la del sistema e incluso superior a la tolerancia propuesta de 20% como se muestra en la Figura 5.13, de esta forma se pueden hacer las pruebas del algoritmo propuesto para protección de sobretensión, también se debe mencionar que se tuvo en cuenta el código de red el cual no menciona información alguna acerca de las sobre voltajes pero en [4] se menciona que un sobre voltaje de 1.2 p.u. puede producir algún daño en las maquinas generadoras, por lo que se ha propuesto la operación instantánea al sobrepasar los límites de tolerancia del +20% para condiciones de falla.

La respuesta de la función de protección contra sobre voltaje empleando la TDRP, ante fallas permanentes, se muestra en la Figura 5.13, en la cual se puede apreciar que al presentarse esta falla en un tiempo de 0.12 s, el relevador digital actúa enviando una señal de disparo para desconectar de forma instantánea teniendo un tiempo de operación en aproximadamente un ciclo o 16 ms.



Figura 5.13.-Resultado para protección de sobre voltaje instantánea ante una falla bifásica de lazo cerrado.

En la Tabla 5.7, se presentan los resultados de la protección contra sobre voltaje (59), y de esta forma se puede apreciar que la protección funciona ante eventos que provocan un voltaje superior a 20% en las terminales de la GD o en este caso en específico en las terminales del aerogenerador, así mismo, se obtiene que la falla trifásica no activa la protección de sobre voltaje****, debido a la característica del voltaje en fallas trifasicas.

Tipo De Falla	Activación de protección de sobre voltaje instantánea (59)		
Monofásica a Tierra	\checkmark		
Bifásica a Tierra	\checkmark		
Línea a Línea	✓		
Trifásica a Tierra	****		

Tabla 5.7.-Resultado de la activación de protección contra sobre voltaje.

Los resultados de la Tabla 5.7, muestran que la protección de sobre voltaje instantáneo funciona de forma adecuada ante las fallas propuestas en el modelo simulado en tiempo real.

5.3.5 Pruebas empleando la TDRP para protección de bajo voltaje (27)

Para poder probar la función de protección de bajo voltaje, es necesario hacer al menos 2 eventos con diferentes condiciones los cuales son:

- Prueba para protección de bajo voltaje con fallas transitorias menores de 150 ms.
- Prueba para protección de bajo voltaje con fallas transitorias iguales o mayores de 150 ms.

5.3.4.1 Prueba para protección de bajo voltaje con fallas transitorias menores de 150 ms.

De la misma manera que la prueba de sobre voltaje, se realizaron pruebas para la protección para bajo voltaje, se reprodujeron distintas fallas transitorias con un tiempo de duración menores de 150 ms en el sistema de GD, de tal forma que se obtuvieran como respuesta en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT®, una variación de la tensión inferior a la del sistema, con estas señales se realizaron las pruebas del algoritmo propuesto para protección de baja tensión, también se tomó en cuenta el código de red mencionado en la sección 5 del capítulo 3. Para la primera prueba de baja tensión se reprodujo una falla transitoria con una liberación menor de 150 ms en el punto de conexión, en la cual se produjera una pérdida de tensión en condiciones falla como se muestra en la Figura 5.14, con esta simulación se espera que la protección cumpla con las condiciones del código de red de tiempo de recuperación de voltaje de 1000 ms o 60 ciclos y no se tenga una desconexión forzosa, ya que la GD o el aerogenerador tiene la capacidad de recuperar al menos el 80% del voltaje en menos del tiempo de recuperación.



Figura 5.14.- Señal de voltaje con una falla transitoria de 150 ms.

Como se puede ver en la , las señales proporcionadas por el osciloscopio en los canales 1, 2, y 3 se tienen las señal de voltaje de cada una de las fases proporcionado por el simulador digital en tiempo real, y en el canal 4 el estado del interruptor proporcionado por la lógica de protección implementada en la TDRP como se muestra en la Figura 5.15, de esta manera se puede apreciar el cambio en la onda de tensión y se puede apreciar el estado del interruptor que no cambia porque el voltaje puede ser recuperado al 80% como se propone.

	ſe	Pres	s Pr_			[
(1)			WW	WW	MWW	W	MM	WW	www		M
[2		Ŵ	Ŵ		MMM	ww	www	MM	WWW		W
[3				 WWM		₩₩	••••	⊷+++ WWM			
	4	Chi	2.0		cha	2.00		D 100p	16 A	Ch1 C	120	nV
		Ch3	2.0			2.00	V \v-		13 A		1201	

Figura 5.15.-Resultado de la prueba de bajo voltaje en osciloscopio.

En la prueba de lazo cerrado se obtuvo el siguiente resultado como se muestra en la Figura 5.16.



Figura 5.16.- Resultado de la prueba de bajo voltaje de lazo cerrado.

Para comprobar el funcionamiento de la lógica propuesta en la TDRP las fallas serán aplicadas en el punto de interconexión en el modelo propuesto, aplicando la falla en la fase a para fallas monofásicas y en las fases b y c de la misma manera que se aplicaron para la prueba con el relevador comercial como se indica en la Tabla 5.8.

Tipo De Falla	Activación de protección de bajo voltaje (27)
Monofásica a Tierra (Línea a Tierra)	Х
Bifásica a Tierra (Dos Líneas a Tierra)	Х
Línea a Línea	Х
Trifásica a Tierra	Х

Tabla 5.8.-Resultado de activación de la protección de bajo voltaje.
Los resultados de la Tabla 5.8, muestra que ante fallas transitorias con una duración inferior a 150 ms, no se tiene una operación de la protección, con esto se cumple el código de red para media tensión, en relación con la recuperación de tensión después de una falla transitoria.

5.3.4.2 Prueba para protección de bajo voltaje con fallas transitorias iguales o mayores de 150 ms.

Para esta prueba de baja tensión se reprodujo una falla transitoria con una duración mayor de 150 ms en el punto de conexión, en la cual se produjera una pérdida de tensión en condiciones falla como se muestra en la Figura 5.17, con esta simulación se espera que la protección cumpla con las condiciones del código de red de tiempo de recuperación de voltaje de 1000 ms o 60 ciclos y no se tenga una desconexión forzosa, ya que la GD o el aerogenerador tiene la capacidad de recuperar al menos el 80% del voltaje en menos del tiempo de recuperación.



Figura 5.17.- Resultado de la segunda prueba de bajo voltaje de lazo cerrado.

Para comprobar el funcionamiento de la lógica propuesta en la TDRP las fallas serán aplicadas en el punto de interconexión en el modelo propuesto, aplicando la falla en la fase a para fallas monofásicas y en las fases b y c de la misma manera que se aplicaron para la prueba con el relevador comercial como se indica en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9.-Resultado de activación de la protección de bajo voltaje con falla transitoria superior a 150 ms.

Tipo De Falla	Activación de protección de	
	bajo voltaje (27)	
Monofásica a Tierra	\checkmark	
Bifásica a Tierra (Dos Líneas a Tierra)	\checkmark	
Línea a Línea	\checkmark	
Trifásica a Tierra	\checkmark	

5.3.6 Pruebas empleando la TDRP para protección de frecuencia anormal (810/81U)

Los siguientes eventos que se proponen para probar la protección contra frecuencias anormales de operación, toman en cuenta las características de los rangos de frecuencias de operación del aerogenerador, así mismo, el *código de red* vigente en México.

Prueba de disparo instantáneo contra sobre frecuencia (810). Prueba de disparo instantáneo contra baja frecuencia (81U).

Para poder lograr los resultados de esta prueba, se utilizó una fuente de voltaje con control de frecuencia, con la cual se pudo variar la frecuencia por lapsos de tiempo de hasta 5 segundos, con el circuito que se presenta en la Figura 5.18, con esto se pudieron realizar las pruebas de recuperación de frecuencia, y con una variación de frecuencia mayor o menor a la propuesta para probar la protección de sobre frecuencia y de baja frecuencia con disparo instantáneo.



Figura 5.18.- Circuito con una fuente de voltaje con control de frecuencia desarrollado en SIMULINK®.

V.3.5.1 Prueba de disparo instantáneo contra sobre frecuencia (810)

Para esta prueba se produjo una variación de frecuencia en la fuente de voltaje, en un tiempo de 0.15 s, la cual fuera mayor a 61.2 Hz, esto para probar la activación de la función de protección contra sobre frecuencia, obteniendo como resultado el disparo de la protección mostrado en la Figura 5.19.



Figura 5.19.- Resultado de prueba de disparo para función de protección contra sobre frecuencia.

El resultado de la Figura 5.19, muestra que ante fallas de sobre frecuencia se tiene una operación de la protección 81O, con una activación instantánea, siendo el resultado esperado para esta prueba.

V.3.5.2 Prueba de disparo instantáneo contra baja frecuencia (81U)

Para esta prueba se produjo una variación de frecuencia en la fuente de voltaje, en un tiempo de 0.15 s, la cual fuera inferior a 57.5 Hz, esto para probar la activación de la función de protección contra baja frecuencia, obteniendo como resultado el disparo de la protección mostrado en la Figura 5.19.



Figura 5.20.- resultado de la prueba de disparo instantáneo contra baja frecuencia.

El resultado de la Figura 5.20, muestra que ante fallas de baja frecuencia se tiene una operación de la protección 81U, con una activación instantánea, siendo el resultado esperado para esta prueba.

5.4 PRUEBAS DE DISPARO DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN

El objetivo de estas pruebas, es observar el comportamiento de las múltiples funciones con las que cuenta la lógica de protección implementada en la TDRP activadas todas al mismo tiempo. Para estas pruebas, se proponen 3 casos:

- Fallas en terminales de la GD.
- Fallas en el punto de interconexión con fallas transitorias inferiores a 150 ms.
- Fallas en el punto de interconexión con fallas transitorias superiores a 150 ms.

Con los resultados obtenidos se puede apreciar el comportamiento de las diferentes funciones y las acciones que toman ante las distintas condiciones de falla propuestas anteriormente.

5.4.1 Fallas en terminales de la GD.

Para esta prueba, se reprodujeron distintos eventos en el sistema de GD de tal forma que se obtuvieran como respuesta en el simulador digital en tiempo real OPAL-RT® señales de corrientes y voltajes, producidas por distintas fallas en terminales de la GD, así mismo se muestra en la Figura 5.21, la activación de las funciones de protección implementadas en la TDRP.



Figura 5.21.-Disparo de la función de protección ante fallas en terminales de la GD.

En la Figura 5.21 se muestra el comportamiento del modelo del relevador para GD completo, y se puede observar que ante condiciones de falla en las *terminales* del aerogenerador, la operación de la función de protección instantánea opera antes que todas las demás funciones, mandando una señal de desconexión, de esta forma se protege la fuente de GD ante fallas muy severas.

5.4.2 Fallas en el punto de interconexión con fallas inferiores a 150 ms.

Para esta prueba, se reprodujeron distintos eventos en el sistema de GD de tal forma que se obtuvieran como respuesta en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT® señales de corrientes y voltajes, producidas por distintas fallas transitorias en el punto de interconexión

de la GD con la red de distribución, así mismo se muestra en la Figura 5.22, la activación de las funciones de protección implementadas en la TDRP.



Figura 5.22.- Bloqueo de la función de protección ante fallas en el punto de interconexión ante fallas transitorias inferiores a 150 ms.

En la Figura 5.22 se muestra el comportamiento del modelo del relevador para GD completo, y se puede observar que ante condiciones de fallas transitorias inferiores a 150 ms en el *punto de interconexión* del aerogenerador con la red de distribución, se tiene un bloqueo en el disparo instantáneo, como la falla no es tan severa se puede tener un tiempo de retardo, esto para tener una coordinación con las protecciones de la red de distribución, y cumplir con lo establecido con el código de red.

5.4.3 Fallas en el punto de interconexión con fallas superiores a 150 ms.

Para esta prueba, se reprodujeron distintos eventos en el sistema de GD de tal forma que se obtuvieran como respuesta en el simulador digital de tiempo real OPAL-RT® señales de corrientes y voltajes, producidas por distintas fallas transitorias en el punto de interconexión de la GD con la red de distribución, así mismo se muestra en la Figura 5.23, la activación de las funciones de protección implementadas en la TDRP.



Figura 5.23.- Disparo de la función de protección ante fallas en el punto de interconexión con fallas transitorias inferiores a 150 ms.

En la Figura 5.23, se muestra el comportamiento del modelo del relevador para GD completo, y se puede observar que ante condiciones de falla transitorias superiores a 150 ms en el *punto de interconexión* del aerogenerador con la red de distribución, se tiene un bloqueo en el disparo instantáneo, la falla no es tan severa para activar la función de

protección instantánea, pero es tan duradera para activar la función de bajo voltaje, por eso se puede apreciar un tiempo de retardo y cumplir con lo establecido con el código de red.

5.5 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Para poder hacer una comparación justa, se realizaron para ambas protecciones pruebas de lazo cerrado, con esto se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 5.10, donde se puede notar los resultados de activación del disparo con las diferentes funciones de protección.

		Operación del	Operación de	
Función	Falla	relevador	la lógica en la	Observaciones
		comercial	TDRP	
Protección de - sobrecorriente - instantánea -	1F-G	\checkmark	\checkmark	Se obtuvo un resultado similar que en el relevador comercial.
	2F	\checkmark	\checkmark	
	2F-G	\checkmark	\checkmark	
	3F-G	\checkmark	\checkmark	
Protección de sobre corriente de tiempo inverso	1F-G	\checkmark	\checkmark	No hay una operación de la falla trifásica en el relevador comercial, debido a las características de la corriente que se genera en el aerogenerador.
	2F	\checkmark	\checkmark	
	2F-G	\checkmark	\checkmark	
	3F-G	Х	Х	
Protección de sobre voltaje instantáneo	1F-G	✓	✓	Se obtuvo un resultado similar que en el relevador comercial.
	2F	✓	✓	
	2F-G	✓	✓	
	3F-G	Х	Х	
Protección de _ bajo voltaje con	1F-G	\checkmark	\checkmark	El relevador comercial opera cuando la tensión en el sistema es inferior a la tolerancia propuesta.
	2F	\checkmark	\checkmark	
falla menor a	2F-G	\checkmark	\checkmark	
150 ms.	3F-G	\checkmark	\checkmark	
Protección de bajo voltaje con falla mayor a 150 ms.	1F-G		\checkmark	El relevador comercial no está diseñado para este tipo de pruebas, esta prueba estuvo diseñada para probar la lógica de protección en la TDRP
	2F		\checkmark	
	2F-G		\checkmark	
	3F-G		\checkmark	
Protección de sobre frecuencia instantánea	3F	\checkmark	√	Se obtuvo un resultado similar que en el relevador comercial.
Protección de baja frecuencia instantánea	3F	~	~	Se obtuvo un resultado similar que en el relevador comercial.

Tabla 5.10.-Comparación de ambas protecciones contra la lógica de protección propuesta en la TDRP.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1 CONCLUSIONES

Con el desarrollo del presente trabajo se concluye que el algoritmo propuesto con todas sus funciones básicas para la protección del aerogenerador o la GD, funciona en forma adecuada y que cumple con las reglas establecidas en los *códigos de red* para conexión y desconexión de la GD bajo condiciones anormales de operación, pero que no necesariamente significan una condición de falla. Con esta implementación a diferencia de una protección convencional, se pueden tener restricciones de disparo ante condiciones anormales de operación o fallas que no son tan severas desde el punto de interconexión de la GD hacia la red de distribución y que por tanto no hacen necesaria la desconexión de la GD.

En la función de protección de sobrecorriente instantánea empleada en la TDRP, se concluye que los resultados obtenidos son satisfactorios, ya que de acuerdo a los ajustes establecidos, las fallas simuladas fueron detectadas de forma adecuada cuando se produjeron en las terminales de la GD o muy cercanos a estas. Los tiempos de operación de esta protección fueron muy similares a los del relevador comercial usado para validación. Es importante considerar que para protección de una GD o en su defecto un aerogenerador, el valor máximo de corriente de corto circuito no es tan alto ni tan sostenido como el de la red de distribución convencional.

La protección de sobrecorriente de tiempo inverso, comúnmente usadas en redes eléctricas, no es una buena solución para la protección de GD, especialmente para aerogeneradores de pequeña y mediana capacidad, ya que la sobrecorriente producida por una falla en su punto de interconexión se debilita rápidamente puesto que el aerogenerador no tiene la capacidad de sostener la corriente de falla. Esta corriente de falla no es lo suficientemente grande ni duradera para activar este tipo de protección por lo que en las pruebas con el relevador comercial esta función no se activó.

Con respecto a la protección de bajo voltaje, se incluyeron las reglas para cumplir con el código de red propuesto, así mismo se pudo lograr una protección para fallas transitorias con

una duración mayor a 150 ms y un bloqueo para las distintas condiciones de operación anormal o de fallas transitorias con una duración inferior a 150 ms, localizada en los puntos de interconexión o fuera de estos.

De igual forma se hicieron pruebas de cada una de las lógicas de protección por separado, para evitar conflicto entre funciones, y finalmente se evaluaron todas las funciones de protección activadas al mismo tiempo, obteniendo resultados satisfactorios ante las tres pruebas propuestas con fallas transitorias en el punto de interconexión y en las terminales de la GD.

6.2 APORTACIONES DE LA TESIS

Entre las aportaciones de este trabajo se puede destacar el desarrollo de un modelo de relevador de sobrecorriente que fue implementado en hardware usando una tarjeta de desarrollo rápido de prototipos y que fue evaluada mediante pruebas de lazo cerrado usando el simulador digital en tiempo real de la SEPI-Eléctrica

A este algoritmo se le realizaron modificaciones y agregados para que cumpliera con la función de proteger un aerogenerador y que con pequeñas adecuaciones puede también ser usado para proteger otras fuentes de generación distribuida.

El modelo de relevador aquí desarrollado implementa por tanto el código de red vigente para la interconexión y protección de fuentes de generación distribuida disponible en México por la Comisión Federal de Electricidad desde el año 2012.

Otro aporte es la identificación de los condiciones que menciona el código de red y que no resultan suficientemente claros por lo que una mayor investigación fue requerida para poder definir valores claros en dichos puntos, por ejemplo, en la búsqueda de la distancia mínima de interconexión en donde se requirió definir distancias de acuerdo a los parámetros del sistema de prueba para cumplir con la normatividad del código de red como se indica en los documentos consultados.

6.3 TRABAJOS FUTUROS

Los siguientes trabajos futuros se recomiendan para mejorar los resultados obtenidos y/o continuar esta línea de investigación:

- Realizar una coordinación en una red con múltiples aerogeneradores y múltiples relevadores y a su vez teniendo una interconexión con una red de distribución.
- Hacer pruebas experimentales en sitio al algoritmo propuesto del relevador con un aerogenerador, repitiendo las pruebas realizadas en este trabajo.
- Desarrollar algoritmos de protección para GD basados en otros principios de protección y hacer una comparación entre ambos principios propuestos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Comisión Ferderal de Electricidad, Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano, vol. version 2.0, México D.F., 2008.
- [2] A.-M. Borbely y J. F. Kreider, Distributed Generation, the power paradigm for the new millenniun, U. S.: CRC Press, 2011.
- [3] G. Pepermans, J. Driesen y D. Haeseldonckx, «Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues,» *Working Paper Series*, vol. 1, nº 2008-3, pp. 1-22, 2003.
- [4] Alstom, Network Protection & Automation Guide, Francia: Alstom, 2002.
- [5] T. Ackerman, G. Anderson y L. Söder, «Distributed generation: a definition,» *ELSEVIER*, vol. 57, pp. 1-10, 2000.
- [6] R. C. Dugan y T. E. McDermott, «Distributed Generation:Operating Conflicts for Distributed Genration Interconnected with Utility Distribution Systems,» *IEEE Industry Applications Mgazine*, vol. 2, nº 1077-2618, pp. 1-9, 2002.
- [7] B. Dondi, «IEEE: Stands for the Institute of Electrical and Electronic Enginners,» *IEEE std*, p. 2, 2002.
- [8] I. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, «IEEE Std C37.112-1996: IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays,» *IEEE Standards Board*, nº 1-55937-887-5, pp. 1-19, 1996.
- [9] M. A. Manzoul, «Multiple Overcurrent Relays Using a Single Miroprocessor,» *IEEE Translation On Industrial Electronics*, vol. 37, p. 307, 1990.
- [10] M. A. Al-Nema, S. M. Bashi y A. A. Ubaid, «Microproceso-Based Overcurrent Relays,» IEEE Transaction On Industrial Electronics, Vols. %1 de %2Ie-33, n° 1, p. 49, 1986.
- [11] J. Tan, P. McLaren, R. Jayasinghe y P. Wilson, «Software Model For Inverse Time Overcurrent Relays Incorporating Iec And Ieee Standard Curves,» *Proceedings of the*

2002 IEEE Canadian Conference on Electrical & Computer Engineering, vol. 2, nº 0-7803-7514-9, pp. 37-41, 2002.

- [12] M. Pöller, «Assist in the development of standard rules and procedures for the interconnection of renewable and cogeneration plants to the national interconnected system,» Dig-Silent, Mexico D.F., 2010.
- [13] I. Stadler, R. Bhandari y J. F. Prada, «Recommendations to adjust dispatch and operation rules used by the National Transmission System Operator (CFE-CENACE) considering higher amounts of electricity from renewable and cogeneration plants,» México D.F, 2010.
- [14] P. Suarez, Impacto de la generación eólica y solar en el sistema eléctrico de Bja California Norte, Mexico D. F.: Sección de Estudios de Posgrado y de Investigación, 2010.
- [15] M. J. Ishijara, «Modelos simplificados de aerogeneradores de inducción para estudios de estabilidad a corto plazo de sistemas eléctricos de potencia,» Sección de Estudios de Posgrado y de Investigación, pp. 73-106, 2010.
- [16] M. Hernandez, «Modelado en Tiempo Real de aerogeneradores de inducción de velocidad fija para estudios de sistemas eléctricos de potencia,» Sección de Estudios de Posgrado y de Investigación, pp. 35-54, 2013.
- [17] C. Franco, J. A. Coronel y G. Rosas, «Implementación del Principio de Protección de Sobrecorriente Usando un Simulador Digital en Tempo Real,» Seccion de Estudios de Posgrado y de Investigación, pp. 1-7, 2013.
- [18] J. A. Morales, Coordinacion de protecciones en sistemas con Generacion Distribuida, México D. F.: Sección de Estudios de Posgrado y de Investigación, 2007.
- [19] R. F. Navarro, Utilización de las Plantas Eoloeléctricas en Sistemas Electricos de Potencia, México D. F.: Instituto Politécnico Nacional, 2006.
- [20] E. Hau, Wind Turbines Fundamental, Technologies, Application, Economic, Germany: Springer, 2 nd edition, 2006.

- [21] EPCOR, «Distributed Generation,» EPCOR Coorporation Publications, pp. 1-5, 2002.
- [22] C. R. Mason, The Art & Science of Protective Relaying, General Electric Company, 1982.
- [23] P. M. Anderson, Power System Protection, Piscataway, N. J.: Willey Interscience, 1995.
- [24] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr., Power System Analysis, North Carolina: McGraw-Hill, 1996.
- [25] S. H. Horowitz, Ptotective Relaying for Power Systems, New York: IEEE, Press, 1980.
- [26] C. o. I. P. E. Society, IEEE Std C37..112-1996. IEEE Standard Inverse-Time, Characteristics Equations for Overcurrent Relays, 1996.
- [27] S. H. Horowitz y A. G. Phadke, Power System Relaying, England: John Willey & Sons Ltd, 3rd Edition, 2008.
- [28] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «Utility-Grade Protection for Distributed Generation,» Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Publications, nº PF00036, pp. 1-4, 2013.
- [29] C. Zapata y G. Mejía, «Coordinacion de Relés de Sobrecorriente en Sistemas Radiales Utilizando Programación Lineal,» *Escuela de Tecnología Eléctrica*, nº 22, pp. 1-6, 2003.
- [30] C. F. d. Electricidad, «Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional,» *Publicación C.F.E.*, vol. 2011, nº 1-A, p. 40, 2011.
- [31] P. Comech, M. García, S. Borroy y T. Vilén, «Protection in Distributed Generation,» *Centre of Research for Energy Resources and Consumption*, nº España, pp. 1-5.
- [32] M. Valentini, F. Akhmatov, F. Iov y J. Thisted, «Fault Currente Contribution fron VSCbased Wind Turbines to the Grid,» *The Second International Symphosium on Electrical and Electronics Engineering- ISEEE*, Vols. %1 de %2Galati, Rumania, pp. 1-6, 2008.

- [33] M. Tsili y S. Papathanassiou, «A review of grid code technical requirements for wind farms,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 10.1049, nº 00070, pp. 308-332, 2009.
- [34] I. Schweitzer Engineering Laboratories, «Multifuntion Generator Relay: SEL 300-G, Instruction Manual,» *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Publications*, 2012.
- [35] D. T. Inc., «DT9840 Series Gettin Started Manual,» Data Translation Inc. Publications, vol. III, nº 1, pp. 1-9, 2001.
- [36] M. J. Pelgrom, Analog-to-Digital Conversion, Netherlands: Springer, 2010.
- [37] A. Phadke y J. Thorp, Synchronized Phasor Measurements and Their Applications, New York: Springer, 2008.
- [38] J. F. Miñambres, J. Lázaro, M. A. Zorrozua, M. Sanchez, B. Larrea y I. Antiza, «Stability and accuracy of Digital Filters in the presence of the Interharmonics,» *E.T.S.I*, pp. 1-2, 2010.
- [39] J. Lázaro, J. Miñambres, M. Zorrozua, B. Larrea, M. Sánchez y I. Antiza, «New Quickconverge invariant digital filter for phasor estimation,» *Electric Power Systems Reserch*, pp. 705-713, 2009.
- [40] A. Apostolov, «Implementation of a Transient Energy Method for Directional Detection in Numerical Distance Relays,» *IEEE Transmission and Distribution Conference*, vol. 1, pp. 382-387, 1999.
- [41] H. S. Gill, Estimating the Location of a Transmission Line Shunt Fault from Digital Impedance Relay Measuraments, Saskatchewan: M. Sc. Thesis, 1989.
- [42] I. Schweitzer Engineering Laboratories, Mltifuntion Generator Relay: SEL- 300G, Guideform Specifications, SEL Inc. Publications, 2014.
- [43] Areva, Network Protection & Automation Guide, 1 Ed. Pg. 298, 2001.
- [44] C. Buque, S. Chowdhury y S. Chowdhury, «Modelling and Simulation of Adaptive Frequency Relaying for Distributed Generation,» *IEEE Transactions*, vol. 5, n° 1, pp. 1-

5, 2008.

- [45] ABB, ABB Switchgear Manual., 10th Ed. Pg 716., 2001.
- [46] R. M. P. Subcomite, Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants ANSI/IEEE C37.106-198X, México D.F.: IEEE Transaction on Power Delivery, Vol3, No.1, 1988.
- [47] W. F. W. X. A. M. J.C.M. Vieira, «Efficient Coordination of ROCOF and Frequency Relays for Distributed Generation Protection by Using the Application Region,» *IEEE Transactions on Power*, vol. 21, nº 4, pp. 1-6, 2006.
- [48] T. Ackerman, Wind Power in Power Systems, John Wiley & Sons, 2005.
- [49] V. Akhmatov, «Induction Generators For Wind Power,» *Multi-Science Publising Company*, 2005.
- [50] I. Schweitzer Engineering Laboratories, SEL-421 protection and automation user's manual, USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. All rights reserved., 2005.

APENDICES

APÉNDICE 1: PROGRAMA PRINCIPAL INTRODUCIDO A LA TDRP

```
*PARA LA CONEXION CON LA TARJETA DE DESARROLLO RAPIDO DE PROTOTIPOS SE TIENE:
 *
 *LA CONEXION DE LAS ENTRADAS SE IDENTIFICAN DE LA SIGUIENTE MANERA
 *
 *ADCH0---->VA
 *ADCH1---->VB
 *ADCH2---->VC
 *ADCH3---->IA
 *ADCH4---->IB
 *ADCH5---->IC
 *ADCH6---->N/A
 *ADCH7--->N/A
 *
 *PARA LAS SALIDAS SE DENOMINAN LA CONEXIONES
 *
 *DACCH0---->(voltajes o corrientes)
 *DACCH1---->(disparo)
 *
 #include <stdio.h>
#include <stdlib.h>
#include <string.h>
#include <std.h>
#include <tsk.h>
#include <math.h>
                      //DT9841 APIs
#include "dt9841.h"
#define _USE_ERROR_HANDLER_
                          1
#define N
                       32 //O 32 MUESTRAS
#define SAMPLE RATE
                       (fn*N)
#define pi
                                    3.1415926
#define N2
                                    N*2
#define N1
                                    N/2
#define NN
                                    N*20 // Zone 2 time delay
typedef unsigned long ulong;
int N3;
double TimeOp;
typedef struct
     {
                              //DEFINE UN TIPO DE ESTRUCTURA COMPUESTA POR 4 PARTES
double real;
double imag;
```

```
double mag;
double phase;
       }
       Phasor Info;
        *
        * <u>activador</u> <u>de</u> <u>funciones</u> <u>de</u> <u>esquemas</u> <u>de</u> <u>proteccion</u>
       #defineOverCurrent0//1=activalafunciondesobrecorrienteinstantanea#defineOverCuInTime0//1=activalafunciondesobrecorrientedetiempoinverso#defineDistance0//1=activalafunciondedistancia#defineOverVolt0//1=activalafunciondesobretension#defineUnderVolt0//1=activalafunciondebajatension
       *
        * datos generales de tranformadores de instrumento
       #define fn60//frecuencia nominal del sistema#define RTC180//relacion de transformacion del tr de corriente== INom / 5
#define RTP6//relaciondetransformaciondeltrdepotencial==VNom / 115#define RTCAux 50//relaciondecorrienteparaseñalesdebajonivelTDRP== 0.1 V---
>5 A
#define RTPAux 102 //relacion de voltaje para señales de bajo nivel TDRP==0.6575 V ---
>67.5 V
#define IAuxIORTC*RTCAux //aux de entrada y salida de señales analogicas de corriente
#define VAuxIORTP*RTPAux //aux de entrada y salida de señales analogicas de voltaje
       *
        * variables para proteccion de sobrecorriente 50/51
       #define INom900#define AdjPUMax6#define AdjPUMin1.5
                                         //<u>corriente</u> nominal <u>del</u> <u>sistema</u> <u>en</u> Amperes
                                           //ajuste por unidad tomando base Inom
                                           //ajuste por unidad tomando base Inom
                           1
1
#define Curva
                                           //Inversa =1, Muy Inversa=2, Ext. Inversa=3
#define TDialS
                                           //time dial setting <u>ajuste</u> <u>de</u> <u>activacion</u>
       double Iset=AdjPUMax*INom;
       double Isetmin=AdjPUMin*INom;
//int N5=0;
```

```
*
      * variables para proteccion de sobretension y baja tension
       *
      #define VSis 690
                             //tension nominal del sistema en Vrms fase-fase
                           //tension nominal del sistema en Vrms fa
//tension pico del sistema en Vrms fase
#define VNom VSis/(1.732051)
                             //tension nominal del sistema en Vrms fase
#define Vp1p VNom*(1.414214)
#define VAdjMax
               1.1
                            //valor maximo de tension normalizada en el sistema
#define VAdjMin
                0.90
                            //valor minimo de tension normalizada en el sistema
#define VAdjRec
                 0.80
#define VTol 0.10 //tolerancia PU de la tension
#define TimeRecU 60 //ciclos de recuperacion de voltaje a 150ms=9ciclos
#define TimeRec0
                600 //<u>ciclos</u> <u>de</u> <u>recuperacion</u> <u>de</u> <u>voltaje</u> a 1000ms=600ciclos
      double VTimeRecU=TimeRecU*N2;
      double VTimeRecO=TimeRecO*N;
      double VRec=Vp1p*VAdjRec;
      double VMax=VAdjMax*Vp1p;
      double VMin=VAdjMin*Vp1p;
      double VTolMax=1.20*Vp1p;
      double VTolMin=Vp1p-(Vp1p*VTol);
      *
      * variables para proteccion de sobre/baja frecuencia
      #define fmax 61.3
#define fmin 57.5
#define ftolmax 60.5
#define ftolmin
                59.3
      * VARIABLES USADAS PARA DETECCION DE FALLAS
      int FaultType=0;
int Out_Trip[2]={0,0};
double KI;
double OutSignal1,OutSignal2; //settings to limit output signal to +-OutSet
int FaultyLoop=0;
int FaultLabelBuffer[6]={0};
int Retraso[11]={0};
double V1buff[NUM_ADC_CHANS][N]={0},Vdelay[NUM_ADC_CHANS][2],RFilter[N],IFilter[N];
double V2buff[1][60*N]={0}, V2delay[NUM_ADC_CHANS][2];
double tau; // Used for mimic filter
double Ktau;
double frecuency;
Phasor_Info IOPhasor, IOKO, PhasorOut[NUM_ADC_CHANS], ZOutPhasor[6];
int OutZone[N2][2]={0};
```

```
static int FaultOnsetTimer=0;
static int OpenBreaker=0;
int Time Delay OpenBreaker[N2]={0}; // Operating time delay of local breaker
double PFPowerMem=0.0;
double Pthres=10.0, QPthres=1.5, XRthres=1.5; // Preset Threshold Values of AT scheme
MONITORING SIGNALS THRESHOLD VALUES
double K0[2]={0.70403, - 13.16073}; // 0.K0[2]={3.4533, -0.9367}; //for a 2T --> K0=
\{1.1511, -0.3122\} and for a 3T --> K0= \{0.7433, -0.2673\}
Function prototypes
void ToggleLed(ULONG ledMask);
                                                    //11111111
static DTSTATUS CheckErr (DTSTATUS Status);
                                       //22222222
static int StartItUpTask();
                                             //333333333
static void ScanCallbackFunction(INPUT_SCAN_RCD *pInScan, OUTPUT_SCAN_RCD *pOutScan);
      //4444444
double FREC(double *WindowData);
static BOOL ErrorHandler(ULONG EventCode, VOID *pContext,LONG Param1, LONG Param2);
             //55555555
static Phasor_Info DFT(double *WindowData);
                                             //66666666
void Zloops(Phasor_Info *VIPhasors);
                                             //77777777
//void ComplexPower(Phasor_Info *VIPhasors);
                                       //88888888
void Zones(Phasor_Info *ZOutPhasor, Phasor_Info *PhasorOut, Phasor_Info IOPhasor,int
FaultyLoop,int *FaultLabelBuffer, Phasor_Info IOK0);
                                                  //99999999
int main(int argc, char * argv[])
{
   TSK_Attrs tskAttr;
   DTSTATUS stat;
      int i;
   tau= N2;
   Ktau=sqrt(1.0/( pow((1.0+tau-tau*cos(2*pi/N)),2) + pow(tau*sin(2*pi/N),2)));
   // Initialize the DT9840 Series Library
   DT_InitLibrary();
             for (i=0;i < N; i++)</pre>
          {
                   RFilter[i]=sin(2*pi*i/N);
                   IFilter[i]=cos(2*pi*i/N);
       }
```

//Register an error handler for AD overrun and DA underrun

```
stat =
            DT_RegisterCallback(NULL,
                                  ErrorHandler,
                                                  DTEVENT AD OVERRUN
                                                                    DTEVENT DA UNDERRUN, NULL);
   CheckErr(stat);
   //create a task
   tskAttr = TSK ATTRS;
   tskAttr.priority = 10;
   if (!TSK_create(StartItUpTask, &tskAttr))
      SYS_abort("TSK_create failed %s(%d)\r", __FILE_,_LINE__);
}
*
* 11111111111111111111
*
void ToggleLed(ULONG ledMask)
{
   static int nCount = 0;
   static BOOL bLedState = 0;
   if (nCount == 0)
   {
     if (bLedState)
     DT_LEDOff(ledMask);
     else
     DT_LEDOn(ledMask);
     bLedState = !bLedState;
   }
   if (++nCount >=(SAMPLE_RATE)/4)
      nCount=0;
}
*
static DTSTATUS CheckErr (DTSTATUS Status)
{
   CHAR *pErrStr;
   if (Status)
   {
      DT_LEDOn (LED_ALL);
      pErrStr = DT_GetErrorString (Status, NULL);
      SYS_abort(pErrStr);
   }
   return (Status);
}
*
*33333333333333333333333333333
*****************************/
{
```

```
DIO SETUP
                DIOSetup;
   CLOCK SETUP
                 clkSetup;
   DAC SETUP
                        DacSetup;
ADC SETUP
                AdcSetup;
int
                        DACChan;
IEPE_SETUP
                 IepeSetup;
BRD_INFO
                 BoardInfo;
int
                        i;
DT_Printf("\r----- PRUEBA NOE ------\r");
   // Setup the sampling clock
   memset (&clkSetup, 0, sizeof (CLOCK_SETUP));
clkSetup.ClockSource = AD_DA_CLK_SRC_INTERNAL;
                                                       //internal clock
clkSetup.SampleRate = (double)SAMPLE_RATE;
                                                      // in Hz
   clkSetup.ClockType = AD_DA_CLOCK;
   CheckErr (DT_SetupClock(&clkSetup));
DT_Printf("Sample rate %fHz Actual rate %fHz\r",
        clkSetup.SampleRate, clkSetup.ActualSampleRate);
//Setup digital port 0 as an output. Bit 0 will be used as sync output for the
//oscilloscope
   memset (&DIOSetup, 0, sizeof (DIO_SETUP));
DIOSetup.ClockDout = TRUE;
                                 //clock digital outputs
DIOSetup.Port0Out = TRUE;
                                  // Port 0 = output
DIOSetup.Port1Out = TRUE;
                                  // Port 1 = output
                                 // Port 2 = output
DIOSetup.Port2Out = TRUE;
DIOSetup.DeglitchPort0 = FALSE;
                                 // Deglitch the Port 0 inputs
DIOSetup.InitialDOValue = 0;
CheckErr (DT_SetupDIO(&DIOSetup));
//setup the ADC
   memset (&AdcSetup, 0, sizeof (ADC_SETUP));
AdcSetup.ErrorOption = CONTINUE_ON_ERROR; //stop option on AD overrun
CheckErr (DT_SetupADC(&AdcSetup));
DT_Printf("AD will %s\r",
           (AdcSetup.ErrorOption == STOP_ON_ERROR)?"STOP_ON_ERROR":
                                                   "CONTINUE_ON_ERROR");
   // Setup the D/A's
   memset (&DacSetup, 0, sizeof (DAC_SETUP));
for (DACChan = 0; DACChan<NUM_DAC_CHANS; DACChan++)</pre>
   DacSetup.DAInitialValue[DACChan] = 0;
   DacSetup.FilterType = NONE;
DacSetup.ErrorOption = CONTINUE_ON_ERROR; //stop option on DA underrun
   DacSetup.DacRange = DAC BIPOLAR 10 VOLTS;
   CheckErr (DT_SetupDAC(&DacSetup));
DT_Printf("DA will %s\r",
           (DacSetup.ErrorOption == STOP_ON_ERROR)?"STOP_ON_ERROR":
                                                    "CONTINUE_ON_ERROR");
// If this model of the DT9840 board supports IEPE inputs
// then configure those inputs.
   CheckErr (DT BoardGetInfo (0, &BoardInfo));
   if (BoardInfo.Model == DT9841 128 2 VIB)
   {
          memset (&IepeSetup, 0, sizeof (IEPE_SETUP));
          for (i=0; i< NUM ADC CHANS; i++)</pre>
          {
                 IepeSetup.Chan[i].CurrentSourceEnabled = FALSE;
                 IepeSetup.Chan[i].FilterEnabled = FALSE;
                 IepeSetup.Chan[i].ACCoupling = FALSE;
          }
   DT_SetupIEPE(&IepeSetup);
}
```

```
CheckErr (DT_ScanLoop(ScanCallbackFunction, BOTH));
   return (0);
}
*
 *
 static void ScanCallbackFunction(INPUT_SCAN_RCD *pInScan, OUTPUT_SCAN_RCD *pOutScan)
{
   static ULONG u=0;
      int i,j, OutDef, N4, N5, Retraso, aux2, aux3;
      double AA, BB, PP, tr;
      if (Curva==1)
                         //curva moderadamente inversa
             {
         AA=0.0515;
         BB=0.1140;
         PP=0.02;
         tr=4.85;
            }
      else if (Curva==2)
                         //<u>curva muy inversa</u>
             {
               AA=19.61;
               BB=0.491;
               PP=2.0;
               tr=21.6;
             }
      else
                          //curva extremadamente inversa
             {
              AA=28.2;
              BB=0.1217;
              PP=2.0;
              tr=29.1;
             }
      LONG Value;
      //Phasor_Info PhasorOut[NUM_ADC_CHANS];
      for(j=0;j<NUM_ADC_CHANS;j++)</pre>
      {
             for(i=0;i<N-1;i++)</pre>
             {
                    V1buff[j][i]=V1buff[j][i+1];
             }
      // Mimic Filter Routine (adds one sample delay)
             for (i=0;i<2;i++)</pre>
             {
           Vdelay[j][i]=Vdelay[j][i+1];
             }
             DT_ADValueToVolts(pInScan-
>ADCValues[j],&Vdelay[j][1],ADC_BIPOLAR_10_VOLTS);
          if (j<3)
          {
```

```
DESARROLLO DE UN RELEVADOR PARA PROTECCIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE MEDIA
                                       TENSIÓN
           V1buff[j][N-1]=(Ktau*((1+tau)*(Vdelay[j][1])-tau*(Vdelay[j][0])))*VAuxIO;//
*23080; //47917.5; //1916.7;(230000/<u>sqrt(</u>3))/(120/<u>sqrt(</u>3)))*25 //111.6447;
             }
          else
                     ł
           V1buff[j][N-1]=(Ktau*((1+tau)*(Vdelay[j][1])-tau*(Vdelay[j][0])))*IAuxIO;//
*857.57; //2250; //(600/5)*33.75 //13.9473;
                    }
             PhasorOut[j]=DFT(V1buff[j]);
      //
             frecuency[j]=DFT(V1buff[j]);
      }
      for(j=0;j<1;j++)</pre>
      {
             for(i=0;i<60*N-1;i++)</pre>
             {
                    V2buff[j][i]=V2buff[j][i+1];
             }
      // Mimic Filter Routine (adds one sample delay)
             for (i=0;i<2;i++)</pre>
             {
           V2delay[j][i]=V2delay[j][i+1];
             }
             DT_ADValueToVolts(pInScan-
>ADCValues[j],&V2delay[j][1],ADC_BIPOLAR_10_VOLTS);
          if (j<3)
          {
           V2buff[j][N-1]=(Ktau*((1+tau)*(V2delay[j][1])-tau*(V2delay[j][0])))*VAuxI0;//
*23080; //47917.5; //1916.7;(230000/sqrt(3))/(120/sqrt(3)))*25 //111.6447;
             }
          else
                    {
           V2buff[j][N-1]=(Ktau*((1+tau)*(V2delay[j][1])-tau*(V2delay[j][0])))*IAuxIO;//
*857.57; //2250; //(600/5)*33.75 //13.9473;
                    }
      //
             PhasorOut[j]=DFT(V1buff[j]);
             frecuency=FREC(V2buff[j]);
      }
       ******
      // **
                    Proteccion para sobre/baja frecuencia
                                                              **
```

if (frecuency>fmax)

```
{
      OutDef=5;
}
else if (frecuency<fmax && frecuency>ftolmax)
{
      aux2=aux2+1;
      if (aux2==5)
      {
             OutDef=5;
      }
      else
      {
             OutDef=0;
      }
}
else if (frecuency>ftolmin && frecuency<ftolmax)</pre>
{
      OutDef=0;
}
else if (frecuency<ftolmin && frecuency>fmin)
{
aux3=aux3+1;
      if (aux3==5)
      {
      OutDef=6;
      }
      else
      {
      OutDef=0;
      }
}
else if(frecuency<fmin)</pre>
{
      OutDef=6;
}
// **
             Proteccion para baja tension
                                           **
// ******
           **********
                            ****
OutDef=0;
if (UnderVolt==1)
{
      /*
      if (PhasorOut[0].mag<VMin || PhasorOut[1].mag<VMin || PhasorOut[2].mag<VMin)</pre>
{
      Out_Trip[0]=1;
      OutDef=1;
             }
```

```
else
        */
         if (PhasorOut[0].mag<VRec && PhasorOut[1].mag<VRec && PhasorOut[2].mag<VRec)</pre>
         {
                 N5=N5+1; //temporizador para recuperacion de voltaje
                        if (VTimeRecU<=N5)</pre>
                        {
                                Out_Trip[0]=1;
                                Out_Trip[1]=1;
                                OutDef=3;
                                Retraso=1;
                                N5=0;
                        }
                        else
                        {
                                Out_Trip[0]=0;
                                Out_Trip[1]=0;
                                OutDef=0;
                                Retraso=0;
                        }
        }
        else
                {
                                        Out_Trip[0]=0;
                                        Out_Trip[1]=0;
                                        N3=0;
                       TimeOp=0;
                }
}
/*
        for (i=0;i<10;i++)</pre>
                                {
                                        Retraso[i]=Retraso[i+1];
                                }
                                        Retraso[10]=Retraso;
                if
                         (<u>Retraso</u>[10]==<u>Retraso</u>[9]
                                                          &&
                                                                   Retraso[9]==Retraso[8]
                                                                                                  &&
<u>Retraso[8] == Retraso[7]</u>)
                {
                        OutDef=1;
                }
                else
                {
                OutDef=0;
                        }*/
```

```
else
{
      Out_Trip[0]=0;
      Out_Trip[1]=0;
}
// **
     Proteccion para sobre voltaje
                                                 **
if (OverVolt==1)
{
//if (PhasorOut[0].<u>mag</u>>VMax || PhasorOut[1].<u>mag</u>>VMax || PhasorOut[2].<u>mag</u>>VMax)
      11
            {
                   Out Trip[0]=1;
     11
      //
                   OutDef=1;
      //
            }
            //else
                                        (PhasorOut[0].mag>VTolMax
                                                 PhasorOut[1].mag>VTolMax
                                                                            if
PhasorOut[2].mag>VTolMax)
            {
            N4=
                  N4+1;
            if (N4>VTimeRec0)
            {
                  Out_Trip[0]=1;
                  Out_Trip[1]=1;
                  OutDef=4;
            }
            else
            {
                  Out_Trip[0]=0;
                  Out_Trip[1]=0;
                  OutDef=0;
            }
            }
else
            {
                               Out_Trip[0]=0;
                               Out_Trip[1]=0;
                               N3=0;
                               OutDef=0;
                 TimeOp=0;
            }
}
else
{
      Out_Trip[0]=0;
      Out_Trip[1]=0;
}
```

```
// **
           proteccion sobrecorriente instantaneo
                                                    **
// *********
                                         _
******
if (OverCurrent==1)
{
                      (PhasorOut[3].mag>Iset ||
                 if
                                                 PhasorOut[4].mag>Iset
                                                                      PhasorOut[5].mag>Iset)
           {
                   Out_Trip[0]=1;
                   OutDef=1;
           }
           else
           {
                            Out_Trip[0]=0;
                            Out_Trip[1]=0;
                            N3=0;
                   TimeOp=0;
           }
}
else
{
     Out_Trip[0]=0;
     Out_Trip[1]=0;
}
// **
                                                         **
           proteccion sobrecorriente de tiempo inverso
if (OverCuInTime==1)
{
                                       if
                  ((PhasorOut[3].mag<Iset
                                              PhasorOut[4].mag<Iset
                                                                      PhasorOut[5].mag<Iset) &&</pre>
              (PhasorOut[3].mag>Isetmin
                                       PhasorOut[4].mag>Isetmin
                                                                      PhasorOut[5].mag>Isetmin))
           {
                 //Imed=PhasorOut[3].mag*(5/100);
                 TimeOp = (AA / ( pow (PhasorOut[3].mag/INom ,PP)))+BB;
                                                                      //
tms*(80/(pow((PhasorOut[3].mag/400),2)-1));
                 //<u>tmin} = 0.05;</u>
                 N3 = N^{*}(TimeOp/0.016666);
                 N3 = floor(N3);
                 Out_Trip[1]=1;
                 OutDef=2;
           }
           else
```

```
{
                                   Out_Trip[0]=0;
                                   Out_Trip[1]=0;
                                   OutDef=0;
                                   N3=0;
                       TimeOp=0;
              }
}
else
{
       Out_Trip[0]=0;
       Out_Trip[1]=0;
}
    //Out_Trip[0]=0;
    //Out_Trip[1]=0;
    //ATUnit - Begin
       for (j=0;j<2;j++){ // Prefault power flow value & zone of operation</pre>
              for (i=0;i<N2-1;i++){</pre>
                     OutZone[i][j]=OutZone[i+1][j];
              }
          OutZone[N2-1][j]=Out_Trip[j];
       }
           // if zone is in zone 1 of protection (non-delayed trip)
              if(OutZone[N2-1][0]!=0 && OutZone[N2-2][0]!=0 && OutZone[N2-3][0]!=0
                 && OutZone[N2-4][0]!=0){
                     OpenBreaker=1;
              // if fault is zone2, of same type and stays during 1/2 cycle, then
              } else if(OutZone[N2-1][0]==0 && OutZone[N2-2][0]==0 && OutZone[N2-
1][1]!=0
              && (OutZone[N2-1][1]==OutZone[N2-2][1])){
                            if(FaultOnsetTimer==0 && OpenBreaker==0){
                                   FaultOnsetTimer++;
                            }else if(FaultOnsetTimer>0 && FaultOnsetTimer<=(N3-1)){</pre>
                                   FaultOnsetTimer++;
                            }else if(FaultOnsetTimer>=(N3-N) && OpenBreaker==0){
                                   OpenBreaker=1;
                            }
              } else if ((OutZone[N2-1][0]==0 && OutZone[N2-1][1]==0 && OutZone[N2-
2][0]==0
                                   && OutZone[N2-2][1]==0) || FaultOnsetTimer>=N3-1){
                     FaultOnsetTimer=0;
                     OpenBreaker=0;
              }
    //ATUnit - End
```

```
for (i=0;i<N2-1;i++){ // local breaker time delay</pre>
       Time Delay OpenBreaker[i]=Time Delay OpenBreaker[i+1];
       Time_Delay_OpenBreaker[N2-1]=OpenBreaker;
11
       DT_VoltsToDAValue (V1buff[2][N-1]/9000, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              DT_VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       11
             DT_VoltsToDAValue (PhasorOut[5].mag/2250, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       11
              DT_VoltsToDAValue (V1buff[0][N-1]/612, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       11
                                  DT VoltsToDAValue
                                                                   (V1buff[3][N-1]/857.57,
               //
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
              pOutScan->DACValues[0] = Value; // to DA output channel
11
       if (OutDef==1)
       {
              DT VoltsToDAValue
                                                                (Time_delay_OpenBreaker[1],
       11
&Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              DT_VoltsToDAValue (9.0, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
             DT_VoltsToDAValue (PhasorOut[5].phase, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
         11
               DT_VoltsToDAValue (V1buff[3][1]/13.9473, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
        11
              pOutScan->DACValues[0] = Value;
       }
       else if (OutDef==2)
       {
       DT_VoltsToDAValue (8.0, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              DT_VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       11
             DT_VoltsToDAValue (PhasorOut[5].mag/2250, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       11
       //
              DT_VoltsToDAValue (V1buff[0][N-1]/612, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
                                  DT VoltsToDAValue
                                                                    (V1buff[3][N-1]/857.57,
               11
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
              pOutScan->DACValues[0] = Value; // to DA output channel
       else if (OutDef==3)
              {
              DT_VoltsToDAValue (7.0, &Value, DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              11
                     DT_VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              11
                                           DT VoltsToDAValue
                                                                  (PhasorOut[5].<u>mag</u>/2250,
&Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
                     DT VoltsToDAValue
                                                                       (V1buff[0][N-1]/612,
              11
&Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
                                     DT VoltsToDAValue
                                                                    (V1buff[3][N-1]/857.57,
                       11
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
                      pOutScan->DACValues[0] = Value; // to DA output channel
       else if(OutDef==4)
              DT_VoltsToDAValue (6.0, &Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
```

```
11
                     DT VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
              11
                                          DT VoltsToDAValue
                                                                (PhasorOut[5].mag/2250,
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
              11
                     DT VoltsToDAValue
                                                                    (V1buff[0][N-1]/612,
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
                                    DT VoltsToDAValue
                                                                 (V1buff[3][N-1]/857.57,
                      //
&Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
                     pOutScan->DACValues[0] = Value; // to DA output channel
              }
       else
              {
              DT_VoltsToDAValue (0.0, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
              11
                     DT_VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
                                          DT VoltsToDAValue
                                                               (PhasorOut[5].mag/2250,
              11
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
                     DT VoltsToDAValue
                                                                    (V1buff[0][N-1]/612,
              11
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
                                    DT VoltsToDAValue
                                                                 (V1buff[3][N-1]/857.57,
                      11
&Value, DAC BIPOLAR 10 VOLTS);
                     pOutScan->DACValues[0] = Value; // to DA output channel
              }
if (OutDef==1)
{
       DT_VoltsToDAValue (Time_delay_OpenBreaker[1], &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
11
       DT_VoltsToDAValue (0.0, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
 // DT_VoltsToDAValue (PhasorOut[5].phase, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       DT_VoltsToDAValue (V1buff[3][1]/13.9473, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
 //
       pOutScan->DACValues[1] = Value;
}
else
{
DT_VoltsToDAValue (V1buff[2][N-1]/9000, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       DT_VoltsToDAValue (OpenBreaker, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
//
      DT_VoltsToDAValue (PhasorOut[5].mag/2250, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
11
       DT_VoltsToDAValue (V1buff[0][N-1]/612, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
11
        // DT_VoltsToDAValue (V1buff[3][N-1]/857.57, &Value,DAC_BIPOLAR_10_VOLTS);
       pOutScan->DACValues[1] = Value; // to DA output channel
}
    pOutScan->DoutValues = u;
    ++u;
    ToggleLed(LED_D0);
}
/***
    *******************************
```
```
static BOOL ErrorHandler(IN PARAM ULONG EventCode, IN PARAM VOID *pContext, IN PARAM LONG
Param1, IN PARAM LONG Param2)
                              {
   static ULONG errCountAD=0, errCountDA=0;
   //Display the error
   if (EventCode & DTEVENT_AD_OVERRUN)
   {
       ++errCountAD;
       DT_Printf("!! AD overran %d times !!\r", errCountAD);
       DT_LEDOn(LED_D1);
   }
   if (EventCode & DTEVENT DA UNDERRUN)
   {
       ++errCountDA;
       DT_Printf("!! DA underrun %d times!!\r", errCountDA);
       DT LEDOn(LED D2);
   }
   //If the scan hasn't stopped automatically, stop it after some number of
   //errors
   if ((errCountDA + errCountAD) > 1000)
   {
       DT_UnregisterCallback(NULL, ErrorHandler);
       DT_StopScanLoop();
       DT_Printf("ScanLoop stopped after %d errors\r", (errCountDA + errCountAD));
   }
   return TRUE;
}
static Phasor Info DFT(double *WindowData)
                                                   //444444
{
double OutR, R, TH, OutI, Preal, Pimag, Qreal, Qimag, df_eM, Ph_N, df_ma, df_e, df_m,
FasMag, FasAng, VR, VI;
Phasor_Info OutPhasor;
Phasor_Info DFTOutPhasor;
int i, L, M, n;
      OutR=0;
      OutI=0;
      for(i=0;i<N;i++)</pre>
      {
             OutR+=WindowData[i]*RFilter[i];
             OutI+=WindowData[i]*IFilter[i];
      }
      OutR=(2.0/N)*OutR;
      OutI=(2.0/N)*OutI;
             OutPhasor.real =OutR;
             OutPhasor.imag =OutI;
             OutPhasor.mag = sqrt(pow(OutR,2) + pow(OutI,2));
             OutPhasor.phase = atan2(OutPhasor.imag, OutPhasor.real);
```

DFTOutPhasor.real =OutR; DFTOutPhasor.imag =OutI; DFTOutPhasor.mag = sqrt(pow(OutR,2)+pow(OutI,2)); DFTOutPhasor.phase = atan2(DFTOutPhasor.imag, DFTOutPhasor.real)+(2*pi/N); L=N; M=N; df_ma=0; for (n=0;n<N;n++){ if (n<=M) df eM=0; } else df eM=(60 * N * ((atan2(WindowData[n-L]*RFilter[n-L],WindowData[n-L]*IFilter[n-L]))-Ph_N)/(2*pi*L)) + 60; //df_e[n-1]; if (n<=L) ł Ph_N=0; } else Ph_N=atan2(WindowData[n-L]*RFilter[n-L],WindowData[n-L]*IFilter[n-L]); //DFTOutPhasor[n-L].phase; df_e+=(60 Ν ((atan2(WindowData[n]*RFilter[n],WindowData[n]*IFilter[n]))-Ph_N)/(2*pi*L)) + 60; *((atan2(WindowData[n-L]*RFilter[n-L],WindowData[n-L]*IFilter[n-L]))-11 Ph_N)/(2*pi*L)+60; df_m+=((df_ma)+(df_e - df_eM))/M; df_ma+=df_m; <u>Preal</u>=(((sin(pi*(60-df_m)/<u>fn</u>))) / (M*sin(pi*(60-df_m)/(60*M)))) *(<u>cos</u>((2*pi*(60-df_m) / (60*M))*n)); <u>Qreal</u>=(((sin(pi*(60+df_m)/<u>fn</u>))) / (M*sin(pi*(60+df_m)/(60*M)))) *(<u>cos</u>((2*pi*(60+df_m) / (60*M))*n)); <u>Pimag</u>=(((sin(pi*(60-df_m)/<u>fn</u>))) / (M*sin(pi*(60-df_m)/(60*M)))) *(sin((2*pi*(60-df_m) / (60*M))*n)); / (M*sin(pi*(60+df_m)/(60*M)))) <u>Qimag</u>=(((sin(pi*(60+df_m)/<u>fn</u>))) *(sin((2*pi*(60+df_m) / (60*M))*n)); R+=<u>sqrt(pow(Preal</u>,2) pow(Pimag,2)) + sqrt(pow(Qreal,2)+pow(Qimag,2)); TH+=atan2(Pimag,Preal) + atan2(Qimag,Qreal); FasMag+= DFTOutPhasor.mag * R; FasAng+=DFTOutPhasor.phase + TH; VR+=FasMag*cos(FasAng); VI+=FasMag*sin(FasAng); } OutPhasor.real =DFTOutPhasor.real ; OutPhasor.imag =DFTOutPhasor.imag ; OutPhasor.mag =DFTOutPhasor.mag ; //FasMag ; //DFTOutPhasor.mag*(OutR2); OutPhasor.phase =DFTOutPhasor.phase ; //FasAng; //atan2(OutPhasor.imag,OutPhasor.real); */ return OutPhasor;

/*

```
}
         void Zloops(Phasor_Info *VIPhasors)
                                                                      //7777777
{
int j;
Phasor_Info Temp;
Phasor_Info Temp1;
double Temp2;
IOPhasor.real = (VIPhasors[3].real + VIPhasors[4].real + VIPhasors[5].real)/3;
IOPhasor.imag = (VIPhasors[3].imag + VIPhasors[4].imag + VIPhasors[5].imag)/3;
IOPhasor.mag = sqrt(IOPhasor.real*IOPhasor.real+IOPhasor.imag*IOPhasor.imag);
IOK0.real=3*(IOPhasor.real*(KO[0])-IOPhasor.imag*(KO[1])); // 3IO*Ko
IOK0.imag=3*(IOPhasor.real*(K0[1])+IOPhasor.imag*(K0[0]));
       for (j=0;j<6;j++) //calculation of impedance loops</pre>
       {
       if (j<3) // for Ph-G units
       {
              Temp.real=VIPhasors[j+3].real+I0K0.real;
              Temp.imag=VIPhasors[j+3].imag+I0K0.imag;
       Temp2=Temp.real*Temp.real+Temp.imag*Temp.imag;
              ZOutPhasor[j].real=
(VIPhasors[j].real*Temp.real+VIPhasors[j].imag*Temp.imag)
                     /(Temp2);
              ZOutPhasor[j].imag=
                                                           (VIPhasors[j].imag*Temp.real-
VIPhasors[j].real*Temp.imag)
                     /(Temp2);
       }
       else
       {
              if (j>=3 && j<5) //for Va-Vb/Ia-Ib , Vb-Vc/Ib-Ic</pre>
              {
              Temp.real=VIPhasors[j-3].real-VIPhasors[j-2].real;
              Temp.imag=VIPhasors[j-3].imag-VIPhasors[j-2].imag;
              Temp1.real=VIPhasors[j].real-VIPhasors[j+1].real;
              Temp1.imag=VIPhasors[j].imag-VIPhasors[j+1].imag;
              Temp2=Temp1.real*Temp1.real+Temp1.imag*Temp1.imag;
              ZOutPhasor[j].real=(Temp.real*Temp1.real+Temp.imag*Temp1.imag)
                     /(Temp2);
              ZOutPhasor[j].imag=(Temp.imag*Temp1.real-Temp.real*Temp1.imag)
                     /(Temp2);
              }
              else // for Vc-Va/Ic-Ia, cuando j=5
              {
              Temp.real=VIPhasors[j-3].real-VIPhasors[j-5].real;
              Temp.imag=VIPhasors[j-3].imag-VIPhasors[j-5].imag;
              Temp1.real=VIPhasors[j].real-VIPhasors[j-2].real;
              Temp1.imag=VIPhasors[j].imag-VIPhasors[j-2].imag;
              Temp2=Temp1.real*Temp1.real+Temp1.imag*Temp1.imag;
              ZOutPhasor[j].real=(Temp.real*Temp1.real+Temp.imag*Temp1.imag)
```

```
/(Temp2);
             ZOutPhasor[j].imag=(Temp.imag*Temp1.real-Temp.real*Temp1.imag)
                    /(Temp2);
             }
       }
       ZOutPhasor[j].mag = sqrt(ZOutPhasor[j].real*ZOutPhasor[j].real+
                                         ZOutPhasor[j].imag*ZOutPhasor[j].imag);
       }
}
/**
                *****
 *
 *
 double FREC(double *WindowData)
{
double OutR, R, c, TH, OutI, Preal, Pimag, Qreal, Qimag, df_eM, Ph_N, df_ma, df_e, df_m,
FasMag, FasAng, VR, VI, frecuency, ta,tb, tab;
Phasor Info OutPhasor;
Phasor_Info DFTOutPhasor;
int i, L, M, n, j;
double a[N*60]={0};
double a1[N*60]={0};
double b[N*60]={0};
double b1[N*60]={0};
double tax[32*60]={0}, tbx[32*60]={0};
       for (j=1;1;j++)
       {
             ta=0;
             tb=0;
             tab=0;
       for(i=2;N*60;i++)
       {
             if (WindowData[i-1]>0 && WindowData[i]<0)</pre>
             {
             ta=ta+1;
             tax[j]=ta;
             a[i]=i-1;
             a1[i]=i;
             }
             else if(WindowData[i-1]<0 && WindowData[i]>0)
             {
             ta=ta+1;
             tbx[j]=tb;
             b[i]=i-1;
             b1[i]=i;
             }
             else
             {
                    c=1;
             }
       tab=(ta+tb)/2;
       }
       }
```

frecuency=tab;

```
return frecuency;
*99999999999999999999999999999999
 void Zones(Phasor_Info *ZOutPhasor, Phasor_Info *PhasorOut, Phasor_Info IOPhasor, int
FaultyLoop,int *FaultLabelBuffer, Phasor_Info I0K0)
                                                  - //
{
// phase selection algorithm
int FaultLabel=0;
double Izeroset=0; //0.2;
double Iset=0; //3.5;
double KI=0; //1.15;
double KI2=0; //1.10;
//int Out_Trip[2]={0,0};
      int i,j;
      double Z Line[2]={2.8006, 77.4393}; //real and imaginary parts of total line
impedance
      double ZoneReach[2]={0.82, 1.5}; // Setting for first and second zones of
protection in pu
      Phasor_Info ZoneImpedance[2];
      Phasor_Info Zapp_Z1[2];
      if (I0Phasor.mag>Izeroset)
             {
                                       (PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[5].mag
                                                                                   &&
                             if
PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[5].mag){ //
                                        AB-G
                   FaultLabel=4;
                    }else
                                if
                                         (PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[3].mag
                                                                                   &&
PhasorOut[5].mag>KI*PhasorOut[3].mag){ // BC-G
                   FaultLabel=5;
                    }else
                                if
                                         (PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[4].mag
                                                                                   &&
PhasorOut[5].mag>KI*PhasorOut[4].mag){ //
                                        CA-G
                   FaultLabel=6;
                                if
                    }else
                                         (PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[4].mag
                                                                                   &&
PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[5].mag){ // A-G 1 phase to ground faults
                   FaultLabel=1;
                    }else
                                if
                                         (PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[3].mag
                                                                                   &&
PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[5].mag){ // B-G
                                 FaultLabel=2;
                                         (PhasorOut[5].mag>KI*PhasorOut[3].mag
                    }else
                                if
                                                                                   &&
PhasorOut[5].mag>KI*PhasorOut[4].mag){ // C-G
                   FaultLabel=3;
                    }else if (PhasorOut[3].mag>Iset && PhasorOut[4].mag>Iset
                                                                                   &&
PhasorOut[5].mag>Iset){ // ABC-G or ABC
                   FaultLabel=10;
                    }else{
                                  FaultLabel=0;
                    }
                                      ((PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[5].mag
             }else
                           if
                                                                                   &&
PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[5].mag)||
```

(PhasorOut[3].mag>KI*PhasorOut[5].mag	&&
PhasorOut[4].mag>KI2*PhasorOut[5].mag)	
(PhasorOut[3].mag>KI2*PhasorOut[5].mag	&&
PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[5].mag)){ // AB	

FaultLabel=7; //4; //7;

	}else	if	((PhasorOut[4].mag>KI*PhasorOut[3].mag	&&
PhasorOut[5].mag>KI*Phas	orOut[3].mag		
		(Phas	orOut[4].mag>KI*PhasorOut[3].mag	&&
PhasorOut[5].mag>KI2*Pha	sorOut[3].ma	g)	
		(Phas	orOut[4].mag>KI2*PhasorOut[3].mag	&&
PhasorOut[5].mag>KI*Phas	orOut[3].mag	;)){ // BC	

FaultLabel=8; //5; //8;

FaultLabel=9; //6; //9;

}else if (PhasorOut[3].mag>Iset && PhasorOut[4].mag>Iset &&
PhasorOut[5].mag>Iset){ // ABC-G or ABC

FaultLabel=10;

}
else
{
 FaultLabel=0;
}
for (i=0;i<5;i++)
 {
 FaultLabelBuffer[i]=FaultLabelBuffer[i+1];
 FaultLabelBuffer[5]=FaultLabel;
}</pre>

// Checking faulty classification (for 5 consecutive samples) and giving the final faulty impedance loop

// checking that most of 5 consecutive samples defining fault type are of same value

if

((FaultLabelBuffer[5]==FaultLabelBuffer[4]&&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[3]

&&FaultLabelBuffer[3]==FaultLabelBuffer[2]&&FaultLabelBuffer[2]==FaultLabelBuffer[1] &&FaultLabelBuffer[1]==FaultLabelBuffer[0])

|| (FaultLabelBuffer[5]==FaultLabelBuffer[4] &&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[3]&&FaultLabelBuffer[3]==FaultLabelBuffer[2] &&FaultLabelBuffer[2]==FaultLabelBuffer[1]) || (FaultLabelBuffer[5]==FaultLabelBuffer[4] &&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[2]&&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[1] &&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[0]) || (FaultLabelBuffer[5]==FaultLabelBuffer[4] &&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[2]&&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[1] &&FaultLabelBuffer[4]==FaultLabelBuffer[0])) { if (FaultLabelBuffer[5]>0 && FaultLabelBuffer[5]<7)</pre> { FaultyLoop=FaultLabelBuffer[5]; else (FaultLabelBuffer[5]>=7 if 88 FaultLabelBuffer[5]<10){</pre> FaultyLoop=FaultLabelBuffer[5]-3; else if (FaultLabelBuffer[5]==10){ FaultyLoop=4; } } else { FaultyLoop=FaultyLoop; } } else if ((FaultLabelBuffer[5]==0 && FaultLabelBuffer[4]==0 && FaultLabelBuffer[3]==0 && FaultLabelBuffer[2]==0)) { FaultyLoop=0; } else { FaultyLoop=FaultyLoop; } for (j=0;j<2;j++)</pre> { ZoneImpedance[j].real=(Z_Line[0]*ZoneReach[j])*0.5; //*0.5//0.5 half of reach setting & 0.025 = 5/200, I and V multiplier factors ZoneImpedance[j].imag=(Z_Line[1]*ZoneReach[j])*0.5; ZoneImpedance[j].mag=sqrt(ZoneImpedance[j].real*ZoneImpedance[j].real

```
+ZoneImpedance[j].imag*ZoneImpedance[j].imag);
       }
               for (j=0;j<2;j++) // Zones of protection</pre>
               {
                      Zapp_Z1[j].real=ZoneImpedance[j].real-ZOutPhasor[FaultyLoop-
1].real;
                      Zapp_Zl[j].imag=ZoneImpedance[j].imag-ZOutPhasor[FaultyLoop-
1].imag;
                      Zapp_Z1[j].mag
=sqrt(Zapp_Z1[j].real*Zapp_Z1[j].real+Zapp_Z1[j].imag*Zapp_Z1[j].imag);
                                     if (Zapp_Z1[j].mag <= ZoneImpedance[j].mag)</pre>
                                     {
                                             Out_Trip[j]=FaultLabel;
                                     }else{
                                            Out_Trip[j]=0;
                                     }
               }
}
```

APÉNDICE 2: ADAPTACIÓN DE CABLE DB25-IDE A TRAVÉS DE 2 PLACAS BRK25M

Las placas BRK25M de la marca Winford®, son placas auxiliares que ayudan a cambiar la configuración de un puerto serie DB25 macho, esto con el fin de recibir en el pin adecuado la señal indicada por los manuales tanto de simulador OPAL-RT como del relevador SEL-300G; En este apartado de describirá la configuración usada en el par de placas BRK25M como se señala en la Figura A.1, para el envío de señales de bajo nivel desde el simulador en tiempo real OPAL-RT® hacia el relevador SEL-300G. Las funciones que tienen cada pin así como de la conexión que hay entra las 2 placas BRK25M se muestran en la **¡Error!** No se encuentra el origen de la referencia..

FUNCIÓN	SIMULADOR [ENVÍO]	RELEVADOR [RECEPCIÓN]
IA	1[A0]	1[A0]
IB	2[A1]	2[A1]
IC	3[A2]	3[A2]
VA	4[A3]	5[A4]
VB	5[A4]	6[A5]
VC	6[A5]	7[A6]
GND(IA)	14[B5]	14[B5]
GND(IB)	15[B6]	15[B6]
GND(IC)	16[B7]	16[B7]
GND(VA)	17[C0]	17[C0]
GND(VB)	18[C1]	18[C1]
GND(VC)	19[C2]	19[C2]

Tabla A.1 Referencia de envío-recepción entre los pines de las placas BRK25M®.



Figura A.1.- configuración para el par de placas BRK25M de la marca Winford® para comunicación con el relevador SEL-300G.

APÉNDICE 3: DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN LA PRUEBAS

A.3.1 Modelo del Sistema de Generación Distribuida en Tiempo Real

Como sistema de generación distribuida en tiempo real, se empleará el modelo de un aerogenerador de inducción de velocidad fija en tiempo real, el término de velocidad fija se usa debido a que la velocidad del generador en condiciones normales de operación solo puede variar dentro de un rango pequeño, que es normalmente de hasta 2% alrededor de su velocidad nominal. Este rango de velocidad está definido por el deslizamiento electromecánico del generador. En este tipo de aerogenerador el rotor del generador está acoplado al rotor de la turbina de viento a través de un sistema de flechas, mientras que el circuito del estator está conectado directamente a la red eléctrica [16].

Los generadores de inducción suministran potencia activa al sistema eléctrico de potencia, pero absorben potencia reactiva de la red; la potencia reactiva absorbida es requerida para excitar al generador. Obviamente, los generadores de inducción que tienen su rotor en corto circuito no pueden controlar la potencia reactiva y requieren que el voltaje de la red se mantenga sobre el voltaje nominal del generador; es por esta razón que los aerogeneradores de velocidad fija con generadores de inducción emplean bancos de capacitores. Esta compensación es aplicada para reducir la absorción de potencia reactiva de la red eléctrica y mejorar el factor de potencia del aerogenerador [16].

Para el sistema de GD se presenta un aerogenerador de cuatro polos con una capacidad de 2 MW, conectado a un bus infinito mediante una línea y un transformador tal como se muestra en la Figura A.2, cabe destacar que los modelos usados de la línea y del transformador se obtuvieron de la biblioteca de elementos *"SimPowerSystems"* perteneciente a la herramienta de SIMULINK® de MATLAB® [15] [16].



Figura A.2.- Sistema de generación distribuida.

Para este sistema se usó un modelo de línea de parámetros concentrados por lo que no se consideraron los transitorios de la red debido a que es representada por una matriz de admitancias de bus la cual está formada a partir del circuito equivalente π de sus elementos, por otra parte el modelo del transformador emplea tres transformadores monofásicos sin considerar el efecto de la saturación [16]. En la Tabla A.1 se presentan los valores de los parámetros de la máquina en por unidad, los cuales fueron tomados de [48].

Parámetro	Magnitud
Potencia nominal	2 MW
Voltaje nominal	690 V
Corriente nominal	900 A
Frecuencia nominal	60 Hz
Reactancia del estator (Xls)	0.10 p.u
Resistencia del estator (Rs)	0.01 p.u
Reactancia del rotor (Xlr)	0.08 p.u
Resistencia del rotor (Rr)	0.01 p.u
Reactancia mutua (XM)	3.0 p.u
Numero de polos	4
Banco de capacitores	0.5 p.u

Tabla A. 2.- Parámetros del generador de inducción.

El sistema de generación distribuida quedó dividido en dos subsistemas, un subsistema maestro y un subsistema consola, dentro de este último subsistema será posible seleccionar

las características de la falla mientras la simulación se encuentre ejecutándose. Cabe destacar que al usar un subsistema maestro sin ningún esclavo la carga computacional se aloja solamente en un núcleo de procesamiento dentro del simulador digital. En la Figura A.3 se muestra el modelo final en donde también se presentan bloques auxiliares como el *Powergui* y el bloque *Model Initialization*, los cuales contienen información acerca de las variables de los elementos involucrados en el modelo, además del método de solución del sistema y el paso de integración [16].



Figura A.3.- Modelo de prueba agrupado en subsistemas.

La Figura A.4, presenta el contenido del subsistema maestro, donde se observa detalladamente la topología del modelo del sistema de prueba empleado y la distribución de las zonas que desempeñan diferentes funciones dentro del subsistema [16]:

En el subsistema maestro se pueden hacer las modificaciones necesarias, como el cambio de las longitudes de las secciones de las líneas para poder realizar las pruebas necesarias, el lugar en donde se sitúa la falla, el punto de las terminales de la GD y el punto de conexión, así mismo el cambio de las relaciones para obtener las magnitudes de salida de bajo nivel para la conexión con el relevador bajo prueba y las pruebas con las TDRP.



Figura A.4.- Subsistema maestro.

La Figura A.5, presenta a detalle el contenido del subsistema de la consola. Este bloque contiene la configuración de los parámetros de las fallas que se desean simular así como un conjunto de osciloscopios para observar el comportamiento de las principales señales de importancia como lo son las corrientes, voltajes y disparo del relevador.



Figura A.5.- Subsistema de consola.

Un aspecto que se debe de tomar siempre en cuenta es que todas las entradas de los subsistemas deben pasar a través del bloque *OpComm*, antes de ser utilizadas en cualquier operación asociadas con ellas. Este bloque no altera de ninguna forma las características de las señales que pasan por este y su principal función es sincronizar las señales de entrada a un subsistema que provienen de otros subsistemas [16].

A.3.2 Relevador digital SEL ® 300G

El relevador digital SEL 300G® mostrado en la Figura A.6, es un relevador numérico de última generación, y gracias a la tecnología empleada para este relevador es asignado para la protección de generadores, la protección para generadores es una de las protecciones más complejas y estrictas, por esta razón el relevador cuenta con múltiples funciones mostradas en la Tabla A.3 [34] [42].



Figura A.6.- Relevador digital SEL 300G®

	Funciones de protección
21	Protección de distancia
27	Protección de bajo voltaje
32	Protección direccional
	de potencia
46	Protección de sobre corriente
	de secuencia negativa
50/51	Protección de sobre corriente
	en neutro
50P	Protección de sobre corriente en fase
51V	Protección de restricción de voltaje
	con sobre corrientes temporales
59	Protección de sobre voltaje
64G	Protección a tierra
78	Protección de fuera de paso
81U	Protección de baja frecuencia
810	Protección de alta frecuencia
87	Protección diferencial de fase

Tabla A.3.- Funciones principales del relevador SEL 300G®.

Es de vital importancia mencionar que cada relevador cuenta con un umbral de tensión para cada tipo de señal de bajo nivel y debido a que se están conectando directamente las señales analógicas de salida del simulador es necesario implementar dentro de la simulación la etapa de acondicionamiento de señales que se omite dentro del relevador [16] [34] [42]. La Tabla A.4 muestra las equivalencias de las señales de bajo nivel con respecto a los valores normalizados proporcionadas por el fabricante.

Tabla A.4.-Equivalencia de señales de bajo nivel y valores nominales (SEL 300G®) [42].

	Señal de Bajo nivel	Valores de señal normalizado
Canales de voltaje	657.5 mV	$67.5 V_{LN}$
Canales de corriente	100 mV	5A o 1A.

Es importante tomar en cuenta estos ajustes de bajo nivel, ya que en la estructura del relevador, se tiene considerado un centro de transformación auxiliar, que cuenta con un banco de transformadores de potencial *secundarios*, que son los que permiten reducir las magnitudes de 5A o 1A, a 100mV y de 67.5 V a 657.5 mV. Para desconectarlos y tener acceso a la conexión de señales de bajo nivel, es necesario quitar la tapa frontal del relevador y ubicar un puente conectado en la esquina superior derecha como se indica en la Figura A.7, desconectar el puente y conectar el cable DB25-IDE para enviar señales de tensión y corriente de bajas magnitudes al relevador.



Figura A.7.- Ubicación de la conexión de señales de bajo nivel para el relevador SEL-300G®.

Al ser una conexión *serial*, se requiere el diagrama de conexiones que a continuación se presenta en la Figura A.8, en la cual se muestra la posición de donde se conectan las señales

de voltaje y corriente que se requieren para el envío de señales de bajo nivel al relevador SEL 300G® [42].

-15V	′ +15V	N/C	GND	VBAT	N/C	N/C	N/C	VN	N/C	VC	VB	VA	IN	IC	IB	IA
0	0	Ó	0	0	Ó	Ó	Ó	0	Ó	0	0	0	0	0	0	\geq
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-15V	+15V	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND	GND

LOW-LEVEL TEST INTERFACE

En base a los requerimientos para la interconexión al sistema eléctrico nacional, las protecciones requeridas para una fuente de GD o un sistema eólico en el punto de interconexión se presentan en la Tabla A.5. Por lo que para realizar las pruebas en lazo cerrado solo se habilitó una función de protección a la vez ya que no se realizó ningún tipo de coordinación [4] [16].

Pro	tecciones básicas al punto de interconexión
27	Protección de bajo voltaje
59	Protección de sobre voltaje
81U	Protección de baja frecuencia
810	Protección de sobre frecuencia
51/51N	Protección de sobre corriente de fase y tierra

50

Tabla A.5.-Protecciones requeridas para sistemas eólicos [4].

APÉNDICE 4: CÁLCULO DE AJUSTES PARA RELEVADOR SEL 300G®

Protección de sobre corriente instantáneo

Los ajustes que deben tener tanto sistema eléctrico de GD procesado por el simulador digital OPAL-RT ® como los ajustes del relevador SEL-300G ®, deben de tener relación, ya que el sistema eléctrico real es sustituido por el sistema simulado en tiempo real, así que en los ajustes del relevador se deben de tomar en cuenta que es un sistema real de donde se están obteniendo las señales reales de tensión y corrientes normalizadas y como segundo punto tomar en cuenta que no se están conectando en el módulo externo del relevador, si no directo

Figura A.8.- Diagrama de conexiones del puerto serial para señales de bajo nivel del relevador SEL 300G®.

a la tarjeta de proceso del relevador en la conexión de *señales de bajo nivel*. Con estos puntos expuestos claramente se deben calcular los ajustes para el sistema del modelo de GD en SIMULINK® de MATLAB y relaciones de transformación necesarias para los ajustes del relevador.

Tomando en cuenta el primer punto antes mencionado y los valores nominales del modelo de GD, mostrados en la Tabla A. 2, se tiene:

$$\boldsymbol{I_{nom}} = 900 \, A \tag{a.1}$$

$$V_{nom\,L-L} = 690\,V\tag{a.2}$$

El estándar de requisitos para transformadores de instrumento IEEE Std C57.13TM-2008 [D5], trata que los transformadores de corriente deben de tener una relación de transformación tal que en el lado secundario se tenga 5A o 1 A, así mismo que los transformadores de potencial tengan una relación tal que el secundario tenga una tensión de 67V o 115 V_{L-L}.

Con este criterio se tiene:

$$RTC1 = 900/5 = 180$$
 (a.3)

$$RTP1 = 690 / 115 = 6 \tag{a.4}$$

Se denominará RTC1 Y RTP1 a las ganancias RTC y RTP del modelo del aerogenerador respectivamente, y por lo tanto las ganancias relacionadas para el sistema en SIMULINK® de MATLAB® son:

$$GAINI1 = 1/180$$
 (a.5)

$$GAINV1 = 1 / 6 \tag{a.6}$$

Para el segundo punto sin despreciar que se están ingresando señales directas a la tarjeta de proceso del relevador, se deben ingresar señales de baja magnitud de CA, esto es porque en la tarjeta de proceso del relevador opera con voltajes de magnitudes bajas, y una señal de con una magnitud que no tolere la tarjeta puede dañar los circuitos integrados del relevador, para lograr esto, estas señales son nuevamente reducidas de magnitud en el bloque de *"acondicionamiento de señales de salida"* dentro del sistema del modelo del aerogenerador en SIMULINK® de MATLAB®, esto con el fin de cumplir estrictamente la siguientes reglas:

✓ 100 mv equivalen a 5A o 1A de I_{nom} .

- ✓ 657.5 mv equivalen a 67 V_{LN} .
- ✓ 1.25 V_{CD} equivalen a una batería de 125 V_{CD} .
- ✓ La tolerancia máxima del relevador es de 9 V_{P-P} .

Considerando las limitaciones anteriores se tiene que:

$$RTC2 = 5 / 0.1 = 50 \tag{a.7}$$

$$RTP2 = 67 / 0.6575 = 102 \tag{a.8}$$

Se denominará RTC2 Y RTP2 a las ganancias RTC y RTP del bloque de *"acondicionamiento de señales de salida"* respectivamente, en el modelo realizado en SIMULINK® de MATLAB® y por lo tanto las ganancias relacionadas a estos son:

$$GAINI2 = 1 / 50$$
 (a.9)
 $GAINV2 = 1 / 102$ (a.10)

De esta forma los valores obtenidos para las ganancias GAINI1, GAINI2, GAINV1 y GAINV2, ya aplicados en el sistema del aerogenerador de velocidad fija de 2 masas, se puede obtener el resultado que se genera en el sistema en SIMULINK® de MATLAB en forma gráfica para la señal de corrientes y de voltajes como se muestra en la Figura A.9



Figura A.9.-Resultado de las señales de corriente y voltajes del sistema en SIMULINK® de MATLAB.

En la Figura A.9, se puede notar que en las tres señales tanto de corrientes como en las de voltajes, se tienen pérdida de datos, debido a esto no se puede lograr una señal senoidal "perfecta" y se tiene una interpolación con los datos obtenidos, esto es debido a que el simulador OPAL-RT®, tiene como prioridad el envío de señales a sus propios puertos de salidas analógicas, y en segundo plano envía las señales de la salida hacia la computadora, por lo que se adquirieron las mismas señales analógicas desde los puertos de salida con ayuda de un osciloscopio, el cual proporcionó señales de salida como se muestran en la Figura A. 10.

Es más recomendable tomar en cuenta las señales de las salidas analógicas del simulador digital, ya que también las características de la PC con la que se tiene control sobre el simulador, influye en la obtención de las señales vistas en la pantalla de la PC.



Figura A. 10.- Resultado de las señales en osciloscopio (1.-corrientes 2.-voltajes).

De la misma manera con los valores obtenidos para el RTP1 y RTC1, se procede a realizar los ajustes del relevador digital SEL-300G® con la ayuda del programa AcSELerator®, insertando estos ajustes en el "Grupo 1" como se muestra en la Figura A.11. Estos ajustes sirven para tener las mismas magnitudes de voltajes y de corrientes que se tienen en el sistema simulado y las que se miden en el relevador SEL 300G



Figura A.11.-Datos generales para el relevador digital SEL-300G®

Con los ajustes propuestos, se puede notar en la pantalla de monitoreo del relevador SEL-300G®, los siguientes datos como se muestra en la Figura A.12, con esto se comprueba que los ajustes propuestos son los adecuados y que lo que se está produciendo en el sistema simulado en tiempo real está siendo monitoreada de forma correcta por el relevador SEL-300G®.

CAPÍTULO V: PRUEBAS REALIZADAS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

File Edit Communication	is Log Tools Windo	ow Help	_		_ & ×
 Sevice Overview Phasors Instantaneous Differential Thermal Demand/Peak Min/Max Energy Targets Status SER Breaker Monitor Da Control Window 	Image Image Image Device Ove Metering Image 893.76 A B 900.05 A C 895.22 A N 0.00 A G 11.56 A FREQ (Hz) 59. VDC (M) 17.83 FIELD INSULATII Contact I/O IN101 IN102	I ANG A -13.10° B -132.98° C 107.32° N 160.74° G -146.30° 99 ON Rf (kOhms) =1.00	V MAG A 0.387 kV B 0.387 kV C 0.387 kV N 0.000 kV S 0.001 kV P 1.014 MW Q 0.233 MVar	V ANG A 0.00° B -120.01° C 120.10° N -48.03° S -52.37°	
	OUT101 OUT10 User-Defined ONLINE TRIP1 INADT BKMON	2 OUT103 OUT10 Targets TRIP2 TRIP3 PDEM QDEM	4 OUT105 OUT10 TRIP4 BCW GDEM NDEM		ARM
	Front-Panel E EN CLOSI	Display LOP ED 60 TRIP	21 51V 50 O O	51 N O O	
Cisable Update	O O 24 27/5	9 32 40	O O 46 64G	O O 81 87	
SEL-300G 301 HMI Driver	Driver Version: 4.1.	34.0 Driver Date: 02/3	10/2007 07:39:50 a.m	. Configuration: E)efault 1 File Xfer = YModen

Figura A.12.-Pantalla de monitoreo del relevador SEL-300G®.

De la misma manera el software AcSELerator®, brinda la facilidad de monitoreo de los fasores de corrientes y voltajes que se están midiendo en el sistema como se muestra en la Figura A.13, estas pantallas de monitoreo tienen como fin informar al usuario en forma gráfica el estado en que se encuentra el relevador y el comportamiento de las señales que se están midiendo en el sistema.



Figura A.13.-Pantalla de monitoreo de fasores en componentes de fase y componentes de secuencia.

Las unidades instantáneas son más eficientes cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que van a ser protegidos son grandes en comparación con la impedancia de la fuente, para los ajustes del relevador de sobrecorriente instantánea (50), se tienen 2 criterios:

- 50% de la corriente de corto circuito en terminales.
- 6 a 10 veces la corriente nominal.

El tiempo de operación del relevador de sobrecorriente tiene que ser suficiente para asegurar que, en presencia de una falla, el relevador no dispare antes que otra protección situada más cerca de la falla.

El ajuste de pick up, es usado para definir la corriente de activación o de pick up para el relevador SEL-300G, y las corrientes de falla vistas por el relevador expresados en múltiplos de este. Este valor es usualmente referido como el ajuste multiplicador, el cual está definido como la relación de la corriente de falla en Amperes secundarios entre el ajuste del relevador. Para los relevadores de fase, el ajuste de pick up está determinado por un margen de sobrecarga que esté por arriba de la corriente nominal, como la expresión A.11:

$$Ajuste \ de \ activaci\u00f3n = OLF * I_{nom} / RTC$$
(a.11)

Dónde:

OLF= factor de sobrecarga, el cual depende del elemento que se está protegiendo. Inom= Corriente nominal. RTC= relación del TC.

El factor de sobrecarga recomendado para los motores es 1.05. Para líneas, transformadores y generadores está normalmente dentro del rango de 1.25 a 1.5. En los sistemas de distribución donde es posible incrementar la carga, esto es en alimentadores durante condiciones de emergencia, el factor de sobrecarga puede ser del orden de 2. En cualquier caso Inom tiene que ser inferior a la capacidad de los TC y la capacidad térmica del conductor; de cualquier manera el valor más pequeño tiene que ser tomado en cuenta para calcular el ajuste de pick up.

Para este caso en particular

Ajuste de activación =
$$1.25 * 900/180 = 6.25$$
 (a.12)

Así que considerando que el relevador pide datos en múltiplos de *pick up*, se optará por el segundo criterio, tomando 6 veces la corriente como se muestra en la Figura A.14, debido a que el tiempo de operación para lo relevadores de tiempo definido puede ser ajustado en incrementos fijos, entonces se logra una protección es más selectiva.

Para calcular las corrientes de falla se tiene:

$$I_{falla} = \frac{V}{\sqrt{3} \times (Z_{linea} + Z_{transferencia} + Z_{fuente})} = \frac{690}{\sqrt{3} \times 0.1} = 3983 \text{ A}$$
(a.13)

Determinación del ajuste de tiempo:

$$Aj_{Activación} = \frac{Ajuste \times I_{nom}}{RTC} = \frac{1.5 \times 900 A}{900/5} = 7.5$$
(a.13)

$$I_{Activación} = \frac{7.5 \times 900 A}{5} = 1350A$$
 (a.14)

350 Enable O/C Protection Select: Y, N Phase O/C Elements 50P1P Level 1 Phase O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
Phase O/C Elements 50P1P Level 1 Phase O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) 0FF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
50P1P Level 1 Phase O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
50P1P Level 1 Phase O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
50P1D Level 1 Phase O/C Time Delay (sec) 0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6-00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6-00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
0.00 Range = 0.00 to 400.00 50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF 0FF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
50P2P Level 2 Phase O/C Pickup (A) OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A)
OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF 50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements Sonip Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00
50P2D Level 2 Phase O/C Time Delay (sec) 0.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF F0NUD Level 1 Neutral O/C Time Delay (sec) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
D.50 Range = 0.00 to 400.00 Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50N1P Level 1 Neutral O/C Fickup (car)
Neutral O/C Elements 50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50NUD Level 1 Neutral O/C Time Delay (car)
50N1P Level 1 Neutral O/C Pickup (A) 6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF 50N1D Level 1 Neutral O/C Time Delay (car)
6.00 Range = 0.25 to 100.00, OFF
FONIED Louis 1: Neutral O/C Time Delay (con)
SUNTD Level T Neutral O/C Time Delay (sec)
0.10 Range = 0.00 to 400.00
50N2P Level 2 Neutral O/C Pickup (A)
OFF Range = 0.25 to 100.00, OFF
50N2D Level 2 Neutral O/C Time Delay (sec)
0.50 Range = 0.00 to 400.00

Figura A.14.- Datos de la función de sobrecorriente instantáneo (50) del relevador comercial.

51 Element Settings				
E51 Enable Time-O/C Protection				
Y Select: Y, N				
Neutral Time-O/C Elements				
51NP Neutral Time-O/C Pickup (A)				
1.50 Range = 0.50 to 16.00, OFF				
51NC Neutral Time-O/C Curve				
U2 Select: U1-U5, C1-C5				
51NTD Neutral Time-O/C Time Dial				
3.00 Range = 0.50 to 15.00				
51NRS Neutral Time-O/C EM Reset				
Y Select: Y, N				
51NTC 51N Element Torque Control (SELogic Equation)				
1				

Figura A.15.- Datos de la función de sobrecorriente tiempo inverso (51) del relevador comercial.

27 Elemer	nt Settings
E27 Enable Undervol	tage (U/V) Protection
Υ 💌	Select: Y, N
27P1P Level 1 Phase	U/V Pickup (V)
57.5	Range = 0.1 to 200.0, OFF
27P2P Level 2 Phase	U/V Pickup (V)
OFF	Range = 0.1 to 200.0, OFF
27V1P PosSeq. U/V	Pickup (V)
OFF	Range = 0.1 to 200.0, OFF
27PP1 Level 1 Phase	-phase U/V Pickup (V)
OFF	Range = 0.1 to 200.0, OFF
27PP2 Level 2 Phase	-phase U/V Pickup (V)
OFF	Range = 0.1 to 200.0, OFF

Figura A.16.-Datos la función de sobre voltaje (27) del relevador comercial.

59 Element Settings		
E59 Enable Overvoltage (O/V) Protection		
Y	Select: Y, N	
59P1P Level 1 Phase O/V Pickup (V)		
84.2	Range = 0.0 to 200.0, OFF	
59P2P Level 2 Phase O/V Pickup (V)		
OFF	Range = 0.0 to 200.0, OFF	
59G1P Level 1 Residual O/V Pickup (V)		
10.0	Range = 0.0 to 200.0, OFF	
59G2P Level 2 Residual O/V Pickup (V)		
OFF	Range = 0.0 to 200.0, OFF	
59PP1 Level 1 Phase-phase O/V Pickup (V)		
OFF	Range = 0.0 to 300.0, OFF	
59PP2 Level 2 Phase-phase O/V Pickup (V)		
OFF	Range = 0.0 to 300.0, OFF	

Figura A. 17.-Datos de la función de bajo voltaje (59) del relevador comercial.

81AC Elem	ent Settings	
E81AC Enable Abnorm	al Frequency Scheme	
6 💌	Select: N, 1-6	
UBND1 Upper Frequer	ncy Limit of Band 1 (Hz)	
59.5	Range = 20.0 to 70.0	
Lower Frequency	Limit Settings	
LBND1 Lower Freque	ency Limit of Band 1 (Hz)	
58.8	Range = 20.0 to 70.0	
LBND2 Lower Frequency Limit of Band 2 (Hz)		
58.0	Range = 20.0 to 70.0	
LBND3 Lower Frequency Limit of Band 3 (Hz)		
57.5	Range = 20.0 to 70.0	
IBND4 Lower Frequency Limit of Band 4 (Hz)		
57.0	Range = 20.0 to 70.0	
, I BNDE Lower Erequency Limit of Band E (Ha)		
56.5	Range = 20.0 to 70.0	
	-	
40.0	Range = 20.0 to 70.0	
1,0,0		

Figura A. 18.- Datos de la función de frecuencia anormal (81AC) del relevador comercial.

81 Element Settings				
E81 Enable Frequency Protection				
27B81P Undervoltage Block (V) 20.00 Range = 20.00 to 150.00				
81D1P Level 1 Pickup (Hz) 59.30 Range = 20.00 to 70.00, OFF	81D1D Level 1 Time Delay (sec) 5.0 Range = 0.03 to 400.00			
81D2P Level 2 Pickup (Hz) 59.30 Range = 20.00 to 70.00, OFF	81D2D Level 2 Time Delay (sec) 0.03 Range = 0.03 to 400.00			
81D3P Level 3 Pickup (Hz)	81D3D Level 3 Time Delay (sec) 0.03 Range = 0.03 to 400.00			
81D4P Level 4 Pickup (Hz)	81D4D Level 4 Time Delay (sec) 0.03 Range = 0.03 to 400.00			
81D5P Level 5 Pickup (Hz)	81D5D Level 5 Time Delay (sec) 0.03 Range = 0.03 to 400.00			
81D6P Level 6 Pickup (Hz)	81D6D Level 6 Time Delay (sec) 0.03 Range = 0.03 to 400.00			

Figura A. 19.- Datos de la función de frecuencia anormal (81AC) del relevador comercial.