

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**

---

---

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA  
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**METODOLOGÍA DE SELECCIÓN, AJUSTE Y  
ANÁLISIS DE PROTECCIONES DE SISTEMAS DE  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:**

**MAESTRO EN CIENCIAS  
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

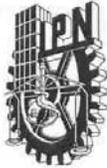
**PRESENTA**

**JOSÉ PEPE RASGADO CASIQUE**



MÉXICO D. F.

2004



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
**COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION**

*ACTA DE REVISION DE TESIS*

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 16:00 horas del día 30 del mes de Junio del 2004 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

**“METODOLOGÍA DE SELECCIÓN, AJUSTE Y ANÁLISIS DE PROTECCIONES DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA“**

Presentada por el alumno:

**RASGADO**

**CASIQUE**

**JOSE PEPE**

Apellido paterno

materno

nombre(s)

Con registro: 

0	1	1	0	9	0
---	---	---	---	---	---

Aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS**

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

LA COMISION REVISORA

Director de tesis

M. EN I. JOSÉ LUÍS SILVA FARIAS

DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

DR. DANIEL OLGUIN SALINAS

M. EN C. TOMAS IGNACIO ASIAN OLIVARES

M. EN C. JESUS REYES GARCIA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. FLORENCIO SANCHEZ SILVA





**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 14 del mes de octubre del año 2004, el que suscribe José Pepe Rasgado Casique alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro 011090, adscrito a la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la ESIME, Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en I. José Luis Silva Farias y cede los derechos del trabajo intitulado: Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: Priv. Tzararacua No. 37, Col. Palmira, Cuernavaca, Morelos, México, C.P. 62490 ó jrasgado@iie.org.mx.

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

José Pepe Rasgado Casique

Nombre y firma

## **RESUMEN**

En este trabajo se presentan recomendaciones para la selección y ajuste de los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de generación distribuida (GD), principalmente generadores síncronos, a las redes de distribución. Estas servirán de apoyo al personal encargado de proponer los esquemas de protección de la interconexión de una fuente de GD. Las recomendaciones se obtuvieron del análisis de la respuesta de los dispositivos de protección para la protección de la interconexión. Los estudios realizados se basaron en la simulación dinámica de la red eléctrica para obtener las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común, entre la fuente y la red de distribución, y así determinar los tiempos de operación de los dispositivos de protección. Esto se llevó a cabo evaluando la respuesta de la red de distribución ante fallas y desconexión de la fuente, con la finalidad de cumplir con los objetivos de protección de cada dispositivo, de acuerdo a la aplicación de la fuente de GD. Adicionalmente se compararon con los esquemas recomendados por otros organismos. También se tomó en cuenta el tipo de interconexión de acuerdo a su tamaño y de conexión a tierra. Finalmente, se presentan los cálculos de los ajustes de los dispositivos de protección recomendados para la interconexión en la red de prueba, de acuerdo los requerimientos de la norma IEEE Std. 1547-2003.

## **ABSTRACT**

This work presents recommendations for the selection and settings of the protective devices of the interconnection of a distributed generation source, mainly synchronous generators, to the utility system at the distribution. These will help to the personnel which are in charge of proposing of the schemes of protection of the interconnection of a GD source. These recommendations were obtained from analyses of the protective devices response for the protection of the interconnection. The studies were developed dynamics means of the electrical network to obtain the electrical variables at the point common coupling between the source and the distribution network, and so determine the operating times of the protective devices. This was developed evaluating the response of the protective devices in the faults and switching of the source, with purpose the protection objectives that each protective device, of agreement the application of the GD source. Additionally of comparing them with the recommended schemes by other facilities. It was also accounted for the means of interconnection to the utility system according its size and type of grounding connection. Finally, calculations are presented of the settings for the protective devices recommended for the interconnection with the test network, according with the IEEE Std. 1547-2003 requirements.

# CONTENIDO

	<b>Página</b>
<b>RESUMEN</b> .....	i
<b>ABSTRACT</b> .....	ii
<b>CONTENIDO</b> .....	iii
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	x
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	xiv
<b>GLOSARIO DE TÉRMINOS</b> .....	xvii

## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes de la generación distribuida (GD).....	2
1.3 Objetivo de la tesis.....	5
1.4 Justificación de la tesis.....	5
1.5 Aportaciones de la tesis.....	7
1.6 Limitaciones y alcances.....	8
1.7 Estructura de la tesis.....	8

## CAPÍTULO 2

### ESQUEMAS DE PROTECCIÓN APLICABLES A LA INTERCONEXIÓN DE FUENTES DE GD A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Introducción.....	10
2.2 Dispositivos de protección.....	10
2.3 Esquemas de protección de la interconexión de fuentes de GD.....	14
2.3.1 Operación de la fuente de GD en una red aislada.....	15
2.3.1.1 Esquema de protección de una fuente de GD pequeña (500 kVA a 1 MVA).....	16

	<b>Página</b>
2.3.1.2 Esquema de protección de una fuente de GD mediana (hasta 12.5 MVA).....	17
2.3.1.3 Esquema de protección de una fuente de GD (hasta 50 MVA).....	18
2.3.2 Operación de la fuente de GD en una red no aislada.....	19
2.3.2.1 Esquema de protección de una fuente de GD pequeña (500 kVA a 1 MVA).....	19
2.3.2.2 Esquema de protección de una fuente de GD mediana (hasta 12.5 MVA).....	20
2.3.2.3 Esquema de protección de una fuente de GD (hasta 50 MVA).....	21
2.4 Requisitos básicos en los esquemas de protección de la interconexión de las fuentes de GD.....	22
2.4.1 Dispositivos básicos de protección en la interconexión.....	23
2.5 Características de los esquemas de protección en la interconexión de fuentes de GD.....	24

### **CAPÍTULO 3**

#### **CARACTERÍSTICAS DE LA FUENTE DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE PRUEBA**

3.1 Introducción.....	27
3.2 Red de distribución de prueba para los estudios.....	27
3.3 Dispositivos de protección en la red de distribución.....	32
3.4 Dispositivos de protección recomendados para la interconexión de la fuente GD.....	33
3.4.1 Relevador de bajo voltaje (27).....	34
3.4.2. Relevador de potencia direccional (32).....	36
3.4.3 Relevador de balance de corriente de fase (46).....	38
3.4.4 Relevador de sobrecorriente de neutro (51N).....	40
3.4.5 Relevador de sobrecorriente dependientes del voltaje (51V).....	41
3.4.5.1 Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo y control de voltaje (51VC).....	42

	<b>Página</b>
3.4.5.2 Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo con restricción de voltaje (51VR).....	42
3.4.6 Relevador de sobre voltaje de fase (59).....	44
3.4.7 Relevador de frecuencia (81).....	45
3.4.8 Relevadores de razón de cambio de frecuencia (81R).....	47
3.4.9. Relevadores de desplazamiento ( <i>vector shift</i> ).....	48

## **CAPÍTULO 4**

### **ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE PRUEBA**

4.1 Introducción.....	51
4.2 Análisis de la red de prueba.....	52
4.2.1 Flujos de carga.....	52
4.2.2. Cortocircuito.....	52
4.2.3 Ajuste de los dispositivos de protección de la red de distribución.....	54
4.3 Criterios de ajustes de los dispositivos de protección de la interconexión.....	56
4.3.1 Criterios de ajustes por la norma IEEE.....	56
4.3.2 Criterios de ajustes por Engineering Recommendation G59/1.....	58
4.3.3 Recomendaciones por CFE.....	58
4.4 Ajustes de los dispositivos de protección de la interconexión de la GD.....	58
4.4.1 Protección contra fallas entre fases y de fase a tierra.....	58
4.4.1.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC)...	60
4.4.1.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).....	62
4.4.1.3. Ajuste del relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N).....	64
4.4.2 Protección para la detección de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD.....	68
4.4.2.1 Ajuste del relevador de bajo voltaje (27).....	69
4.4.2.2 Ajuste del relevador de sobre voltaje (59).....	70
4.4.2.3 Ajuste del relevador de frecuencia (81).....	71

	<b>Página</b>
4.4.2.4 Ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).....	72
4.4.2.5 Ajuste del relevador de desplazamiento ( <i>vector shift</i> ).....	73
4.4.3. Protección ante el flujo de potencia anormal.....	74
4.4.3.1 Ajuste del relevador de potencia direccional (32).....	74
4.4.4. Protección ante otros eventos de falla.....	75
4.4.4.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).....	77
4.5. Análisis de los dispositivos de protección de la interconexión.....	79
4.5.1. Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos de sobrecorriente.....	79
4.5.1.1 Eventos analizados.....	80
4.5.1.2 Falla trifásica en el Bus-1.....	80
4.5.1.2.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC).....	81
4.5.1.2.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).....	84
4.5.1.2.3 Análisis de la respuesta del relevador de bajo voltaje (27).....	85
4.5.1.2.4 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).....	86
4.5.1.3 Falla trifásica en el Bus-8.....	87
4.5.1.3.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC).....	88
4.5.1.3.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).....	90
4.5.1.3.3 Análisis de la respuesta del relevador de bajo voltaje (27).....	91
4.5.1.3.4 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).....	92
4.5.1.4 Análisis de los resultados obtenidos en el estudio de la respuesta de los relevadores propuestos.....	94
4.5.2 Fallas de fase a tierra.....	95
4.5.2.1 Falla de fase a tierra en el Bus-1.....	95
4.5.2.2 Falla de fase a tierra en el Bus-8.....	95

	<b>Página</b>
4.5.2.2.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N).....	95
4.5.3 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD (isla).....	97
4.5.3.1 Eventos analizados.....	98
4.5.3.1.1 Apertura del interruptor 52-A(a).....	98
4.5.3.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).....	99
4.5.3.1.3 Análisis de la respuesta del relevador de sobre voltaje (59).....	100
4.5.3.1.4 Análisis de la respuesta del relevador de desplazamiento ( <i>vector shift</i> ).....	100
4.5.3.1.5 Análisis de la respuesta del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).....	101
4.5.3.2. Apertura del interruptor 52-A(c).....	103
4.5.3.2.1 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).....	103
4.5.3.2.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobre voltaje (59).....	104
4.5.3.2.3 Análisis de la respuesta del relevador de desplazamiento ( <i>vector shift</i> ).....	105
4.5.3.2.4 Análisis de la respuesta del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).....	106
4.5.4 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos que lleven a un flujo de potencia anormal.....	107
4.5.4.1 Eventos analizados.....	108
4.5.4.1.1 Falla trifásica en el Bus-17.....	108
4.5.4.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de potencia inversa (32).....	108
4.5.5 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante otros eventos de falla.....	109
4.5.5.1 Fallas de fase a fase.....	110
4.5.5.1.1 Falla de fase a fase en el Bus-1.....	110
4.5.5.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).....	110

	<b>Página</b>
4.5.5.1.3 Falla de fase a fase en el Bus-8.....	112
4.5.5.1.4 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).....	112

## **CAPÍTULO 5**

### **RECOMENDACIONES EN LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE FUENTES DE GD A LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

5.1. Introducción.....	114
5.2. Recomendaciones de los dispositivos de protección contra la retroalimentación de fallas.....	115
5.2.1 Dispositivos de protección para fallas a tierra.....	121
5.3. Recomendaciones de los dispositivos de protección para eventos de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD con la red de distribución (isla).....	126
5.4 Recomendaciones de los dispositivos de protección para eventos que provoquen a un flujo de potencia anormal.....	130
5.5 Recomendaciones de los dispositivos de protección para otros eventos.....	133

## **CAPÍTULO 6**

### **CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.**

6.1 Conclusiones generales.....	134
6.2 Aportaciones.....	136
6.3. Logros.....	137
6.4 Recomendaciones para trabajos futuros.....	137

## **REFERENCIAS**

Referencias.....	139
------------------	-----

**APÉNDICE A**

**CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**

A.1 Introducción.....	143
A.2 Relevador de sobrecorriente Westinghouse, modelo CO-8.....	143
A.3 Relevador de sobrecorriente General Electric, modelo IFC51.....	144
A.4 Relevador de sobrecorriente Siemens, modelo 7SJ511.....	146
A.5 Relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).....	147

**APÉNDICE B**

**TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

B.1 Definición.....	149
B.2 Fuentes de generación distribuida.....	149
B.3 Aplicaciones de la generación distribuida.....	154

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Página</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	
Figura 2.1	Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa..... 11
Figura 2.2	Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD a través de un transformador..... 11
Figura 2.3	Tipos de generadores: a) generador de inducción; b) generador síncrono..... 15
Figura 2.4	Protecciones de un generador pequeño conectado a una red aislada de baja tensión (el generador está conectado en estrella sólidamente aterrizado)..... 17
Figura 2.5	Protecciones de un generador pequeño conectado a una red aislada de baja tensión (el generador está conectado en delta)..... 17
Figura 2.6	Protecciones de un generador mediano conectado a una red aislada de mediana tensión..... 18
Figura 2.7	Protecciones de un generador de gran capacidad conectado a una red aislada de mediana tensión..... 18
Figura 2.8	Protecciones de un generador pequeño operando en paralelo con la red de distribución en forma directa..... 20
Figura 2.9	Protecciones de un generador operando en paralelo con una red de mediana tensión en forma directa..... 20
Figura 2.10	Protecciones de un generador alimentando carga industrial y operando en paralelo con la red de mediana tensión..... 21
<b>CAPÍTULO 3</b>	
Figura 3.1	Red de prueba..... 29
Figura 3.2	Subestación A..... 30
Figura 3.3	Característica de operación del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR)..... 43

	<b>Página</b>
Figura 3.4	Curva de frecuencia límite de operación..... 47
Figura 3.5	Ángulo de desplazamiento del rotor en operación normal..... 49
Figura 3.6	Ángulo de desplazamiento del rotor en operación isla..... 50
Figura 3.7	Variación de la onda de voltaje..... 50

## CAPÍTULO 4

Figura 4.1	Ubicación del relevador 51N..... 64
Figura 4.2	Red de secuencia equivalente..... 65
Figura 4.3	Capacidad de corriente de balance de corto tiempo de generadores..... 77
Figura 4.4	Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC para una falla trifásica en el Bus-1..... 81
Figura 4.5	Respuesta del relevador 51VC para una falla trifásica en el Bus-1..... 82
Figura 4.6	Comportamiento del relevador 51VR para una falla trifásica en el Bus-1..... 84
Figura 4.7	Comportamiento del relevador 27 para una falla en el Bus-1..... 86
Figura 4.8	Comportamiento del relevador 81 para una falla en el Bus-1..... 87
Figura 4.9	Comportamiento de las variables eléctricas del PAC para la falla en el Bus-8..... 88
Figura 4.10	Comportamiento del relevador 51VC para una falla en el Bus-8..... 89
Figura 4.11	Comportamiento del relevador 51VR para una falla en el Bus-8..... 90
Figura 4.12	Comportamiento del relevador 27 para una falla en el Bus-8..... 92
Figura 4.13	Comportamiento del relevador 81 para una falla en el Bus-8..... 93
Figura 4.14	Respuesta del relevador 51N ante una falla de fase a tierra en el Bus-8... 96
Figura 4.15	Comportamiento de las variables eléctricas del PAC por la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW..... 98
Figura 4.16	Comportamiento del relevador 81 ante la apertura del interruptor 52A con un déficit de potencia real de 3 MW..... 99
Figura 4.17	Comportamiento del relevador 59 ante la apertura del interruptor 52A con un déficit de potencia real de 3 MW..... 100
Figura 4.18	Comportamiento del relevador <i>vector shift</i> ante la apertura del interruptor 52A con un déficit de potencia real de 3 MW..... 101

	<b>Página</b>
Figura 4.19 Comportamiento del relevador 81R ante la apertura del interruptor 52A con un déficit de potencia real de 3 MW .....	102
Figura 4.20 Comportamiento de las variables eléctricas del PAC por la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW .....	103
Figura 4.21 Comportamiento del relevador 81 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW .....	104
Figura 4.22 Comportamiento del relevador 59 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW .....	105
Figura 4.23 Comportamiento del relevador <i>vector shift</i> ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW .....	106
Figura 4.24 Comportamiento del relevador 81R ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW .....	107
Figura 4.25 Comportamiento de la potencia real en el PAC ante un problema de motorización .....	108
Figura 4.26 Comportamiento del relevador 32 .....	109
Figura 4.27 Respuesta del relevador 46 ante una falla de fase a fase en el Bus-1 .....	111
Figura 4.28 Respuesta del relevador 46 ante una falla de fase a fase en el Bus-8 .....	113

## **CAPÍTULO 5**

Figura 5.1 Comparación de los relevadores 51VC y 51VR para una falla lejana a la fuente de GD .....	116
Figura 5.2 Comparación de los relevadores 51VC y 51VR para una falla cercana a la fuente de GD .....	117
Figura 5.3 Comparación de las curvas características de operación del relevador 51VC .....	118
Figura 5.4 Comparación de las curvas características de operación del relevador 51VR .....	119
Figura 5.5 Operación de los relevadores para la falla en el Bus-8 .....	120
Figura 5.6 Interconexión a través de un transformador de interconexión .....	122

	<b>Página</b>	
Figura 5.7	Diagrama unifilar y las redes de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella aterrizado (primario) / delta (secundario).....	123
Figura 5.8	Aplicación del relevador 32 para fallas de fase a tierra.....	125
Figura 5.9	Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC en la condición de operación en isla con una carga máxima.....	128
Figura 5.10	Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC en la condición de operación en isla con una carga mínima.....	129
Figura 5.11	Aplicación del relevador 32 para el flujo de potencia anormal.....	130
Figura 5.12	Caso de utilización del relevador 32.....	131
Figura 5.13	Caso de oscilación de potencia.....	132

#### **APÉNDICE A**

Figura A.1	Curvas de operación del relevador CO-8.....	144
Figura A.2	Curvas de operación del relevador IFC51.....	145
Figura A.3	Curvas de operación del relevador 7SJ511 de la marca Siemens.....	146
Figura A.4	Curvas de tiempo-corriente para un relevador de secuencia negativa....	147

#### **APÉNDICE B**

Figura B.1	Máquina de combustión interna.....	150
Figura B.2	Diagrama esquemático del diseño de una microturbina de doble flecha.	151
Figura B.3	Celda Fotovoltaica (CF).....	152
Figura B.4	Esquema de una celda de combustible de membrana de intercambio protónico.....	154

## LISTA DE TABLAS

	<b>Página</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	
Tabla 2.1	Funciones típicas de protección de un relevador multifunción..... 13
<b>CAPÍTULO 3</b>	
Tabla 3.1	Parámetros del suministro..... 28
Tabla 3.2	Parámetros del turbo generador (TG-1) para un generador síncrono..... 31
Tabla 3.3	Características de las líneas de la red de prueba..... 31
Tabla 3.4	Características de los transformadores de la red de prueba..... 31
Tabla 3.5	Características de los cables de la red de prueba..... 32
Tabla 3.6	Características de los motores de la red de prueba..... 32
Tabla 3.7	Dispositivos de protección recomendados para la interconexión de fuentes de GD..... 33
Tabla 3.8	Rango de bajo voltaje en la interconexión de fuentes de GD..... 35
Tabla 3.9	Datos de ajuste mínimos del relevador de bajo voltaje (27)..... 35
Tabla 3.10	Potencia de motorización de acuerdo al tipo de primo motor, según CFE..... 37
Tabla 3.11	Datos mínimos de ajuste del relevador de potencia direccional (32)..... 38
Tabla 3.12	Datos de ajuste mínimos del relevador de balance de corriente de fase (46)..... 40
Tabla 3.13	Datos mínimos de ajuste del relevador de sobrecorriente de neutro (51N)..... 41
Tabla 3.14	Datos mínimos de ajuste del relevador de sobrecorriente de voltaje (51V)..... 44
Tabla 3.15	Rango de sobre voltajes en la interconexión de fuentes de GD..... 45
Tabla 3.16	Datos mínimos de ajuste del relevador de sobre voltaje (59)..... 45
Tabla 3.17	Datos mínimos de ajuste del relevador de frecuencia (81)..... 47

	<b>Página</b>
Tabla 3.18 Datos mínimos de ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).....	48
Tabla 3.19 Datos mínimos de ajuste del relevador <i>vector shift</i> .....	50

#### **CAPÍTULO 4**

Tabla 4.1 Resultados del estudio de cortocircuito trifásico.....	53
Tabla 4.2 Resultados del estudio de cortocircuito de fase a tierra en estado estable.....	54
Tabla 4.3 Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de fase de la red de prueba.....	54
Tabla 4.4 Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de tierra de la red de prueba.....	55
Tabla 4.5 Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales.....	57
Tabla 4.6 Respuesta del sistema de interconexión para voltajes anormales.....	57
Tabla 4.7 Ajuste de los relevadores 51V con control y restricción de voltaje.....	64
Tabla 4.8 Datos de ajuste para el relevador de sobrecorriente de neutro (51N).....	68
Tabla 4.9 Datos de ajuste del relevador de bajo voltaje (27).....	70
Tabla 4.10 Datos de ajuste del relevador de sobre voltaje (59).....	71
Tabla 4.11 Límites de frecuencia, tiempo y acciones para la protección de frecuencia.....	71
Tabla 4.12 Ajuste del relevador de frecuencia (81).....	72
Tabla 4.13 Datos de ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R)..	73
Tabla 4.14 Datos de ajuste del relevador de desplazamiento ( <i>vector shift</i> ).....	73
Tabla 4.15 Datos de ajuste del relevador de potencia inversa (32).....	75
Tabla 4.16 Valores de K para diferentes tipos de generadores.....	77
Tabla 4.17 Datos de ajuste del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).....	79
Tabla 4.18 Tiempo de respuesta del relevador 51VC para una falla en el Bus-1.....	83
Tabla 4.19 Tiempo de respuesta del relevador 51VR para una falla en el Bus-1.....	85
Tabla 4.20 Tiempo de respuesta del relevador 51VC para una falla en el Bus-8.....	89

	<b>Página</b>
Tabla 4.21	Tiempo de respuesta del relevador 51VR para una falla en el Bus-8..... 91
Tabla 4.22	Tiempo de respuesta de los dispositivos de protección..... 94
Tabla 4.23	Tiempo de respuesta del relevador 51N..... 97
Tabla 4.24	Respuesta del relevador 81R..... 102
Tabla 4.25	Respuesta de los relevadores ante una condición de operación en isla... 107
Tabla 4.26	Tiempo de respuesta del relevador 46..... 113

## **CAPÍTULO 5**

Tabla 5.1	Ventajas y desventajas de las conexiones del transformador de interconexión..... 122
-----------	--

## **APÉNDICE A**

Tabla A.1	Rangos de operación del relevador CO-8 de la marca Westinghouse.... 143
Tabla A.2	Rangos de operación del relevador IFC51 de la marca General Electric 145

## GLOSARIO DE TÉRMINOS.

**Capacidad distribuida:** La capacidad distribuida incluye todos los aspectos de generación distribuida y las fuentes distribuidas más la capacidad de reserva.

**Equipo de interconexión:** Dispositivo individual o múltiple utilizado en un sistema de interconexión.

**Factor de Capacidad:** Es la cantidad total de energía generada en un periodo de tiempo dividido por la cantidad máxima de energía de generación en ese periodo de tiempo. La cantidad máxima de energía de generación se define como la tasa del rendimiento de unidades multiplicado por el periodo de tiempo.

**Factor de carga:** Es el valor promedio de energía consumida durante un periodo de tiempo dividido por la máxima energía consumida durante ese periodo.

**Fuente Distribuida (FD):** Es una fuente de energía eléctrica que no está conectado directamente a la red, ya sea de transmisión o distribución. En las FD se incluyen las tecnologías para la generación y almacenamiento de energía.

**Generación distribuida (GD):** Un concepto general dice que la generación distribuida es una fuente distribuida a pequeña escala que está conectada directamente a la red.

**Insolación:** Radiación solar que recibe la atmósfera de la tierra o su superficie y puede ser convertida en energía eléctrica.

**Interconexión:** Es el resultado del proceso de la adición de una unidad de FD al SEP.

**Inversor:** Dispositivo o sistema que convierte la energía de corriente directa (CD) a energía de corriente alterna (CA).

**Isla:** Es la posibilidad de que la GD proporcione energía eléctrica a las cargas locales después de ser aislada del SEP.

**Punto de Acoplamiento Común (PAC):** Es el punto donde la FD está conectado con el SEP.

**Sistema de interconexión:** Es el grupo de todos los equipos de interconexión, usado para interconectar unidades de FD's con el SEP.

**Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):** Instalación que entrega energía eléctrica a las cargas. Esto incluye a las unidades de generación.

**Transformador de interconexión:** Es el transformador que interconecta a la FD con el SEP.

# INTRODUCCIÓN

<b>1</b>
<b>CAPÍTULO</b>

## 1.1 Introducción.

La Generación Distribuida (GD) entendida como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales, generalmente situadas en las proximidades de las cargas, y han existido desde hace muchos años en todos los países industrializados [1].

La GD es un nuevo método en la industria eléctrica y actualmente en la literatura no hay una definición general aceptada. En la literatura, hay un gran número de términos y definiciones usadas en relación a la GD. Por ejemplo, en países Anglo-Americanos utilizan el término de generación interna; en países de Norte América utilizan el término de generación dispersa y en Europa y parte de Asia utilizan el término de generación descentralizada [2].

De las diferentes definiciones respecto a la GD, se puede decir que la GD es una forma o método de generar energía eléctrica a pequeña escala interconectada a la red de distribución cercana al lugar de la carga.

Un estudio reciente del EPRI (Electrical Power Research Institute) indica que de la generación nueva que se instalará hasta el año 2010 en E. E. U. U., el 25 % será generación distribuida ó mayor según un informe de la “Natural Gas Foundation” [1].

Existe una aceptación general que el desarrollo de instalaciones de GD es inevitable y, en consecuencia, las únicas incertidumbres se centran en cuándo y cuál será la magnitud de penetración en el sistema eléctrico de potencia [1].

A pesar de las previsiones favorables para la implantación de la GD, existen algunos aspectos que influyen en la aceptación de esta tecnología nueva. Un aspecto importante de la GD está en la forma en la que opera con la red, dado que tiene un impacto en la selección y ajuste de los esquemas de protección. Actualmente, existe la norma IEEE-Std.1547 aprobada en julio del 2003, en la que se hacen algunos requerimientos y se proponen algunos niveles de ajuste para los esquemas de protección de la interconexión [3]. También existen recomendaciones particulares de diferentes compañías que atienden preferentemente al tamaño y al tipo de generador propuesto, y no a las características de la red de distribución a la que va a ser conectada [1].

## **1.2 Antecedentes de la generación distribuida (GD).**

Se puede mencionar que con la invención del generador en 1831 y de su evolución posterior [4], nacen las tres primeras centrales eléctricas, diseñadas y construidas por Tomas Alva Edison son: 1) Holborn Viaduct (Londres, 12/1/1882), 2) Pearl Street (Nueva York, 4/9/1882) y 3) Appleton (Wisconsin, 30/9/1882). En aquellos tiempos se había seguido la estrategia que hoy se denomina GD, esto es, instalar la generación eléctrica dentro de la zona donde se encuentran los consumidores. Precisamente, el nombre de Central, proviene del hecho de que la generación eléctrica estaba situada en el centro geométrico del consumo que crecía a su alrededor. Realmente, esto ocurrió con todas las centrales que se construyeron en los primeros años, ya que los generadores eléctricos eran de corriente continua y a pesar de los intentos de transporte a distancia, especialmente los de Marcel Deprez, entre 1882 y 1886 (hasta 57 km) y H. Fontaine en 1886 de unos 30 km. La tensión relativamente modesta que se podía alcanzar hacía inviable el transporte de la energía eléctrica fuera de la zona de generación, ya que los rendimientos obtenidos en esas experiencias fueron inferiores al 50% [1].

Nikola Tesla consideró que la idea original de Edison tenía limitaciones importantes para el suministro de energía eléctrica a las poblaciones y siendo un conocedor de los fenómenos electromagnéticos le permitió el desarrollo de los sistemas de corriente alterna. [5].

La generación centralizada en grandes centrales eléctricas, tal como se conoc actualmente, tuvo su inicio en la transmisión de energía eléctrica, entre la central de Luffen (en el río Neckar) y la

exposición Internacional Electrotécnica de Francfort, con una distancia de 175 km, en el año 1891. Los generadores producían una tensión alterna de 86 V y 40 Hz, que era elevada en Lauffen hasta 12500 – 25000 V por medio de transformadores basados en ideas de Gaulad y Gibbs, (patentes de los años 1882 y 1884), y reducida de nuevo a 100 V, en Francfort, para alimentar el sistema de iluminación (1000 lámparas de incandescencia) y un motor trifásico de 100 CV que accionaba la bomba de una cascada artificial de 10 m, así como otros pequeños motores. El rendimiento de la transmisión, alcanzó valores del orden del 83% [1].

Los sistemas eran aislados, sin conexión con otras compañías. En estas primeras aplicaciones de la energía eléctrica, las distancias entre el punto de transformación inicial y el punto de uso final eran muy cortas, debido a que la generación estaba cercana a la carga. Este esquema de generación se repetía en los hogares y en las fábricas, pero conforme el número de aplicaciones fue creciendo, se tuvo la necesidad de buscar nuevos esquemas tecnológicos. El desarrollo tecnológico en la generación y transmisión eléctrica, combinados con la necesidad de las empresas eléctricas de obtener mejores dividendos para los inversionistas, constituyeron el principal motor para la conformación del sistema eléctrico centralizado. Esto sucede a finales de 1920 cuando empezaron a unirse las redes de las compañías unas con otras y la interconexión trajo grandes beneficios (repartición de cobertura máxima de energía y el respaldo de energía) [6].

Hasta los últimos años de la década de los 70's, las empresas eléctricas no estaban obligadas a comprar la energía eléctrica generada por entes ajenos a las empresas eléctricas dentro de sus áreas de servicio. Sin embargo, existían industrias que contaban en sus instalaciones eléctricas con GD interna y que operaban en paralelo con el sistema de la empresa eléctrica.

Los esquemas actuales de generación comienzan a mostrar limitaciones dadas por la sociedad que se hace más conciente en relación a la contaminación del entorno en que vive. Por ejemplo, el proceso de generación de energía eléctrica mediante la quema masiva de combustibles fósiles se le atribuye, en gran medida, el fenómeno del cambio climático, uno de los problemas ambientales más serios que enfrenta la humanidad en los albores del siglo XXI. También, se conoce que al esquema eléctrico centralizado se le culpa de ser uno de los principales factores del

endeudamiento masivo que padecen muchos países en desarrollo. Por éstas y un conjunto de razones adicionales, el sistema eléctrico tradicional se encuentra actualmente sometido a un proceso de reforma en muchos países, lo que marca pautas para su evolución, hacia esquemas alternativos de generación y suministro de energía eléctrica.

En la actualidad, la combinación de los factores mencionados está motivando que la GD sea una alternativa que ofrezca diversos beneficios, incluyendo la seguridad energética, mayor modularidad en las tecnologías y una consecuente flexibilidad de inversiones, menores riesgos financieros iniciales en la construcción de los sistemas y beneficios ambientales directos e indirectos.

Estos nuevos esquemas utilizan pequeñas unidades de generación cercanas al punto de consumo, en forma análoga a como se hacía en los inicios de la industria eléctrica. Aunque hace más de cien años, el esquema distribuido se daba por las propias limitaciones de la tecnología. El atractivo del esquema actual de la GD está en su potencial de minimizar los costos relativos a los sistemas de transmisión, esto abre la posibilidad a pequeños inversionistas, incluso a nivel familiar de participar en la generación, y a los consumidores la libertad de elección entre distintas opciones de suministro [7].

En México, una de las principales oportunidades para la GD, se dio con las modificaciones en diciembre de 1992 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Aún cuando el servicio público de energía eléctrica continúa reservado para Comisión Federal de Electricidad (CFE), el cambio principal fue la exclusión de la definición de servicio público en la generación de energía eléctrica para: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción y producción independiente para su venta a CFE [8].

Los requerimientos de protección en las interconexiones también ha evolucionado a través de los años. En los 80's, el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) participó en el desarrollo de recomendaciones y lineamientos para la interconexión de la GD. La norma IEEE Std. 1001-1988 proporcionó las directivas básicas que adoptaron muchas empresas eléctricas. Hacia 1990, la mayoría de las empresas eléctricas de los E.E.U.U. habían publicado los

requerimientos específicos para la conexión de pequeñas fuentes de GD (generalmente menores a 5 MW) a sus sistemas. Estas directivas casi siempre especifican protección con relevadores de voltaje y frecuencia, además que los relevadores sean de "calidad (grado) tipo empresa eléctrica" cumpliendo con las normas de diseño IEEE/ ANSI C37.90. A través de los años, estos relevadores han evolucionado de electromecánicos a estáticos, y finalmente a dispositivos de protección con tecnología digital [9].

A continuación, se presentan algunos de los organismos que han participado en estudios sobre los sistemas de GD, en la que se han analizado la participación de nuevas tecnología de generación y establecido normas, reglas y recomendaciones para la interconexión de la GD a la red de distribución, entre ellos pueden mencionarse: Cooperative Research Network (CRN), National Rural Electric Cooperative Association (NRECA), Comisión de Utilidad Pública de Texas, Comisión de Servicio Público de Nueva York, Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos, el IEEE, National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), EPRI y en países como Dinamarca, Holanda, Nueva Zelanda, Japón y otros países de Europa [10].

### **1.3 Objetivo de la tesis.**

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología para la evaluación de los esquemas de protección en la interconexión de una fuente de Generación Distribuida (GD) del tipo rotatorio (generador síncrono) a la red de distribución ante condiciones anormales; tales como: fallas, disturbios de voltaje y la formación de islas, mediante un programa comercial.

### **1.4 Justificación de la tesis.**

La generación y distribución de la energía está en una etapa de reforma que transformará su impacto sobre el medio ambiente y sobre la sociedad. La GD se presenta como una alternativa promisoría para el suministro energético en países desarrollados, donde paralelamente se imponen estructuras de mercado competitivas.

La tendencia de la GD se sustenta en los siguientes factores: aumento en la calidad del suministro de energía eléctrica, disminuir las inversiones en líneas y transformadores de distribución, reducir las pérdidas de energía eléctrica y proteger al medio ambiente, esto mediante la generación distribuida.

Las redes de distribución tradicionalmente han sido diseñadas para adquirir potencia de la red de alta tensión y distribuir esta potencia a los consumidores. La introducción de la capacidad de generación en distribución ocasiona un gran cambio en el sistema de distribución.

Una vez que la potencia se inyecta a la red de distribución con una fuente de GD, el flujo de la potencia eléctrica puede cambiar de dirección. Esto puede conducir a un número de problemas técnicos que afectan la estabilidad de la operación de la fuente y la calidad del servicio. En estos problemas se incluye:

**a) Control de tensión:** Los operadores de la red de distribución tienen normalmente la instrucción de mantener la tensión de la red dentro de un cierto rango. La potencia transmitida por la fuente de GD a la red de distribución puede ayudar a regular la tensión, dependiendo de la ubicación de la GD. Por ejemplo, en redes rurales donde los operadores tienen problemas con bajas tensiones, puede ser resuelto con la instalación de la GD. En otros casos, cuando el sistema está operando bajo condiciones normales, los flujos de potencia de la fuente de GD pueden causar elevaciones de tensión, debido a la aportación de potencia reactiva.

**b) Potencia reactiva:** Este factor depende del tipo de generación. La fuente de GD formado por un generador síncrono puede suministrar potencia reactiva a la red de distribución, el cual modifica el nivel de tensión en los puntos de consumo del sistema.

**c) Protecciones:** El flujo de potencia de la fuente de GD puede reducir la efectividad de los equipos de protección. Por lo tanto, se pueden crear dificultades operacionales bajo ciertas condiciones de operación de la GD. Por ejemplo, si los consumidores alimentados por la GD desean operar en modo isla (separado de la red de distribución) durante una interrupción de la red de distribución. Los sistemas de protección están obligados a asegurar que la fuente de GD no

suministre potencia a la red de distribución durante las condiciones de interrupción y puedan ser re-sincronizadas a la red de distribución, solo hasta cuando se recupere el sistema [11].

La selectividad de las protecciones puede perderse cuando hay generadores conectados en las redes de distribución, puesto que los generadores cambian la magnitud, duración y dirección de la corriente de falla, dependiendo de la ubicación del punto de falla. La corriente de falla cambia, debido a la conexión de los generadores síncronos que modifican las características (impedancia) en las redes de distribución.

Actualmente, se cuenta con recomendaciones de normas europeas [12], recomendaciones por compañías suministradoras, publicaciones internacionales y hoy en día la norma IEEE Std. 1547-2003 que presenta la información técnica para la interconexión de fuentes de GD a la red de distribución, en cuanto a los requerimientos en el esquema de protección y algunos límites de ajuste [3].

### **1.5 Aportaciones de la tesis.**

- Se presenta una metodología para llevar a cabo la revisión de los criterios y esquemas de protección de interconexiones entre las fuentes de GD y las redes de distribución, tomando en cuenta varios escenarios de operación, entre ellos, el tipo de operación con la red (aislada y no aislada), tamaño de la fuente (pequeño, mediano y grande), tipo de fuente (generador síncrono e inducción) y la conexión entre la fuente y la red de distribución.
- Se hace una revisión de los requerimientos con respecto a los dispositivos protección necesarios en la interconexión, con la finalidad de cumplir con los objetivos funcionales de protección tales como: la detección de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD (operación en isla), retroalimentación de fallas, flujo de potencia anormal (importación o exportación de energía) y condiciones perjudiciales de la red (apertura de una línea). Además, un estudio para el cálculo de ajustes de los dispositivos de protección

de la interconexión, cumpliendo con los objetivos funcionales y los criterios recomendados por la norma IEEE Std. 1547-2003 y recomendaciones por CFE.

### **1.6 Limitaciones y alcances.**

Los dispositivos de protección estudiados en este trabajo se enfocan a proteger la interconexión de la fuente de GD (generador síncrono) conectada en forma directa con la red de distribución. Es importante analizar el comportamiento dinámico de las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común ante fallas desbalanceadas. En este trabajo debido a las limitaciones del programa Power Tool SKM utilizado para realizar las simulaciones, no fue posible llevar a cabo el estudio dinámico de las fallas desbalanceadas (fallas de fase a fase, de doble fase a tierra y de fase a tierra).

### **1.7 Estructura de la tesis.**

Este trabajo consta de seis capítulos, y está estructurada de la forma siguiente:

En el capítulo 1 se presenta la justificación, los antecedentes e importancia de estudiar los esquemas de protección adecuados para una interconexión de fuentes de GD a la red de distribución. Además, se presenta el objetivo general, las limitaciones y alcances de este trabajo.

En el capítulo 2 se presentan los esquemas de protecciones aplicables a la interconexión de las fuentes de GD a la red de distribución, considerando aspectos como: tipo de generador, tamaño del generador y tipo de interconexión que se tiene con la red de distribución, también se mencionan algunos requerimientos necesarios en los esquemas y dispositivos de protección.

En el capítulo 3 se describen las características de la red de prueba y sus componentes principales a utilizar en los estudios del análisis de la respuesta de los esquemas de protección. También se presentan los dispositivos de protección de la red y los utilizados en la protección de la interconexión, además de sus características de operación de cada uno de ellos.

En el capítulo 4 se presentan los resultados del estudio de la red de prueba, los criterios de ajuste y el cálculo de estos ajustes de los dispositivos de protección para la interconexión de la fuente de GD recomendados por normas de distintos organismos. Finalmente, se presenta el análisis de la respuesta de operación de cada uno de estos dispositivos de protección involucrado en la protección de la interconexión de la fuente de GD.

En el capítulo 5 se presentan las recomendaciones que se obtienen como producto de la metodología descrita y del análisis de la respuesta de operación de los dispositivos de protección en la interconexión para la red de prueba. Estas recomendaciones ayudan a elegir adecuadamente los dispositivos de protección y sus ajustes para cumplir con el objetivo de protección tomando en cuenta la forma de operación de la fuente de GD. También se presentan recomendaciones que ayudan a elegir la curva de operación adecuada de los dispositivos de protección de sobrecorriente en la interconexión de la GD.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones generales, logros obtenidos durante el desarrollo de este trabajo y además los trabajos futuros que podrán abordarse en esta línea de investigación.

Adicionalmente, en este trabajo se incluyen dos apéndices:

En el apéndice A se presentan las características y rangos de operación de los relevadores de sobrecorriente utilizados en la red de prueba.

En el apéndice B se presentan las tecnologías de las fuentes de GD y sus respectivas aplicaciones.

# ESQUEMAS DE PROTECCIÓN APLICABLES A LA INTERCONEXIÓN DE FUENTES DE GD A LA RED DE DISTRIBUCIÓN

## 2 CAPÍTULO

### 2.1 Introducción.

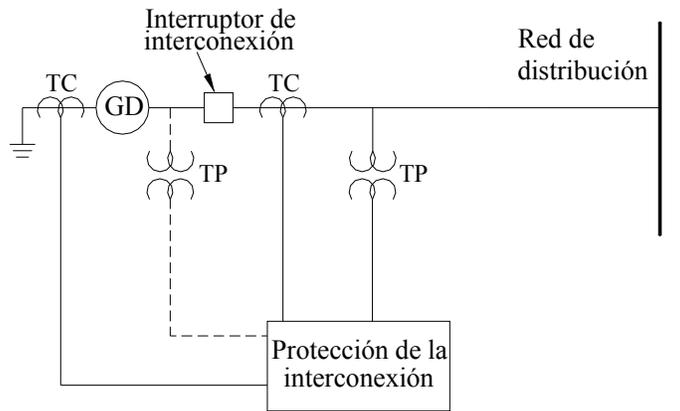
Las redes de distribución en su mayoría son circuitos diseñados para transmitir el flujo de potencia en una sola dirección, esto implica que los esquemas y dispositivos de protección convencionales en redes de distribución están diseñados para redes radiales [13]. Estas características permiten la liberación de la falla interrumpiendo la red en un solo punto. La introducción de la fuente de GD (máquinas rotatorias) modifica la magnitud, duración y dirección de la corriente de falla dependiendo de la ubicación de la falla [14]. También, la potencia puede fluir en cualquier dirección, en cargas alimentadas por más de una fuente de suministro. Esto complica la aplicación de las reglas básicas de operación de las compañías eléctricas, como: la seguridad en el suministro y la confiabilidad de la energía eléctrica a sus consumidores, así como también la selección de los esquemas de protección y los equipos de control asociados.

En cuanto a los problemas relacionados a la protección de la interconexión de la GD se han publicado guías, consideraciones técnicas y recomendaciones. Actualmente, existen normas que describen los requerimientos en los esquemas de protección y funciones requeridas para su aplicación, tomando en cuenta que la GD, debe tener ciertos beneficios tanto técnicos como económicos para la empresa suministradora y para los inversionistas. Por lo tanto, los esquemas de protección deben ser confiables y selectivos, de modo que sólo operen cuando sea necesario.

### 2.2 Dispositivos de protección.

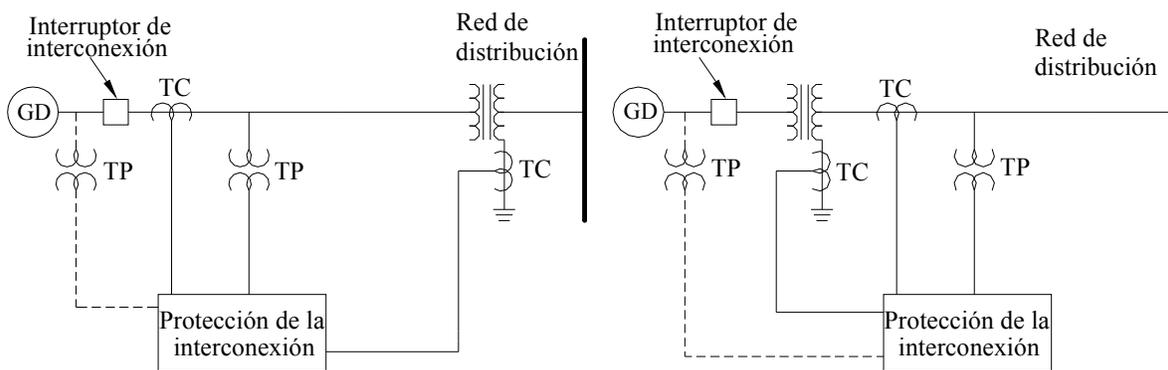
El objetivo de los dispositivos de protección es prevenir daños al equipo, a los circuitos, prevenir accidentes al usuario y al personal, así como disminuir el número de usuarios interrumpidos [15].

Con la introducción de la GD a la red de distribución, se pretende que estas fuentes operen en paralelo con la red, esto implica modificar los esquemas de protección convencionales. La protección de la interconexión se establecerá en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) entre la red de distribución y la fuente de GD. Este punto puede estar después del interruptor principal de la fuente para una conexión directa, como se muestra en la figura 2.1 [16] y para el caso de una interconexión a través del transformador, el punto puede estar en el lado secundario del transformador o en el primario, como se muestra en la figura 2.2 [9], dependiendo de los requisitos de interconexión de la empresa eléctrica y del propietario o inversionista.



----- en caso de sincronismo

**Figura 2.1** Ubicación de la protección de la interconexión de la fuente de GD en una conexión directa.



----- en caso de sincronismo

----- en caso de sincronismo

**Figura 2.2** Ubicación de la protección de interconexión de la fuente de GD a través de un transformador.

Usando tecnologías tradicionales, se requerirá un número de relevadores para cubrir todas las funciones de protección y control necesarias. Por otra parte, también se requerirá una gran cantidad de cables para poder conectarlos.

Los relevadores digitales multifuncionales integran muchas funciones de protección en un sólo dispositivo [16]. Esta integración reduce el número de dispositivos requeridos por aplicación y el cableado asociado. Una sola plataforma de “hardware” con “software” puede dar protección y medición a la interconexión. Las funciones múltiples de protección permiten la interconexión de componentes dentro del “software” en lugar de conexiones externas para el relevador. Con este tipo de relevadores se evita completamente la construcción de tableros y el cableado de todos los componentes individualmente. Esto significa reducir el cableado externo comparado con los dispositivos tradicionales, ofreciendo considerables ahorros en los costos. La nueva tecnología de relevadores multifunción mejora la protección a pesar de que se integran funciones adicionales tales como: medición, control y comunicación en un sólo dispositivo. Se incrementa el potencial de las funciones de la protección dado que la plataforma hace posible la manipulación del voltaje y la corriente de entrada, que son muestreadas mediante diferentes algoritmos para formar los fasores con los que se pueden obtener las componentes de fase, componentes simétricas y frecuencia, entre otras. Disponer de estas cantidades hacen más rápida y exacta las decisiones en la operación o no operación de los relevadores en condiciones anormales de operación de la red.

Los esquemas de protección y control pueden desarrollarse para aplicaciones específicas, las cuales son muy importantes cuando se introducen fuentes de GD, dado que estas aplicaciones requieren funciones especiales.

Un relevador multifunción puede utilizarse para proteger cualquier instalación de generación. En la tabla 2.1 [17] se muestra una lista de las funciones más comunes e importantes incorporados en un relevador multifunción, la inclusión de las funciones depende del equipo a proteger. En la protección de los sistemas eléctricos, normalmente se emplean números para designar a los dispositivos de protección, esta asignación está normalizada por el IEEE [18].

**Tabla 2.1** Funciones típicas de protección en un relevador multifunción.

<b>Código numérico de la función</b>	<b>Descripción de la función</b>
21*	<b>Relevador de distancia.</b> Es un relevador que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito aumenta o disminuye más allá de límites predeterminados.
25	<b>Relevador para sincronizar o comprobar sincronismo.</b> Es un dispositivo que opera cuando dos circuitos de corriente alterna se encuentran dentro de límites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje, para permitir o provocar la puesta en paralelo de estos dos circuitos.
27 y 27N	<b>Relevador de bajo voltaje.</b> Es un relevador que funciona a un valor dado de voltaje abajo del predeterminado.
32	<b>Relevador de potencia direccional.</b> Es un relevador que opera al existir un flujo determinado de potencia en cierta dirección, o cuando ha habido un arco inverso en los circuitos de ánodo o de cátodo de un rectificador de potencia y en consecuencia se ha presentado una inversión de potencia.
46	<b>Relevador de corriente inversa o desbalance de fases.</b> Es un relevador que opera cuando las corrientes polifásicas tienen su secuencia de fases invertida o cuando están desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa en exceso de un nivel predeterminado.
47	<b>Relevador de voltaje de secuencia de fase.</b> Es un relevador que opera a un valor predeterminado de voltaje en la secuencia de fase deseada.
50 y 50N	<b>Relevador de sobrecorriente instantáneo.</b> Es un relevador que opera instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente, o del régimen de aumento de la misma, indicando la presencia de una falla en el aparato o circuito que está protegido.
51N y 51V	<b>Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo.</b> Es un relevador con una característica de retardo, sea definido o inverso que opera cuando la corriente en un circuito de CA excede un valor predeterminado.
59, 59N y 59I	<b>Relevador de sobrevoltaje.</b> Es un relevador que opera a un valor dado de sobrevoltaje.
60FL	<b>Relevador de balance de voltaje.</b> Es un relevador que opera a una diferencia dada de voltaje entre dos circuitos.
67 y 67N	<b>Relevador de sobrecorriente direccional.</b> Es un relevador que opera a un valor definido de sobrecorriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada.
78*	<b>Relevador sensible al ángulo de fase o a la salida de paso.</b> Es un relevador que funciona a un ángulo de fase predeterminado entre dos voltajes o entre voltaje y corriente.
79	<b>Relevador de recierre.</b> Es un relevador que controla el recierre automático y en su caso, el bloqueo en posición de fuera de interruptor de recierre.
81	<b>Relevador de frecuencia.</b> Es un relevador que opera a un valor predeterminado de frecuencia, ya sea abajo o arriba de la frecuencia normal del sistema o el régimen de cambio de la frecuencia.
81R*	<b>Relevador de razón de cambio de frecuencia.</b> Es un relevador basado en la razón de cambio de la frecuencia, se utiliza comúnmente para detectar condiciones de isla.

\* Función opcional.

En esquemas de protección donde la red de distribución opera en paralelo con fuentes de GD, la función de los dispositivos de protección de la interconexión es detectar disturbios en la red de

distribución que dañen a la fuente o a la misma red; además de proporcionar protección de respaldo adicional para fallas internas. Se requiere que la protección de la interconexión opere en condiciones de fallas internas (entre el PAC y las terminales de la GD), enviando la señal de disparo al interruptor de interconexión y así evitar las corrientes de falla provenientes de la red.

La selección del esquema de protección de la interconexión de la GD debe determinarse en función de la conexión con la red de distribución. En este estudio se considera que la operación de la fuente está en paralelo con la red, en estos sistemas de generación distribuida se cuentan con cinco tipos de conexiones y arreglos las cuales son: unidad transformador-generador, unidad transformador-generador con interruptor propio del generador, generadores compuestos, generadores compartiendo un transformador y generadores conectados directamente a la red de distribución, para mayor información ver la norma IEEE C37.102-1987 [19].

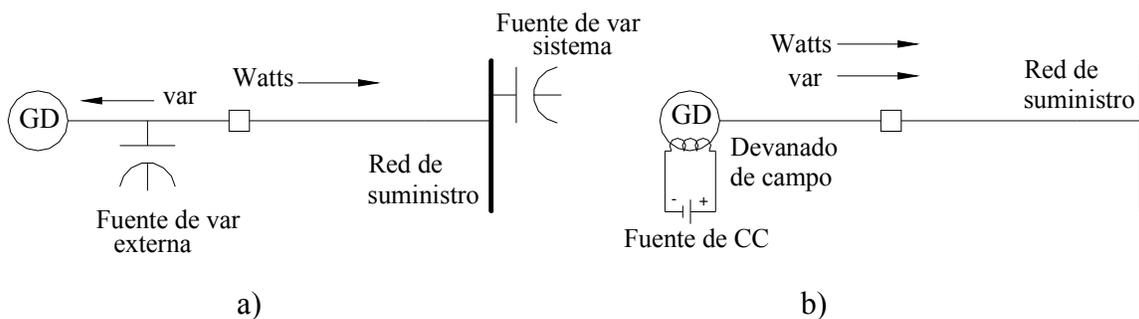
Estos tipos de conexiones y arreglos pueden ser agrupados en dos: conexión directa y conexión a través de un transformador. En la conexión directa, la fuente se conecta al bus de la carga y así se suministra la energía directamente. En la conexión a través de un transformador, la fuente se conecta a la red de distribución a través de un transformador elevador. Además, la fuente alimenta a sus cargas auxiliares a través de un transformador reductor (auxiliar), esta conexión se utiliza para conectar generadores de mayor capacidad.

### **2.3 Esquemas de protección de la interconexión de fuentes de GD.**

Tradicionalmente, las fuentes de GD que operan interconectados con el sistema de la empresa eléctrica son los generadores de inducción y los generadores síncronos [9]. Los generadores de inducción son típicamente pequeños, menores a los 500 kVA. El tamaño de estos generadores se restringe porque requieren de una excitación de potencia reactiva externa, como se muestra en la figura 2.3a. Los generadores de inducción son similares a los motores de inducción y arrancan como motor. Los generadores de inducción son de menor costo que los generadores síncronos porque no requieren de devanados de campo. Los generadores de inducción pueden suministrar potencia real (watts) a la empresa eléctrica, pero requieren una fuente de potencia reactiva (var), que comúnmente proviene del sistema de la empresa eléctrica.

Los generadores síncronos requieren de un devanado de campo de CD que proporciona la fuente de excitación al generador. Estos representan una fuente de potencia real (watts) y potencia reactiva (var) para la red de distribución, como se muestra en la figura 2.3b, pero requieren equipo de sincronización para la puesta en paralelo con la red de distribución.

Ambos tipos de generadores requieren dispositivos de protección en la interconexión. De acuerdo a [9] el esquema de protección de la interconexión de generadores de inducción con la red de distribución está formado únicamente por relevadores de bajo/sobre voltaje (27/59) y de baja/sobre frecuencia (81 U/O).



**Figura 2.3** Tipos de generadores: a) generador de inducción; b) generador síncrono.

Los generadores se emplean para proporcionar el suministro de energía ya sea de emergencia o respaldo. Los esquemas de interconexión de las fuentes de GD con la red de distribución pueden operar de la forma siguiente:

- a) Red aislada.
- b) Red no aislada (interconectada).

### 2.3.1 Operación de la fuente de GD en una red aislada.

Esta es una forma común de operar una fuente de GD en industrias y comercios donde se requiere el suministro de energía de emergencia o respaldo. Estas fuentes normalmente operan por

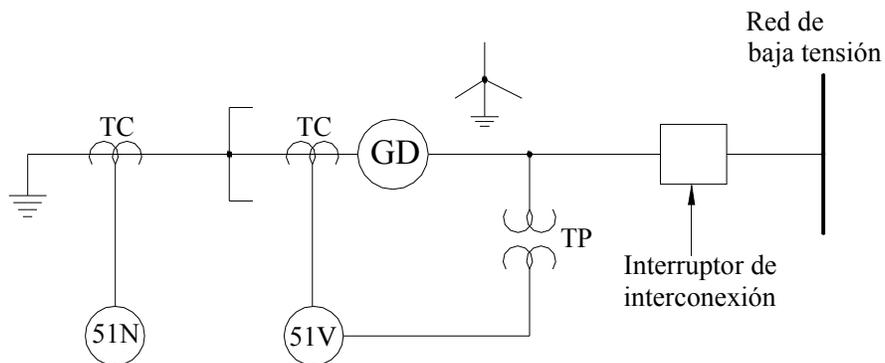
períodos cortos de tiempo, es decir, cuando se presente algún disturbio o falla en la red de suministro.

En este esquema la fuente de GD se conecta a la carga a través de un interruptor automático de transferencia, solo sí el suministro a través de la red ha sido desconectado. Por lo tanto, no es posible la operación en paralelo con otra fuente o red de distribución. En este tipo fuentes de generación, normalmente se utilizan máquinas diesel o turbinas de gas como elemento de primo motor y el rango de los generadores típicamente varía entre 500 kVA y 50 MVA. Las máquinas pequeñas (menores a 500 kVA) normalmente operan en redes de baja tensión, las máquinas medianas (1000 kVA a 12.5 MVA) en redes de mediana tensión y las máquinas grandes (hasta 50 MVA) (ANSI/IEEE std. 242-2001) [20].

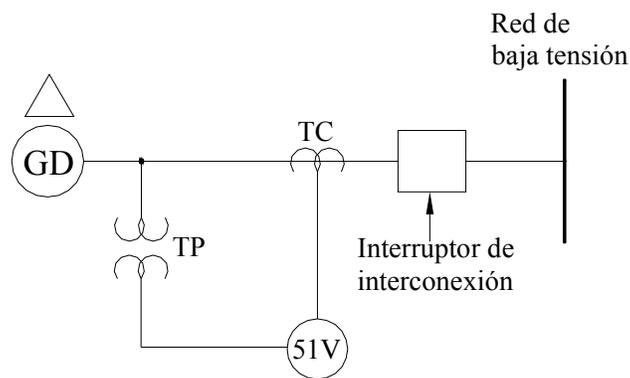
La selección de los esquemas de protección de una fuente de GD depende de la capacidad de este. Aunque, cualquier recomendación basado únicamente en la capacidad de la máquina no es completamente adecuada. Existen factores importantes para la selección de los dispositivos de protección del generador como: la máquina para el sistema o el proceso que suministran y la confiabilidad. A continuación se describen las características:

### **2.3.1.1 Esquema de protección de una fuente de GD pequeña (500 kVA a 1 MVA).**

Estas fuentes de GD están conectadas a una red de distribución aislada en baja tensión. La norma ANSI/IEEE 242-2001 [20] recomienda los siguientes dispositivos de protección: un relevador de sobrecorriente con control o restricción de voltaje (51V) para fallas de fase. Si el generador está conectado en estrella sólidamente aterrizado, los relevadores de sobrecorriente de fase sensan la corriente utilizando transformadores de corriente (TC's), instalados en las fases que llegan al neutro del estator. También se incluye un relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N) para fallas a tierra conectando un TC en el neutro del generador. La figura 2.4 muestra un esquema de protección de un generador conectado en estrella sólidamente aterrizado. Si el generador está conectado en delta, el relevador 51V se alimenta de los TC's que están conectados en el lado de la línea, en las terminales del devanado del generador como se muestra en la figura 2.5 [21].



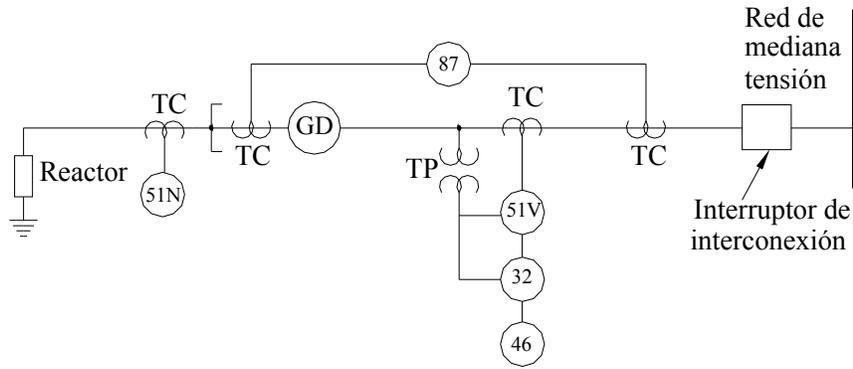
**Figura 2.4** Protecciones de un generador pequeño conectado a una red aislada de baja tensión (el generador está conectado en estrella sólidamente aterrizado).



**Figura 2.5** Protecciones de un generador pequeño conectado a una red aislada de baja tensión (el generador está conectado en delta).

### 2.3.1.2 Esquema de protección de una fuente de GD mediana (hasta 12.5 MVA).

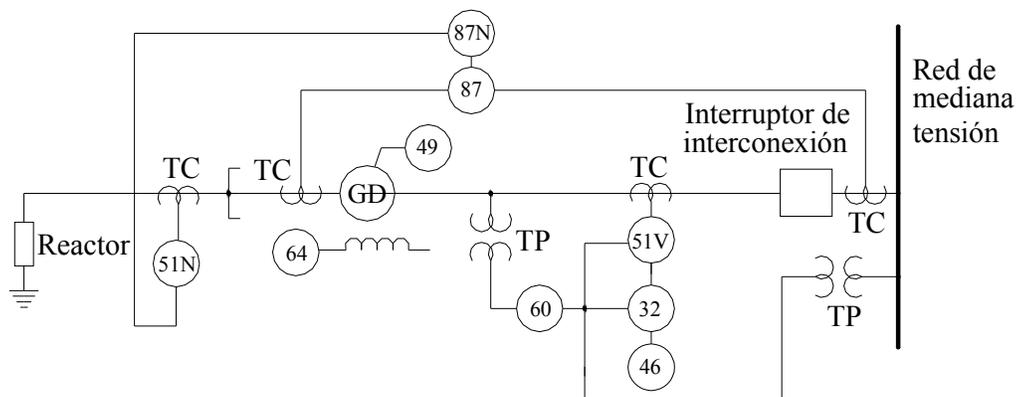
Estas fuentes de GD están conectadas a una red de distribución de mediana tensión aislada, sin la participación de otras fuentes de generación. La norma ANSI/IEEE 242-2001[20] recomienda los siguientes dispositivos de protección: un relevador 51V como respaldo para fallas de fase, un relevador 51N para fallas a tierra, un esquema de protección diferencial de fase para el devanado del estator (87) para fallas de fase, un relevador de potencia inversa (32) para detectar la pérdida del primo motor, un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46) para detectar el desbalance de corrientes y un relevador de protección del rotor (64F) para detectar fallas a tierra del circuito de campo. La configuración de este esquema de protección se muestra en la figura 2.6.



**Figura 2.6** Protecciones de un generador mediano conectado a una red aislada de mediana tensión.

### 2.3.1.3 Esquema de protección de una fuente de GD (hasta 50 MVA).

Estas fuentes de GD están conectadas a una red de distribución de mediana tensión aislada, sin la participación de otras fuentes de generación. La norma ANSI/IEEE 242-2001 [20] recomienda los siguientes dispositivos de protección: un relevador 51V como respaldo para fallas de fase, un relevador 51N como respaldo de fallas a tierra, un esquema de protección diferencial de fase y de tierra para el devanado del estator (87) y (87N) para detectar fallas de fase y tierra, un relevador de potencia inversa (32) para detectar la pérdida del primo motor, un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46) para detectar el desbalance de corriente, un relevador de protección del rotor (64F) para detectar fallas a tierra en el circuito de campo, un relevador de balance de voltaje (60) para protección contra fallas en los fusibles de los TP's y un relevador térmico del estator (49). La configuración de este esquema de protección se muestra en la figura 2.7.



**Figura 2.7** Protecciones de un generador de gran capacidad conectado a una red aislada de mediana tensión.

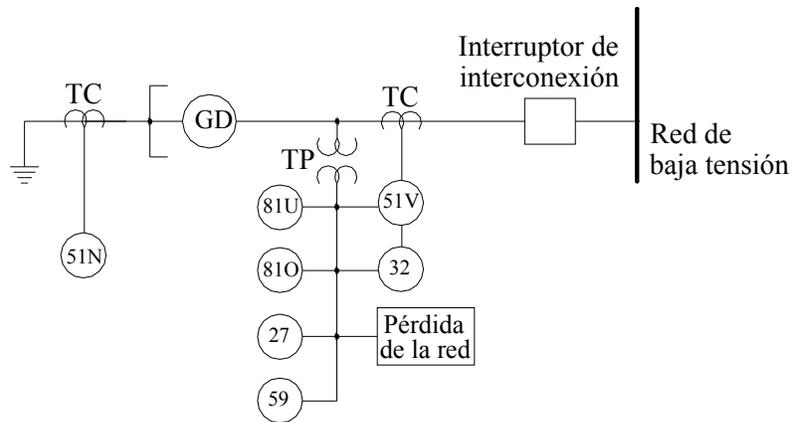
### **2.3.2 Operación de la fuente de GD en una red no aislada.**

En estos esquemas la fuente de GD está operando en paralelo con la red de distribución, en la cual puede alimentar tanto carga local como exportar energía excedente a la red. Estos generadores pueden estar conectados en forma directa o a través de un transformador de interconexión.

Los esquemas de protección aplicados a fuentes de GD conectadas en paralelo a la red, también se establecen en función de la capacidad de estos.

#### **2.3.2.1 Esquema de protección de una fuente de GD pequeña (500 kVA a 1 MVA).**

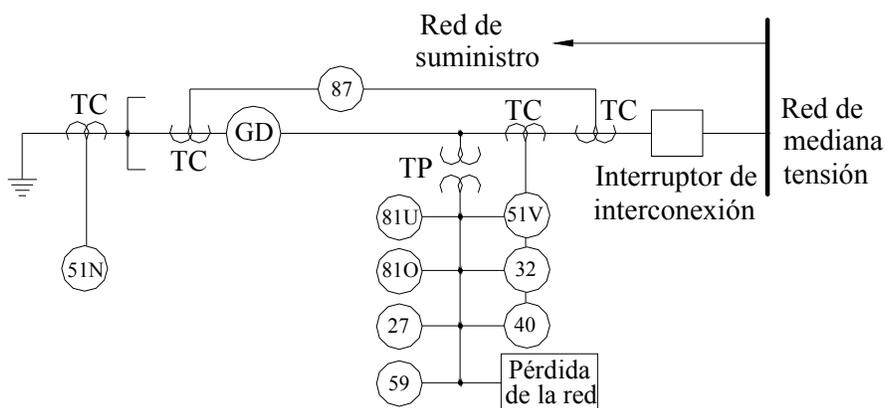
La fuente de GD se conecta a una red de distribución de baja o mediana tensión operando en paralelo. De acuerdo a [21] se recomiendan los siguientes dispositivos de protección: un relevador 51V para detectar fallas de fase y fallas sólidas a tierra en la interconexión, un relevador 51N para falla a tierra con un retardo de tiempo y protección de respaldo para fallas de fase a tierra en la red de distribución, un relevador 32 para protección de respaldo para la condición de motorización (potencia inversa) y para la detección de importación o exportación de potencia, un relevador 81U para detectar sobrecargas en el generador por pérdida parcial o total de la red de suministro, un relevador 81O para prevenir daños al generador por sobre velocidad ante la pérdida de carga y en algunos casos para la detección de pérdida de operación en paralelo con la red, un relevador 27 para detectar depresiones de voltaje causados por fallas cercanazas a la red de distribución, un relevador 59 para detectar sobre voltajes por la re-inyección de carga y protección para la pérdida de operación en paralelo con la red (relevador de razón de cambio de frecuencia (81R) o el relevador de desplazamiento “*vector shift*”). En la figura 2.8 [21] se muestra la configuración de este esquema de protección, con una conexión directa a la red de suministro.



**Figura 2.8** Protecciones de un generador pequeño operando en paralelo con la red de distribución en forma directa.

### 2.3.2.2 Esquema de protección de una fuente de GD mediana (hasta 12.5 MVA).

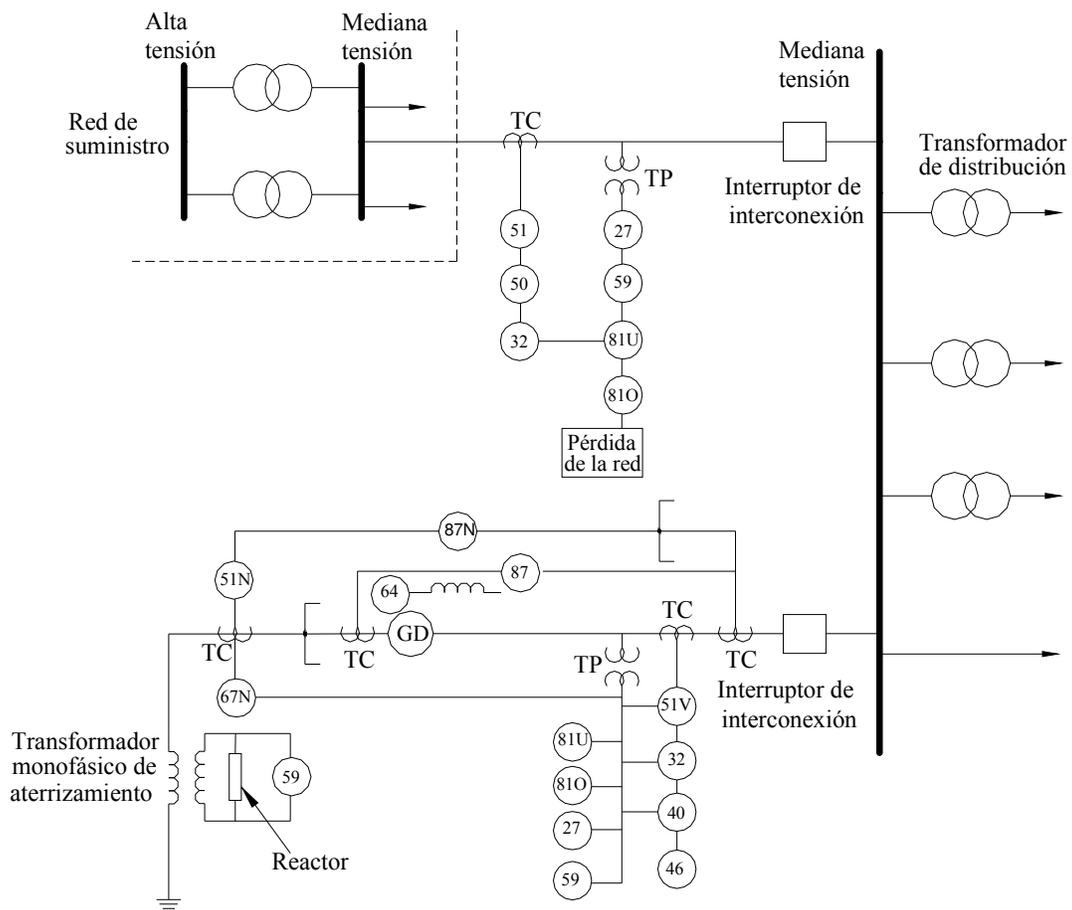
La fuente de GD se conecta a una red de distribución de mediana tensión operando en paralelo. De acuerdo con [21] se recomiendan los mismos dispositivos antes mencionados para el caso de fuentes pequeñas con los mismos objetivos de operación, pero además se recomiendan los siguientes dispositivos: un relevador 87 para detectar fallas de fase y de tierra en el devanado del generador. Las máquinas síncronas también requieren del relevador 40 para detectar la pérdida de excitación. En la figura 2.9 [21] se muestra la configuración de este esquema de protección, con una conexión directa a la red de suministro.



**Figura 2.9** Protecciones de un generador operando en paralelo con una red de mediana tensión en forma directa.

### 2.3.2.3 Esquema de protección de una fuente de GD (hasta 50 MVA).

Los requerimientos para una fuente de GD de estas capacidades, operando en paralelo con una red de mediana tensión. De acuerdo a [21] se recomienda los mismos dispositivos antes mencionados para las fuentes medianas con los mismos objetivos de protección, pero además se consideran los siguientes dispositivos: un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa de fase (46) para detectar fallas de fase a fase y para el desbalance de carga. Las máquinas síncronas también requieren del relevador 40 y protección para el rotor (64) para detectar fallas a tierra del devanado de campo del generador. En la figura 2.10 [21] se muestra la configuración de este esquema de protección.



**Figura 2.10** Protecciones de un generador alimentando carga industrial y operando en paralelo con la red de mediana tensión.

## **2.4 Requisitos básicos en los esquemas de protección de la interconexión de las fuentes de GD.**

Una empresa eléctrica está obligada legalmente a proteger la red de distribución y vigilar que en el suministro a los consumidores no estén presentes corrientes de falla. Para satisfacer estas políticas de operación se requiere de protecciones apropiadas entre las fuentes de GD y los puntos de suministro. En el cálculo de los ajustes de estas protecciones debe tomarse en cuenta las cargas de la red y el rango de la corriente de falla durante las condiciones de operación normal y anormal. La GD es una fuente de energía y consecuentemente la compañía eléctrica tiene que aplicar una protección adecuada en la interconexión de la fuente y la red de distribución [21].

La protección de la interconexión permitirá a la fuente de GD operar en paralelo con la red de distribución con una mayor seguridad y confiabilidad. Típicamente, los requisitos de protección para conectar esta fuente a la red de distribución se establecen por cada empresa eléctrica [9]. Las grandes fuentes de GD se evalúan individualmente y por lo general se conectan a la red de transmisión. Estas grandes fuentes típicamente no requieren protección específica de interconexión ya que están integrados al sistema de protección de la empresa eléctrica [9]. Las fuentes de generación pequeñas (de 5 MW o menor), normalmente se conectan a las redes de distribución. Estas redes están diseñadas para alimentar cargas radiales. Por ende, la incorporación de fuentes de GD ofrece un enlace para redistribuir la corriente de falla y una fuente de alimentación para la carga de la red.

La protección de la interconexión debe satisfacer los lineamientos de operación de la empresa eléctrica para permitir que el generador sea conectado a la red. En general, los lineamientos que las empresas establecen son los siguientes [9 y 21]:

1. No conectar la fuente de GD a la red de distribución, a menos que todas las fases del suministro de la empresa eléctrica estén energizadas dentro de los límites permitidos.
2. Desconectar la fuente de la red de distribución si en el sistema ocurren anomalías que resulte en una desviación inaceptable en el voltaje o en la frecuencia para el punto de interconexión.

3. Desconectar la fuente de la red de distribución si se pierde una o más fases en el suministro de la empresa eléctrica y el punto de interconexión.
4. La fuente debe desconectarse automáticamente o manualmente de la red de distribución, si el equipo de protección no logra operar correctamente durante una condición de falla.

La protección de la fuente de GD debe detectar:

1. Corrientes de cortocircuitos.
2. Condiciones anormales de operación.

En el caso de pequeñas fuentes, la mayoría de las empresas eléctricas dejan a los propietarios de las fuentes y sus consultores la responsabilidad de seleccionar el nivel de protección que ellos consideren apropiado. Sin embargo, las empresas eléctricas, están participando activamente en la especificación de criterios para la protección de la interconexión. Los aspectos siguientes de la interconexión son especificaciones típicas de las empresas eléctricas:

1. Configuración de los devanados del transformador de interconexión, si es el caso.
2. Requisitos generales en la protección de la interconexión del nivel de la empresa eléctrica.
3. Requisitos para los TC's y TP's.
4. Requisitos de protección funcional, por ejemplo, 81U/O, 27 y 59.
5. Ajustes de algunas funciones de interconexión.
6. Velocidad de operación.

#### **2.4.1 Dispositivos básicos de protección en la interconexión.**

Los dispositivos de protección necesarios para la interconexión de una fuente a la red de distribución son [22]:

1. Cuchillas desconectadoras con apertura visible.
2. Interruptor de potencia.
3. Relevador de bajo y sobre voltaje (27 / 59).

4. Relevador de bajo y sobre frecuencia (81 U/O).
5. Relevador de sobrecorriente instantáneo y con retardo de tiempo (50/51).
6. Relevador de sincronismo (25), si es necesario.
7. Equipo auxiliar: equipo de medición, transformadores de potencial y de corriente, equipo de monitoreo, etc.

La protección a base de relevadores en la fuente de GD, debe suministrar protección al personal, al sistema, a los equipos y a los usuarios, ante voltajes y frecuencias anormales. Cuando una fuente de GD opera en forma aislada, los relevadores deben operar ante un cortocircuito, sobrecarga, bajo/sobre voltaje, baja/sobre frecuencia y deben de prevenir recierres fuera de fase y la energización de una línea que esté sin suministro por parte de la fuente.

## **2.5 Características de los esquemas de protección en la interconexión de fuentes de GD.**

Las condiciones de operación anormal que deben tomarse en cuenta en la protección de la interconexión de la fuente de GD, al igual que los sistemas de potencia son principalmente los cortocircuitos y las sobrecargas. El cortocircuito puede tener distintos orígenes, por ejemplo: fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas en el equipo por sobrecargas excesivas y repetitivas, etc [6]. Las sobrecargas pueden presentarse por causas simples, como instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo: arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, períodos largos de arranque de motores, etc.

En la planeación de los sistemas eléctricos se han desarrollado técnicas para minimizar los efectos de las anomalías que ocurren en los mismos. En el caso de la operación en paralelo de la fuente de GD se han estado desarrollando técnicas y nuevas especificaciones de los equipos para minimizar los efectos de las anomalías que ocurran tanto en la red de distribución, como en la red local alimentada por la fuente de GD. A continuación, se describen las características que deben tomarse en cuenta en el diseño de los esquemas de protección que ayudan a minimizar estos efectos [3, 12 y 23]:

1. Los equipos primarios, tales como: los transformadores de potencia, transformadores de instrumento, interruptores, cuchillas, etc., deben estar dimensionadas para soportar la corriente máxima de cortocircuito.
2. Los niveles de aislamiento que se utilicen en el dimensionamiento de las instalaciones de la fuente de GD, deben ser similares a los aplicados por la compañía suministradora.
3. Entre la red de distribución y la fuente de GD no se deben instalar fusibles o restauradores.
4. El personal de la fuente de GD será el único responsable de la sincronización de su fuente con la red de distribución.
5. El personal de la fuente de GD tendrá la responsabilidad de establecer esquemas apropiados de protección primaria y de respaldo de la interconexión, así como de las instalaciones internas y de los servicios propios.
6. Los esquemas de protección, criterios y ajustes de los relevadores que integran la protección de la interconexión, deberán ser analizados y en su caso avalados por la compañía eléctrica.
7. Durante la puesta en servicio se deberá realizar lo siguiente: ajuste de las protecciones, faseo de las protecciones, pruebas reales de disparo y pruebas finales al equipo de comunicación.
8. El personal de la fuente de GD deberá proporcionar el diagrama unifilar, el diagrama esquemático de las protecciones y de disparo, las características técnicas, los protocolos de pruebas de los equipos primarios y secundarios (protección, comunicación y control) y la memoria técnica de cálculo del proyecto.
9. Se recomienda para lograr un diseño de la interconexión entre la red de distribución y la fuente de GD, establecer buena comunicación, entendimiento, colaboración y apoyo mutuo; tomando en cuenta que se dispone de los recursos humanos con nivel técnico especializado.
10. Desconectar la fuente de GD de la red de distribución cuando ha dejado de operar en paralelo. Aunque la fuente puede operar en forma aislada cuando se presenta una contingencia o anomalía en la red de distribución. Sin embargo, en algunos casos no es posible operar esta manera porque la carga demandada es mayor a la capacidad de la fuente. Entonces algunas compañías eléctricas han adoptado la política de no permitir que

la fuente de GD opere en forma aislada, para evitar problemas de variaciones de tensión y de frecuencia.

11. Proteger a la red de distribución contra daños ocasionados por la conexión de la fuente de GD, incluyendo la corriente de falla aportada por la fuente de GD y los sobre voltajes transitorios.
12. Proteger la fuente de GD contra daños producidos por la red de distribución, especialmente del recierre automático. En el PAC no se aplica el recierre por el problema de sincronización y por que se producen pares por transitorios eléctricos, que pueden afectar a las flechas de los generadores síncronos, motores de inducción y motores síncronos.

# **CARACTERÍSTICAS DE LA FUENTE DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE PRUEBA**



## **3.1 Introducción.**

Los sistemas de GD utilizan principalmente máquinas eléctricas convencionales. Sin embargo, comparados con los generadores independientes o incluso con grandes centrales eléctricas, hay diferencias significativas en el servicio que presta y la forma como se controla. El comportamiento de las fuentes de GD depende de su ubicación en el sistema eléctrico. En particular, la presencia de máquinas rotatorias en la red de distribución puede cambiar significativamente el flujo de las corrientes de falla, bajo condiciones de falla.

Una fuente de GD debe ser analizada como una componente más del sistema. Por esta razón, las compañías eléctricas realizan estudios del sistema para verificar si la red de distribución necesita ser reforzada antes de instalar una fuente de GD. Estos estudios muestran si es o no factible la instalación de estas fuentes para alguna red en particular.

## **3.2 Red de distribución de prueba para los estudios.**

Para llevar a cabo este proyecto se empleo el programa comercial “SKM Power Tools” [24], el cual es una herramienta computacional que ayuda a realizar diversos estudios de sistemas eléctricos (principalmente flujos de carga y cortocircuito), contiene modelos de los elementos de una red eléctrica, en forma de diagramas unifilares. Esto permite obtener la respuesta del sistema para condiciones de estado estable y de emergencia. El programa está compuesto por varios módulos (coordinación de protecciones, arranque de motores, análisis dinámico y confiabilidad).

Para llevar a cabo este trabajo se utilizó una red de distribución de prueba, tipo industrial como se muestra el diagrama simplificado de la figura 3.1 [25].

El sistema está formado por una red de suministro que se alimenta a una tensión de 115 kV, una potencia de cortocircuito de 1294.8 MVA, se transforma a una tensión 34.5 kV por dos transformadores de 20 MVA (T-1 y T-2) con una impedancia de cortocircuito de 8.26%. El sistema está formado por tres subestaciones de distribución (A, B y C). La carga total del sistema es de 17 MW, aproximadamente. La red está formada por 100 km de línea aérea y por 5.5 km de cables, aproximadamente. La subestación A, se alimenta con una tensión de 34.5 kV, la cual se transforma a 13.8 kV por dos transformadores de 20 MVA (T-3 y T-4), se cuenta con dos fuentes de GD de 29.6 MW (TG-1 y TG-2) con una capacidad de potencia eléctrica de generación de 13 MW; donde TG-2 es una fuente de respaldo de la misma capacidad (que para este trabajo se utilizó un generador síncrono), como se muestra en la figura 3.2.

En el desarrollo de este trabajo se llevaron a cabo simulaciones en estado estable y dinámico de distintos tipos de disturbios. Para representar los componentes eléctricos de la red (fuente de suministro, transformadores, líneas de distribución, cables, generadores, motores, filtros, dispositivos de protección, buses y cargas), se emplearon los modelos disponibles en el programa comercial.

La fuente de la empresa eléctrica se representa mediante un modelo máquina bus infinito, los datos técnicos para este modelo son datos reales obtenidos de la empresa eléctrica, los cuales se muestran en la tabla 3.1.

**Tabla 3.1** Parámetros del suministro.

Descripción	Valor (p. u.)
Resistencia de armadura (Ra)	0.0100
Reactancia de armadura en el eje directo (Xd)	0.0770

Otra componente importante es la fuente de GD. Igualmente, se utilizó un modelo estandarizado incluido en programa. La fuente de GD se modela como un generador síncrono, se utiliza el modelo de una turbina de gas denominado “Round Rotor Gas Turbine Unid” [26].

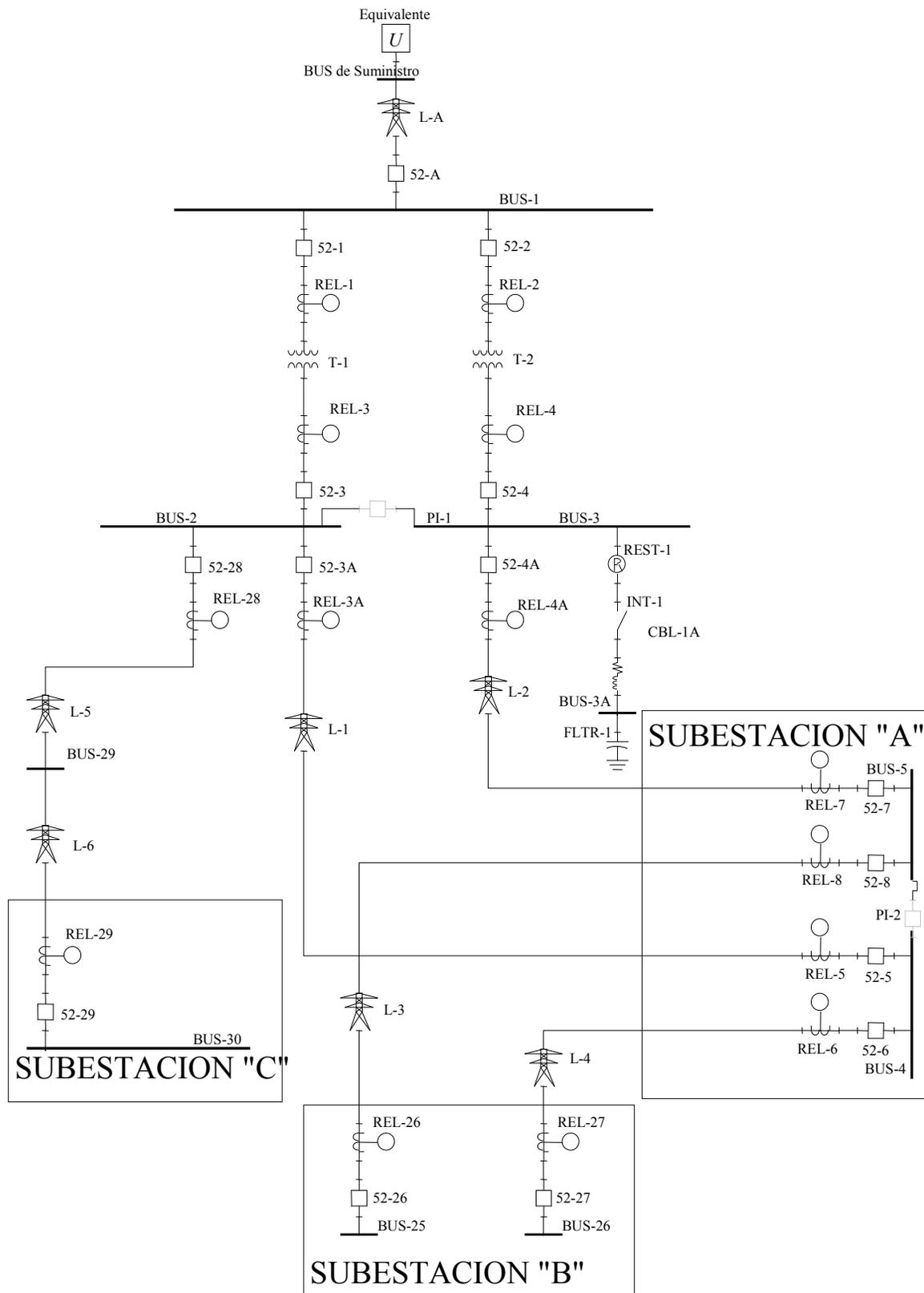


Figura 3.1 Red de prueba.

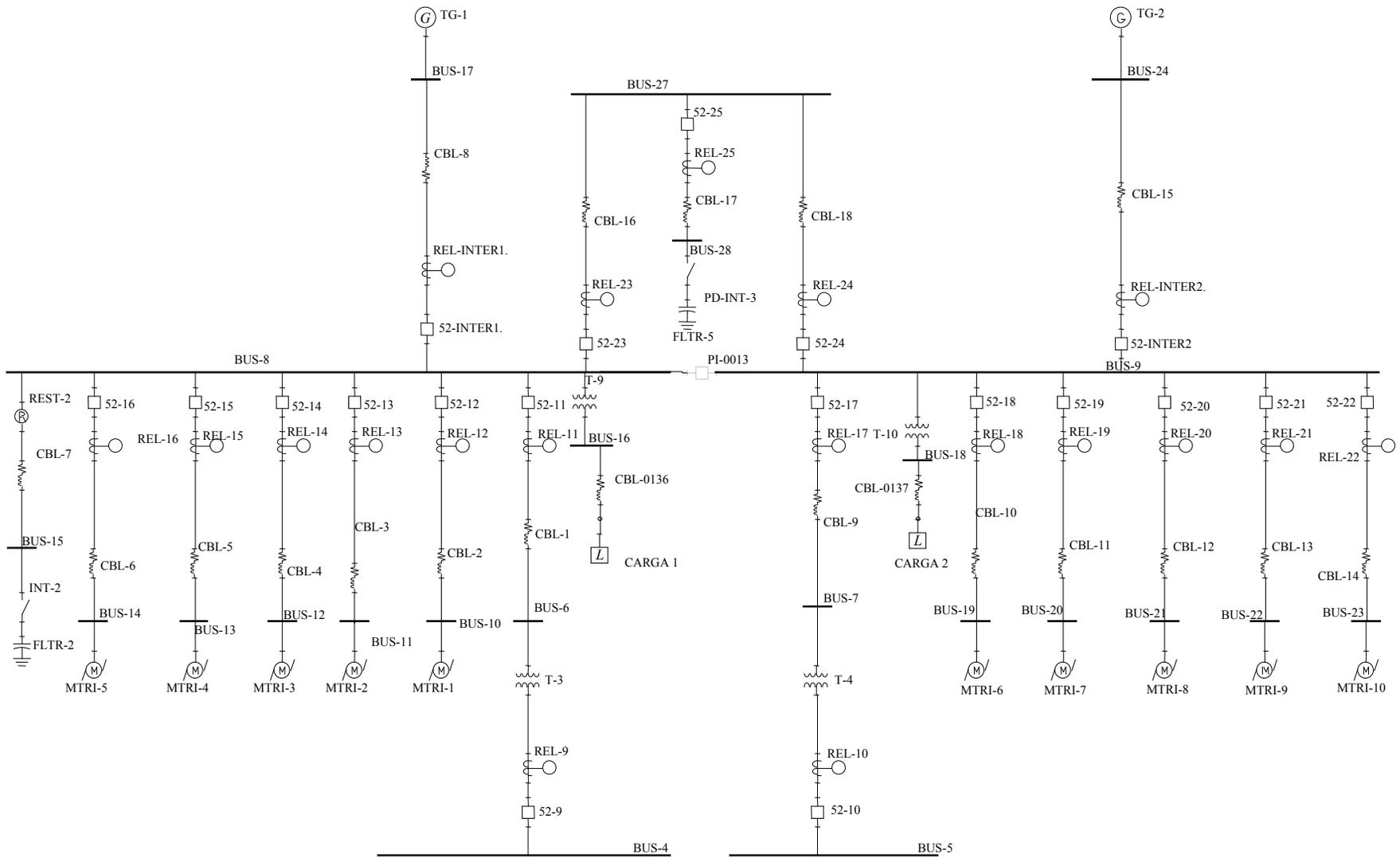


Figura 3.2 Subestación A.

Los datos técnicos para el modelo de la fuente de GD son datos reales recopilados en campo, los cuales se muestran en las tablas 3.2 [25].

**Tabla 3.2** Parámetros del turbo generador (TG-1) para un generador síncrono.

Descripción	Valor (p. u.)
Resistencia de armadura (Ra)	0.01072
Reactancia de armadura en el eje directo (Xd)	1.86700
Reactancia de armadura en el eje de cuadratura (Xq)	1.76000
Reactancia transitoria en el eje directo (Xd')	0.19400
Reactancia transitoria en el eje de cuadratura (Xq')	0.45300
Reactancia sub-transitoria de la máquina (X'')	0.12900
Reactancia de fuga (XI)	0.14300
Constante de inercia (H)	7.39000
Constante de tiempo transitorio en el eje directo (Td0')	5.11500
Constante de tiempo sub-transitorio en el eje directo (Td'')	0.02300
Constante de tiempo transitorio en el eje de cuadratura (Tq0')	0.41500
Constante de tiempo sub-transitorio en el eje de cuadratura (Tq0'')	0.05400

Los datos del resto de los elementos de la red de distribución de prueba, tales como: las líneas de transmisión y de distribución, los cables, los transformadores y los motores se muestran en las tablas 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6.

**Tabla 3.3** Características de las líneas de la red de prueba.

Línea	R (+) Ohms/km	X (+) Ohms/km	Xc (+) Ohms/km	R (0) Ohms/km	X (0) Ohms/km	Xc (0) Ohms/km	Longitud (km)
L-A	0.1224	0.4949	0.3015	0.3322	1.0652	0.4785	16.093
L-1	0.1228	0.4555	0.2754	0.3740	0.9699	0.4321	24.139
L-2	0.1228	0.4555	0.2754	0.3740	0.9699	0.4321	24.139
L-3	0.3481	0.5122	0.2606	0.6796	1.2997	0.5079	13.502
L-4	0.3481	0.5122	0.2606	0.6796	1.2997	0.5079	13.518
L-5	0.1219	0.3909	0.2337	0.4260	1.2586	0.5048	7.564
L-6	0.1219	0.3909	0.2337	0.4260	1.2586	0.5048	0.161

**Tabla 3.4** Características de los transformadores de la red de prueba.

Transformador	%R (+)	%X (+)	%R(0)	%X (0)	KVA Nominal	% Z	X/R
T-1	0.3751	8.2515	0.3751	8.2515	20 000	8.2600	21.9981
T-2	0.3751	8.2515	0.3751	8.2515	20 000	8.2600	21.9981
T-3	0.5191	11.9387	0.5191	11.9387	20 000	11.9500	22.9988
T-4	0.5191	11.9387	0.5191	11.9387	20 000	11.9500	22.9988
T-9	1.0000	4.8989	1.0000	4.8989	750	4.9999	4.8989
T-10	1.0000	4.8989	1.0000	4.8989	750	4.9999	4.8989

**Tabla 3.5** Características de los cables de la red de prueba.

Cable	R (+) Ohms/km	X (+) Ohms/km	R (0) Ohms/km	X (0) Ohms/km	No/Fase	Longitud (m)
CBL-1	0.0666	0.1299	0.1056	0.3304	4	86.0
CBL-2	0.2100	0.1529	0.3337	0.3888	1	70.1
CBL-3	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	1	104.9
CBL-4	0.2100	0.1529	0.3337	0.3888	1	101.8
CBL-5	0.0932	0.1381	0.1480	0.3514	1	104.8
CBL-6	0.0932	0.1381	0.1480	0.3514	1	101.8
CBL-7	0.4199	0.2083	1.3200	0.5131	1	3.0
CBL-8	0.0666	0.1299	0.1056	0.3304	3	79.8
CBL-9	0.0666	0.1299	0.1056	0.3304	4	110.0
CBL-10	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	1	98.7
CBL-11	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	1	74.9
CBL-12	0.2100	0.1529	0.3337	0.3888	1	101.8
CBL-13	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	1	74.9
CBL-14	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	1	78.0
CBL-15	0.0666	0.1299	0.1056	0.3304	3	79.8
CBL-16	0.0666	0.1299	0.1056	0.3304	3	20.0
CBL-17	0.0932	0.1381	0.1480	0.3514	3	20.0
CBL-18	0.1230	0.1476	0.1955	0.3753	3	2.9
CBL-0136	0.2100	0.1529	0.3337	0.3888	1	3.0
CBL-0137	0.2100	0.1529	0.3337	0.3888	1	3.0
CBL-1A	0.0467	0.1287	0.0742	0.3261	1	3.0

**Tabla 3.6** Características de los motores de la red de prueba.

Motor	Tamaño (Hp)	F.P.	Xd" (p.u.)	X/R	No. Polos	Conexión	Tipo
MTRI-1	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-2	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-3	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-4	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-5	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-6	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-7	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-8	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-9	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción
MTRI-10	2 200	0.86 (-)	0.17	10.0	2	Estrella	Inducción

### 3.3 Dispositivos de protección en la red de distribución.

En la red se encuentran relevadores de protección del tipo sobrecorriente de fase y de tierra de distintos fabricantes por lo que se requiere de sus respectivos modelos para determinar su curva y tiempo de operación.

Los relevadores utilizados en la red de distribución son:

- a) Relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo e instantáneo (51/50) del tipo electromecánico de la marca Westinghouse, modelo CO-8 (característica inversa) [27]. En el apéndice A se presenta sus curvas de operación y sus rangos de operación.
- b) Relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo e instantáneo (51/50) del tipo electromecánico de la marca General Electric, modelo IFC51 (característica inversa) [28]. En el apéndice A se presenta sus curvas de operación y sus rangos de operación.
- c) Relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo e instantáneo (51/50) del tipo analógico de la marca Siemens, modelo 7SJ511 (características normalmente inversa, muy inversa y extremadamente inversa) [29]. En el apéndice A se presenta sus curvas de operación y sus rangos de operación.

### 3.4 Dispositivos de protección recomendados para la interconexión de la fuente GD.

Los niveles funcionales de la protección de interconexiones varían substancialmente dependiendo de factores como: tamaño del generador, punto de interconexión con la red, tipo de generador y configuración del transformador de interconexión. En la tabla 3.7 se presentan las funciones de protección recomendadas por compañías, publicaciones y los requerimientos de normas en la interconexión de fuentes de GD [3], [9], [12] y [21].

**Tabla 3.7** Dispositivos de protección recomendados para la interconexión de fuentes de GD.

Capacidad de la fuente de GD	Función																	
	25	27	27N	32	46	47	50N	51N	51V	59	59N	59I	67	67N	79	81	81R	Desplazamiento (vector shift)
500 kVA – 1 MVA	4	1	2	1				1	1	1	2	3			4	1	1	1
Hasta 12.5 MVA	4	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	3	1	1	4	1	1	1
Hasta 50 MVA	4	1	2	1	1	1	2	1	1	1	2	3	1	1	4	1	1	1

donde,

- 1: Estandarizados.
- 2: Por la conexión del transformador de interconexión.
- 3: Para generadores de inducción con capacitores.
- 4: Para la sincronización de los sistemas.

Para el caso de las protecciones de la interconexión de la fuente de GD en la red de prueba, se utilizarán relevadores propuestos por distintas compañías u organizaciones para una adecuada protección de la red. Esta red de prueba cuenta con una fuente de GD representado por un generador del tipo síncrono de capacidad de 29.6 MW y tiene una interconexión directa con la red de distribución. De acuerdo a la función de protección de cada dispositivo, la protección de fallas de fase se utiliza el relevador 51V, para la detección de pérdida de operación en paralelo con la red de distribución se analizaran los relevadores 27, 59, 81, 81R y el relevador “*vector shift*”. En la detección de fallas de fase a tierra se utiliza el relevador 51N, para la detección de un flujo de potencia anormal se utiliza el relevador 32 y para la protección contra otros eventos se utiliza el relevador 46. Los algoritmos utilizados para representar las curvas y los datos de ajustes son los utilizados comúnmente por los relevadores digitales del tipo multifunción [17].

### **3.4.1 Relevador de bajo voltaje (27).**

Un relevador de bajo voltaje (27) se calibra en voltaje decreciente para cerrar un conjunto de contactos para un voltaje especificado.

Los usos típicos del relevador 27 son:

- a) Protección de bajo voltaje en el bus.
- b) Esquema de transferencia de fuentes.
- c) Funciones permisivos.
- d) Funciones de respaldo.
- e) Aplicaciones de cronometraje.

Los relevadores 27 pueden ser del tipo electromecánico o estático.

El relevador 27, del tipo electromecánico, generalmente usa el principio del disco de inducción. Cuando el voltaje aplicado esta por arriba del voltaje de arranque o disparo, los contactos normalmente cerrados abren y se mantienen abiertos mientras que el voltaje permanezca por arriba del voltaje de disparo. Cuando el voltaje se reduce por abajo del voltaje de disparo, los

contactos del relevador inician el cierre. El tiempo de operación es inversamente al voltaje aplicado.

El relevador 27 del tipo estático proporciona una característica inversa de tiempo de operación similar al tipo electromecánico. El diseño de relevadores estáticos tiene disponible la característica de tiempo definido. Cuando el voltaje aplicado está por arriba del voltaje de arranque (en la posición desenergizada), un contacto normalmente abierto está abierto y permanece abierto mientras que el voltaje permanece por arriba del ajuste de arranque. Cuando el voltaje cae por abajo del ajuste de arranque, el relevador inicia su tiempo de operación. Cuando el tiempo de retardo ha transcurrido, basado en las características de operación tiempo-voltaje, los contactos de salida se cierran.

Los ajustes de voltaje en los relevadores estáticos varían, según el fabricante. Estos pueden ser ajustables por taps discretos o continuos sobre un rango especificado. El tiempo de operación es ajustable para ajustes de dial de tiempo o de tiempo definido [20].

Para determinar su ajuste, la norma IEEE Std. 1547-2003 [3] recomienda el rango de ajuste de la tabla 3.8. En esta tabla se muestra el valor porcentual del voltaje y el tiempo en que debe responder el dispositivo de protección.

**Tabla 3.8** Rango de bajo voltajes en la interconexión de fuentes de GD.

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de liberación
$V < 50$	0.16 segundos
$50 \leq V < 88$	2 segundos

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 27 se muestran en la tabla 3.9.

**Tabla 3.9** Datos mínimos de ajuste del relevador de bajo voltaje (27).

Función	Rangos de ajuste
Arranque 1 y 2	5 a 180 V
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos

### **3.4.2 Relevador de potencia direccional (32).**

La función del relevador de potencia direccional (32) opera cuando la componente de potencia real (watts) que fluye por un circuito excede el nivel de ajuste en una dirección específica. Los usos típicos de esta protección son:

- a) Control del flujo de potencia de la fuente.
- b) Antimotorización de los generadores.
- c) Flujo de potencia inversa.

El relevador 32 puede ser del tipo electromecánico o estático.

El relevador 32 del tipo electromecánico está disponible en tres tipos:

- 1) Relevador de potencia direccional monofásico de inducción con o sin un elemento de tiempo auxiliar.
- 2) Relevador de potencia direccional de disco de inducción que proporciona un inherente tiempo de retardo.
- 3) Relevador direccional polifásico, consiste de tres elementos de discos de inducción en una flecha vertical común.

El par máximo en el relevador ocurre cuando la corriente del relevador está a un ángulo relativo designado por el voltaje del relevador. El relevador está conectado a los TP y los TC, así que el par máximo del relevador ocurrirá con un factor de potencia unitario en la carga, en la dirección de disparo designado.

Los relevadores 32 del tipo estático, están también diseñados en forma monofásica y trifásica. Aunque el relevador estático no desarrolla un par rotacional, las características de operación típicamente es similar al diseño electromecánico con la función de par máximo del relevador, ocurriendo con un factor de potencia unitario en la carga y en dirección de disparo designado [20].

Cuando se desea el disparo para un flujo de potencia inversa o para un pequeño flujo de potencia hacia la red, entonces, el disparo ocurrirá cuando la potencia está en la dirección inversa o debajo del valor de arranque en la dirección hacia la red. Cuando se exporta energía hacia la red de distribución, es necesario bloquear al relevador 32 durante el arranque para evitar disparos indeseados [17].

El ajuste depende de la aplicación del relevador 32. El relevador 32 proporciona protección contra grandes importaciones o exportaciones de potencia de la fuente de GD. La potencia que fluye de la fuente de GD a la red de distribución se define como exportación de potencia y el flujo de potencia de la red de distribución a la fuente de GD (potencia inversa) se define como importación de potencia. El ajuste de arranque del relevador 32 en el modo de potencia inversa, comúnmente está basado sobre el tipo de primo motor y las pérdidas, cuando el generador está motorizado. En la tabla 3.10 se muestra los valores típicos de potencias de motorización en función del tipo de primo motor [30].

**Tabla 3.10** Potencia de motorización de acuerdo al tipo de primo motor, según CFE.

Impulsor		Potencia de motorización en % de la capacidad nominal
Turbina de gas	Eje sencillo	100
	Doble eje	10 – 15
Motor diesel	4 ciclos	15
	2 ciclos	25
Turbina hidráulica	---	2 – 100
Turbina de vapor	Contrapresión	1- 4
	Con condensador	0.5 - 1

El ajuste de arranque del relevador de potencia direccional (32) se determina dos pasos:

- Para el primer paso, el arranque se ajusta al 50% de la potencia mínima de motorización, estimada del grupo generador-turbina, y con un tiempo de retardo de 10 segundos.
- Para el segundo paso, el arranque se ajusta al 40% de la potencia mínima de motorización, estimada del grupo generador-turbina, y con un tiempo de retardo de 30 segundos.

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 32 se muestran en la tabla 3.11.

**Tabla 3.11** Datos mínimos de ajuste del relevador de potencia direccional (32).

<b>Función</b>	<b>Rangos de ajuste</b>
Arranque 1 y 2	-3.000 a 3.000 pu
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos

### 3.4.3 Relevador de balance de corriente de fase (46).

Los relevadores de balance de corriente de fase (46) proporcionan protección a motores y generadores contra desbalances de corrientes de fase. Los desbalances de las corrientes pueden ser calculados por:

- a) La apertura de un fusible o conductor en un ramal de un circuito, que alimenta a un motor o en lado primario de un transformador conectado en delta-estrella alimentando a un grupo de motores.
- b) Condiciones de desbalance de carga.
- c) La conexión monofásica en los sistemas de distribución y transmisión.

Normalmente, se aplican dos tipos de relevadores de balance de fase: balance de corriente de fase y sobrecorriente de secuencia negativa. El relevador de balance de corriente opera cuando la diferencia en las magnitudes de las corrientes en valores rms de dos fases excede un valor porcentual dado. El relevador de corriente de secuencia negativa opera en magnitud de corriente de secuencia negativa, aunque es ajustado en términos de la energía térmica producida por esta corriente, dado por la ecuación  $K = I_2^2 t$ ,

donde,

K: Energía térmica.

$I_2$ : Corriente de secuencia negativa.

t: Tiempo en segundos.

Para ajustar al relevador de secuencia negativa, la característica  $I_2^2 t$  (factor K) de la máquina, es un parámetro dado por el fabricante.

Los relevadores 46 pueden ser del tipo electromecánico o estático.

Un relevador electromecánico de balance de corriente, consiste de dos o tres elementos de discos de inducción, cada uno tiene dos bobinas de corriente. Estas bobinas están conectadas en fases diferentes para producir un par de cierre en el disco, proporcional a la diferencia o desbalance entre las corrientes de las dos fases. La cantidad de desbalance de corriente requerida para cerrar los contactos puede ser un porcentaje fijo, típicamente del 25% o puede ser un porcentaje variable.

El relevador estático de balance de corriente está diseñado como una unidad individual para la protección de motores o generadores. También, pueden ser parte de un dispositivo de protección de motores de CA que tienen diversas funciones dentro de la misma unidad. El relevador determina la diferencia entre las corrientes de línea y dispara cuando la diferencia excede un porcentaje dado de corriente a plena carga o cuando la diferencia excede un valor de corriente (dependiendo del fabricante). El tiempo de disparo es inversamente proporcional al desbalance de corriente de fase o de tiempo definido.

El relevador electromecánico de sobrecorriente de secuencia negativa consiste de un relevador de sobrecorriente de disco de inducción y un filtro de secuencia negativa para que el relevador responda únicamente a corrientes de secuencia negativa. Las características del relevador son del tipo extremadamente inversa, el cual proporciona esencialmente una línea constante  $I_2^2 t$ .

El funcionamiento del relevador estático es similar al diseño electromecánico. Este relevador proporciona típicamente dos puntos de ajuste, el cual permite una señal de alarma en un valor sensible de pre-disparo en  $I_2^2 t$ , además del ajuste de disparo [20].

En el apéndice A se mencionan las diferencias entre estos dos tipos de relevadores, en cuanto a su sensibilidad y alcance.

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 46 se muestran en la tabla 3.12.

**Tabla 3.12** Datos de ajuste mínimos del relevador de balance de corriente de fase (46).

<b>Función</b>	<b>Rangos de ajuste</b>
Arranque del Tiempo definido	0.10 a 20.00 A
Tiempo de retardo	1 a 8160 ciclos
Arranque del Tiempo inverso	0.50 a 5.00 A
Curvas características	Tiempo definido/Inverso/Muy inverso /Extremadamente inverso/Curvas IEC
Dial de tiempo	0.5 a 11.0 0.05 a 1.10 (curvas IEC) 1 a 95 ( $I_2^2 t = K$ )

### 3.4.4 Relevador de sobrecorriente de neutro (51N).

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo son los más comúnmente usados, como dispositivos de protección primaria o de respaldo y son utilizados en muchas zonas de protección del sistema de potencia.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo pueden ser del tipo electromecánico o estático.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo del tipo electromecánico tienen un disco de inducción como componente principal. El disco está colocado en una flecha giratoria, restringido por un resorte. El contacto móvil está fijo en la flecha. El par de operación del disco se produce por un electroimán que contiene una bobina principal y una bobina de retardo, los cuales producen un flujo magnético fuera de fase. Un imán de amortiguamiento proporciona restricción, después del arranque del disco para moverlo y contribuir a la característica de tiempo deseada. Existen dos ajustes: el tap de corriente de arranque y el dial de tiempo. La corriente de arranque se determina por una serie de taps discretos que son proporcionados en diversos rangos de corriente. El ajuste del dial de tiempo determina la posición inicial del contacto móvil, cuando la corriente de la bobina es menor que el tap de ajuste. Se pueden obtener diferentes curvas tiempo-corriente modificando el diseño del electroimán.

Para el caso de relevadores de sobrecorriente estáticos, las curvas características de tiempo-corriente se obtienen de circuitos analógicos o digitales. Las curvas características de tiempo-corriente y los rangos de tap son similares a las curvas y rangos proporcionados por los relevadores de sobrecorriente de disco de inducción. Los relevadores estáticos tienen la misma aplicación que los relevadores de disco de inducción y particularmente, son exitosos en condiciones severas de vibración y sismos. Adicionalmente, los relevadores estáticos proporcionan un tiempo de restablecimiento rápido y no tienen una sobrecarrera significativa [20].

Este relevador de sobrecorriente de neutro (51N) se utiliza para liberar las fallas de fase a tierra, su utilización depende del tipo de conexión de la fuente de GD. Para el caso donde la interconexión es a través de un transformador, este debe estar aterrizado en el lado de la empresa eléctrica, y la protección estará ubicada en el aterrizamiento del transformador. Para el caso de una interconexión directa, la protección debe estar en lado de aterrizamiento de la fuente de GD.

Para el caso de una fuente de GD interconectada directamente con la red de distribución, normalmente está aterrizada a través de una resistencia. Se instala un TC en el conductor de aterrizamiento el cual alimenta a un relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N) ajustado al 5% de la corriente mínima de falla [21].

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 51N se muestran en la tabla 3.13.

**Tabla 3.13** Datos mínimos de ajuste del relevador de sobrecorriente de neutro (51N).

<b>Función</b>	<b>Rangos de ajuste</b>
Arranque	0.25 a 12.00 A
Curva característica	Tiempo definido/Inverso/Muy inverso /Extremadamente inverso/Curvas IEC
Dial de tiempo	0.5 a 11.0 0.05 a 1.10 (Curvas IEC)

### **3.4.5 Relevador de sobrecorriente dependientes del voltaje (51V).**

Estos dispositivos son relevadores de sobrecorriente del tipo especial, contienen otros elementos de control. Los relevadores 51V se utilizan comúnmente para proporcionar protección de

respaldo a generadores contra fallas entre fases y fallas trifásicas externas a la fuente de GD, para desconectar la fuente con un retardo de tiempo, cuando esas fallas no han sido liberadas por los dispositivos de protección correspondientes. Cuando una falla externa ocurre, el voltaje del sistema se colapsa a un valor relativamente bajo; pero cuando ocurre una sobrecarga, la caída de voltaje es relativamente pequeña. Estos relevadores utilizan el voltaje para modificar las características de tiempo-corriente para que el relevador no opere en condiciones de oscilaciones de potencia permitidas. Estos relevadores tienen dos variantes: de voltaje controlado y de voltaje restringido [20].

#### **3.4.5.1 Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo y control de voltaje (51VC).**

Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente comunes. Contienen dentro de la misma caja un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es menor al valor preestablecido, el cual es menor al voltaje nominal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

El relevador 51VC deshabilita el disparo de sobrecorriente hasta que la caída de voltaje esté por debajo del nivel de ajuste.

El ajuste de corriente de disparo del relevador 51VR debe estar entre el 30 y el 40% de la corriente a plena carga según IEEE Std. C37.102-1987 [19]. El ajuste del elemento de voltaje se obtiene, estableciendo la falla más alejada que se quiere detectar, posteriormente se determina el voltaje en el bus donde está conectada la fuente de GD.

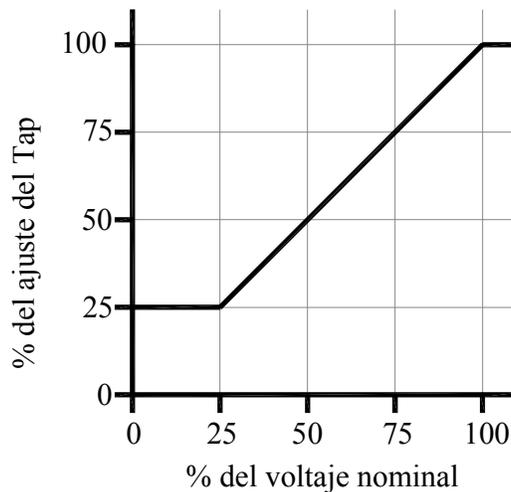
#### **3.4.5.2 Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo con restricción de voltaje (51VR).**

Estos relevadores son híbridos entre el elemento de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente se altera por la magnitud del voltaje.

De acuerdo a su diseño pueden ajustarse para que brinden protección contra sobrecarga y también contra cortocircuitos, tomando en cuenta que la corriente de arranque disminuye si el voltaje en terminales del relevador disminuye.

El relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje cambia la corriente de disparo en la unidad de sobrecorriente en forma proporcional al voltaje, lo cual desensibiliza para corriente de sobrecarga, mientras que la sensibilidad se incrementa por las fallas, en el cual se abate el voltaje y la corriente de disparo del relevador disminuye.

La característica típica de un relevador 51VR se muestra en la figura 3.3. La corriente de disparo del relevador 51VR debe ajustarse a 150% de la corriente nominal del generador con restricción del voltaje nominal. Esto típicamente dará una corriente de disparo del 25% de la corriente nominal del generador con 0% de restricción de voltaje y una corriente de disparo proporcional para voltajes entre 0 y 100% de la restricción nominal [19].



**Figura 3.3** Característica de operación del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR)

Los datos de ajuste mínimos de los relevadores de voltaje 51V se muestran en la tabla 3.14.

**Tabla 3.14** Datos mínimos de ajuste del relevador de sobrecorriente de voltaje (51V).

<b>Función</b>	<b>Rangos de ajuste</b>
Arranque	0.5 a 12.00 A
Curva característica	Tiempo definido/Inverso/Muy inverso /Extremadamente inverso/Curvas IEC
Dial de tiempo	0.5 a 11.0 0.05 a 1.10 (Curvas IEC)
Control de voltaje (VC) o Restricción de voltaje (VR)	5 a 180 V Restricción lineal

### 3.4.6 Relevador de sobre voltaje de fase (59).

Los relevadores de sobre voltaje son típicamente usados para monitorear los niveles de voltajes en los buses o generadores e iniciar las operaciones de conexión o desconexión, según su ajuste. Otras aplicaciones para este relevador son los siguientes:

- a) Protección del bus contra sobre voltaje.
- b) Detección de fallas a tierra.

El relevador de sobre voltaje está diseñado para operar en magnitud de voltaje. Cuando el voltaje se eleva por arriba del ajuste de arranque del relevador, los contactos se cierran para proporcionar una señal de disparo. Los relevadores de sobre voltaje pueden ser electromecánicos o estáticos.

El voltaje de arranque o tap es ajustable por taps discretos sobre un rango especificado. Se dispone de varios rangos de tap de arranque, dependiendo del diseño del relevador. Algunos relevadores estáticos proporcionan un ajuste del voltaje de arranque continuo, a través de un rango de tap especificado.

El relevador de sobre voltaje de tiempo de diseño electromecánico, generalmente usa el principio del disco de inducción. Cuando el voltaje aplicado está por arriba del voltaje de arranque, los contactos normalmente abiertos inician el cierre en un tiempo que depende del porcentaje de voltaje que esté por arriba del valor de arranque. De esta acción resulta una característica típica de operación inversa.

Los relevadores de sobre voltaje de diseño estático, proporcionan una característica de operación similar a los diseños electromecánicos. Estos relevadores son frecuentemente compensados y son capaces de soportar altos niveles de esfuerzos sísmicos sin afectar su funcionamiento [20].

Para determinar su ajuste, la norma IEEE Std. 1547-2003 [3] recomienda el rango de ajuste de la tabla 3.15. En esta tabla se muestra el valor porcentual del voltaje y el tiempo en que debe responder el dispositivo de protección.

**Tabla 3.15** Rango de sobre voltajes en la interconexión de fuentes de GD.

Rango de Voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de liberación
$110 < V < 120$	1 segundo
$V \geq 120$	0.16 segundos

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 59 se muestran en la tabla 3.16.

**Tabla 3.16** Datos mínimos de ajuste del relevador de sobre voltaje (59).

Función	Rangos de ajuste
Arranque 1 y 2	5 a 180 V
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos

### 3.4.7 Relevador de frecuencia (81).

Un relevador de frecuencia es un dispositivo que opera con un valor de frecuencia predeterminado, ya sea un valor mayor o menor de la frecuencia nominal de la red. Cuando se usa para operar por debajo de un valor menor a la frecuencia nominal, generalmente el elemento se llama relevador de baja frecuencia y se le conoce por las siglas 81U y cuando funciona por arriba de un valor mayor a la frecuencia nominal, generalmente el elemento se llama relevador de sobre frecuencia y se le conoce por las siglas 81O.

La función del relevador 81U está diseñada específicamente para utilizarse en esquemas de desconexión (tirado) de carga, se utilizan estos relevadores con operación en pasos, es decir, se fijan puntos límites de operación (frecuencia-tiempo). La respuesta del relevador al detectar una baja frecuencia, primeramente desconecta bloques de carga equivalentes al desequilibrio, y si con

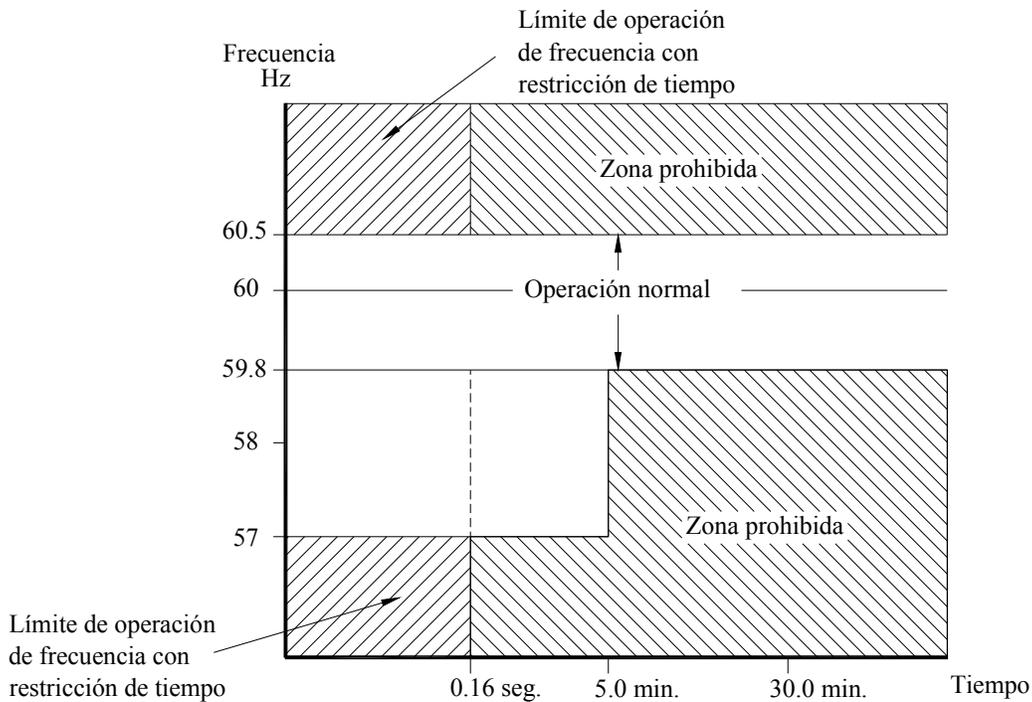
esta medida no se logra mantener la frecuencia dentro de los límites permisibles. Entonces, mandará el disparo de la fuente de GD después de un período de tiempo preestablecido [20].

Para ajustar los tiempos de operación del relevador de frecuencia, se requieren los límites de frecuencia permitidos por la empresa eléctrica. De las cuales podemos mencionar:

- LyFC recomienda un  $\pm 8\%$  de la frecuencia fundamental (60Hz) [23].
- Electricity Association (AE) recomienda un  $-6\%$  y un  $+1\%$  de la frecuencia fundamental (60Hz) con un tiempo de disparo de 0.5 seg. [12].
- IEEE Std.1547-2003 recomienda un rango entre 59.8 – 57.0Hz con un tiempo de disparo entre 0.16 - 300 seg., para menores de 57Hz se tiene un tiempo de 0.16 seg. y un  $+0.5$  Hz para sistemas de 60Hz con un tiempo de disparo de 0.16 seg. [3].

Con estos límites de frecuencia se pueden obtener las curvas de frecuencia límite de operación. En la figura 3.4 se muestra la curva de frecuencia límite de operación típica para la especificación recomendada por el IEEE Std. 1547-2003 y es la que actualmente se está utilizando para el ajuste de los relevadores de frecuencia en los casos de la interconexión de fuentes de GD.

De acuerdo a la figura 3.4 es posible obtener los ajustes de frecuencia y tiempo del relevador de baja y sobre frecuencia, considerando que el sistema se encuentra en estado normal de operación en la franja entre 60.5 y 59.8 Hz. Como se utilizan relevadores de frecuencia instantáneos y se hacen disparar por medio de relevadores auxiliares de tiempo, se recomiendan tres pasos de frecuencia y tiempo, para adaptar su característica de operación a la curva de frecuencia límite de operación de la red y de las cargas. Con esto se puede decir que el relevador de baja frecuencia se ajusta entre el rango de 59.8 a 57 Hz, donde el relevador manda una señal de alarma con un máximo de tiempo de 5 minutos para la realización de cualquier maniobra. Si la frecuencia cae mas allá de la frecuencia de 57 Hz, el tiempo será de 0.16 segundos, el relevador mandará el disparo de la fuente de GD. El ajuste para el caso del relevador de sobre frecuencia será de otro paso, el cual se ajusta con un límite máximo superior de 60.5 Hz y con un tiempo de 0.16 segundos, para desconectar la fuente de GD.



**Figura 3.4** Curva de frecuencia límite de operación.

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 81 se muestran en la tabla 3.17.

**Tabla 3.17** Datos mínimos de ajuste del relevador de frecuencia (81).

Función	Rangos de ajuste
Arranque 1, 2, 3 y 4	50 a 67 Hz
Tiempo de retardo 1, 2, 3 y 4	2 a 65 500 ciclos

### 3.4.8 Relevadores de razón de cambio de frecuencia (81R).

El relevador de razón de cambio de frecuencia (81R) conocido como ROCOF por sus siglas en inglés “Rate of change of frequency” puede detectar condiciones de formación de islas. Cuando la fuente de GD está aislada, la frecuencia se incrementa o disminuye rápidamente, dependiendo de la desigualdad entre la carga y la generación de la fuente de GD. Para el caso de los relevadores de baja y sobre frecuencia, si sus ajustes están muy lejos de la frecuencia nominal, entonces es difícil detectar la condición de isla. El relevador de razón de cambio de frecuencia proporciona una detección adecuada en la condición de isla.

Esta función puede tener una característica de bloqueo automática, para desactivar la función 81R durante condiciones de desbalance y otras condiciones en el sistema. En algunos casos se utiliza el voltaje de secuencia negativa para bloquear la función 81R. Cuando el voltaje medido de secuencia negativa excede el ajuste de inhibición, la función 81R se bloquea. Los ajustes de retardo de tiempo y magnitud de la función 81R deben basarse en estudios de simulaciones [21].

Al presentarse la pérdida de la red de suministro, algunas de las cargas tendrán que ser alimentadas por la fuente de GD. El déficit de la generación resultante causará una razón de cambio de frecuencia el cual, sin considerar la acción del gobernador. Para determinar su ajuste de Hz/seg. puede determinarse con una buena aproximación por la ecuación 3.1.

$$df / dt = (P_{LO} * f_r^2 - P_{TO} * f_r^2) / (2 * H * P_{TNOM} * f_r) \quad (3.1)$$

donde,

$P_{TNOM}$  = Capacidad de la planta de generación en MW.

$P_{LO}$  = Carga en MW en razón de frecuencia ( $f_r$ ).

$P_{TO}$  = Salida de la planta de generación en MW.

$H$  = Constante de inercia de la planta de generación en MW segundos por MVA.

$f_r$  = Razón de frecuencia.

Los datos de ajuste mínimos que requieren los relevadores 81R se muestran en la tabla 3.18.

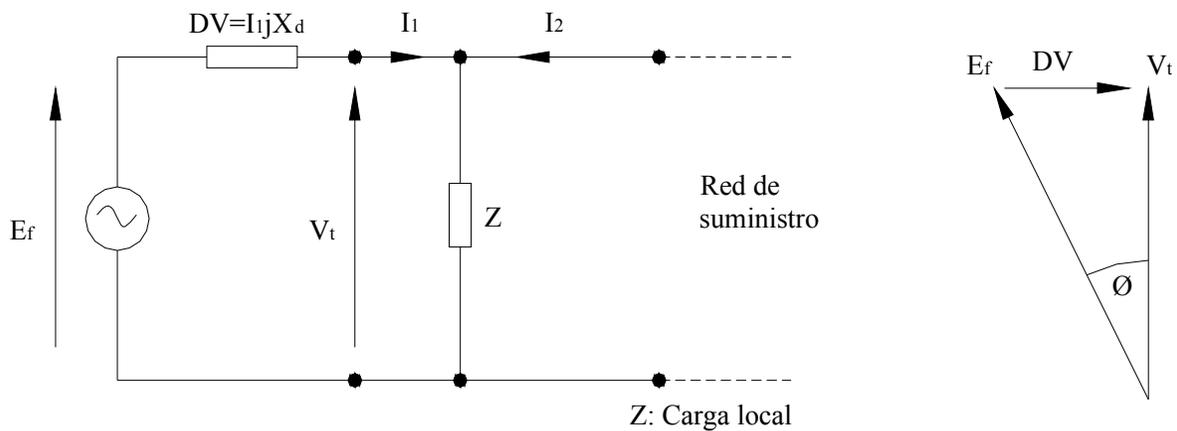
**Tabla 3.18** Datos mínimos de ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Función	Rangos de ajuste
Arranque 1 y 2	0.10 a 20.00 Hz/seg.
Tiempo de retardo 1 y 2	1 a 8160 ciclos
Voltaje de secuencia negativa de inhibición	0 a 99%

### 3.4.9 Relevadores de desplazamiento (*vector shift*).

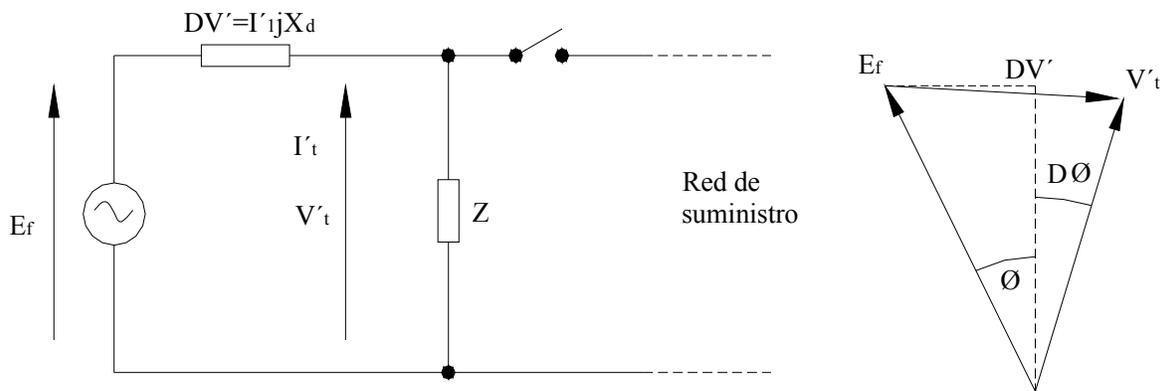
Este relevador de desplazamiento (*vector shift*), generalmente se utiliza para detectar la pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD con la red de distribución

Durante una operación normal el voltaje en terminales ( $V_t$ ) de la fuente de GD (generador síncrono) se atrasa con respecto al voltaje de la máquina ( $E_f$ ), el defasamiento es el ángulo del rotor ( $\emptyset$ ), en la figura 3.5 se muestra este desplazamiento, el cual se define por la diferencia de voltaje entre  $E_f$  y  $V_t$ , está dado por  $DV = I_1 * jX_d$ . Si la red de distribución se desconecta de la sección de la red suministrada parcialmente por la fuente de GD, la carga en la fuente se incrementa y esto causa una desviación en el ángulo de desplazamiento del rotor, en la figura 3.6 se muestra este cambio del ángulo. El voltaje en terminales da un brinco a un nuevo valor y la posición de fase cambia como se muestra en la figura 3.7 [21].



**Figura 3.5** Ángulo de desplazamiento del rotor en operación normal.

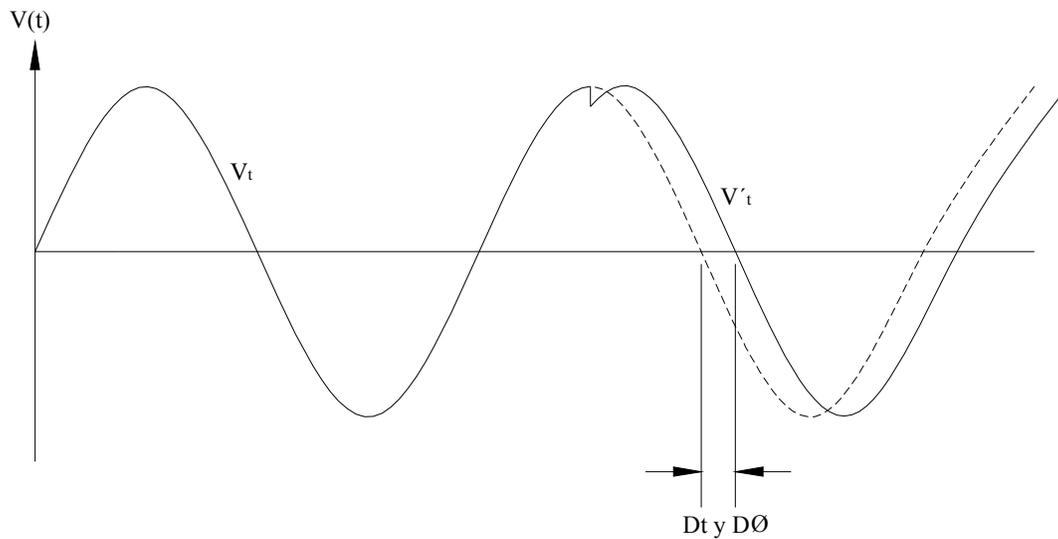
El relevador de desplazamiento (vector shift) monitorea continuamente la duración de cada ciclo de la onda de voltaje e inicia el disparo instantáneamente, si la duración de un ciclo cambia comparado con el ciclo previo, en un ángulo mayor que el ajuste ( $D\emptyset$ ) del relevador de desplazamiento (vector shift). El ajuste recomendado es de  $6^\circ$ , y para redes débiles puede ser necesario incrementar este valor a  $12^\circ$  para prevenir falsas operaciones cuando se arranca o interrumpe un gran bloque de carga. En algunas referencias recomiendan un ajuste típico del relevador de desplazamiento (vector shift) entre  $8^\circ$  y  $12^\circ$ . En la tabla 3.19 se muestran los datos mínimos requeridos para ajustar el relevador vector shift.



**Figura 3.6** Ángulo de desplazamiento del rotor en operación isla.

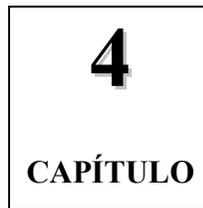
**Tabla 3.19** Datos mínimos de ajuste del relevador vector shift.

Función	Rangos de ajuste
Arranque	2° a 24°
Tiempo de retardo	Mayor a 2 ciclos + 5 ms.



**Figura 3.7** Variación de la onda de voltaje.

# ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE PRUEBA



## 4.1 Introducción.

Con la ayuda de un programa comercial (Power Tools SKM) se simularon eventos anormales en distintos puntos de la red de distribución de prueba. Los eventos analizados fueron: fallas trifásicas, disparos de cargas, disparo de la fuente de suministro (compañía suministradora), disparo de la fuente de GD. Estas simulaciones se realizaron en forma dinámica utilizando un módulo del programa comercial. Además, se simularon fallas de línea a tierra en distintos puntos de la red, estas se realizaron en estado estable debido a las limitaciones del programa. Se consideraron tres condiciones de operación en la red, la primera es cuando la fuente de la compañía suministradora y la fuente de GD suministran en forma simultánea energía a la red (lo que comúnmente se conoce como operación en paralelo), la segunda es cuando la fuente de la compañía suministradora es la única que suministra energía a la red y la tercera es cuando solamente la fuente de GD suministra energía a la red (esto se conoce como operación en isla).

A partir de una serie de condiciones anormales simuladas en la red de distribución de prueba, se determinaron los ajustes de los dispositivos de protección de la interconexión de acuerdo a las recomendaciones de la norma IEEE Std. 1547-2003 [3].

Se analizó el comportamiento de la respuesta de los dispositivos de protección que protegen la interconexión de la fuente de GD. Con esto se podrá determinar si los ajustes y tiempos de operación establecidos por recomendaciones y normas, son suficientes y apropiados para proteger la operación continua y en paralelo de la red de distribución con la fuente de GD ante cualquier disturbio externo de la fuente de GD. Los dispositivos de protección de la interconexión para la

red de prueba pueden estar dentro del mismo conjunto de protecciones de la fuente de GD, integrados en un solo relevador del tipo multifunción.

## **4.2 Análisis de la red de prueba.**

Para analizar efectivamente la respuesta de los dispositivos de protección de una red de distribución, en la cual se tiene una fuente GD interconectada es necesario realizar los estudios siguientes:

- a) Flujos de carga.
- b) Cortocircuito.
- c) Ajuste y coordinación de las protecciones.

### **4.2.1 Flujos de carga.**

Este análisis es útil para verificar el estado de operación normal de la red. El estudio de flujo de carga se realiza para evaluar la capacidad de los cables, los transformadores y los dispositivos protección con sobrecargas continuas y de emergencia. El cálculo de flujo de carga proporciona los voltajes en todos los buses de la red. Esta información es útil para determinar el impacto del voltaje anormal en los equipos eléctricos. El estudio puede contribuir en la evaluación del impacto en el arranque de motores y puede ayudar a recomendar la capacidad de los equipos de generación local y la corrección del factor de potencia en la red [21].

### **4.2.2 Cortocircuito.**

En este trabajo se realizaron estudios de cortocircuito en estado estable y dinámico, para determinar el nivel de corriente de cortocircuito en cada punto de protección y analizar el comportamiento de las variables eléctricas y la respuesta de los dispositivos de protección en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) de la fuente de GD.

Primeramente, se presentan los resultados obtenidos de la simulación de fallas trifásicas en buses de mayor impacto, este se realizó sin y con la fuente de GD conectada a la red. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.1. Posteriormente, se presentan los resultados obtenidos de las fallas de fase a tierra en los mismos buses, sin y con la fuente de GD. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.2.

**Tabla 4.1** Resultados del estudio de cortocircuito trifásico.

Bus	Estado estable			Comportamiento dinámico		
	Sin fuente de GD	Con fuente de GD	Diferencia entre If's sin y con fuente de GD (%)	Sin fuente de GD	Con fuente de GD	Diferencia entre If's sin y con fuente de GD (%)
	Icc (Amps)	Icc (Amps)		Icc (Amps)	Icc (Amps)	
BUS-1	3967.60	4109.89	3.58	3862.80	4069.62	5.35
BUS-2	4091.29	4343.85	6.17	3743.20	4131.00	10.36
BUS-3	4157.30	4431.62	6.59	3952.75	4370.30	10.56
BUS-4	2462.23	3156.95	28.21	2110.30	3005.90	42.43
BUS-5	2481.25	3284.49	32.37	2100.40	3068.40	46.08
BUS-6	7384.88	16220.39	119.64	5853.62	14741.00	151.82
BUS-7	7383.03	16170.84	119.02	5773.12	13368.50	131.56
BUS-8	7393.31	16289.89	120.33	5893.20	14828.70	151.62
BUS-9	7393.41	16258.43	119.90	5905.05	14786.70	150.40
BUS-10	7319.24	15927.80	117.61	5500.00	14150.00	157.27
BUS-11	7293.90	15794.10	116.53	5479.00	14030.00	156.06
BUS-12	7285.98	15765.96	116.38	5473.00	14010.00	155.98
BUS-20	7322.08	15902.64	117.18	5500.00	14121.00	156.74
BUS-21	7286.08	15736.01	115.97	5473.00	13985.00	155.52
BUS-22	7322.08	15902.64	117.18	5500.00	14121.00	156.74
BUS-25	1330.05	1513.60	13.80	1151.35	1459.28	26.74
BUS-26	1366.41	1532.90	12.18	1169.57	1454.90	24.39
BUS-30	2737.18	2835.18	3.58	2450.93	2631.38	7.36

En las tablas 4.1 y 4.2 se reafirma la importancia de considerar la aportación de corriente de cortocircuito de la fuente de GD. Es necesario disponer de herramientas computacionales con la capacidad de realizar estudios dinámicos para determinar la corriente que circula en cada rama para una falla dada en la red y así poder ajustar adecuadamente los dispositivos de protección tanto del PAC como los de la red de distribución.

Los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito trifásico mostrados en la tabla 4.1 y los de cortocircuito de fase a tierra mostrados en la tabla 4.2 muestran que tanto en los estudios en estado estable y dinámico presentan una mayor corriente de cortocircuito para la falla en el bus en la cual está interconectado la fuente de GD (Bus-8), esto quiere decir que la fuente de GD

aporta una mayor contribución de corriente de falla y que las fallas cercanas a esta fuente, tendrán un mayor impacto en las cargas.

**Tabla 4.2** Resultados del estudio de cortocircuito de fase a tierra.

Bus	Estado estable		
	Sin fuente de GD	Con fuente de GD	Diferencia entre If's sin y con fuente de GD (%)
	Icc (Amps)	Icc (Amps)	
BUS-1	2962.83	3015.48	1.77
BUS-2	4089.00	4255.76	4.07
BUS-3	4355.47	4554.65	4.57
BUS-4	1309.87	1423.46	8.67
BUS-5	1332.27	1463.14	9.82
BUS-6	8896.18	15962.08	79.42
BUS-7	8899.33	15945.17	79.17
BUS-8	8905.84	16012.28	79.79
BUS-9	8906.97	15992.90	79.55
BUS-10	8738.98	15478.12	77.11
BUS-11	8678.21	15279.32	76.06
BUS-12	8664.90	15243.77	75.92
BUS-20	8743.09	15465.75	76.89
BUS-21	8665.97	15227.71	75.71
BUS-22	8743.09	15465.75	76.89
BUS-25	761.77	798.98	4.88
BUS-26	763.65	796.02	4.23
BUS-30	2026.82	2062.19	1.74

#### 4.2.3 Ajuste de los dispositivos de protección de la red de distribución.

Los ajustes de los dispositivos de protección de la red de distribución de prueba fueron recopilados en campo de los propios dispositivos [25]. En las tablas 4.3 y 4.4 se muestran los ajustes de los dispositivos de protección tanto de fase y de tierra que protegen a la red de prueba, las cantidades en paréntesis representan cantidades primarias.

**Tabla 4.3** Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de fase de la red de prueba.

Dispositivo	Modelo	Ajustes				
		RTC	Tap	Dial	Instantáneo	Tipo de curva
Rel-1	Westinghouse, CO-8 50/51	300:5	3.5 (210 A)	6.0	30.0 (1800 A)	Inversa
Rel-2	Westinghouse, CO-8 50/51	300:5	3.5 (210 A)	6.0	30.0 (1800 A)	Inversa
Rel-3	GE, IFC 51, 50/51	600:5	6.0 (720 A)	5.0	---	Inversa
Rel-3A	GE, IFC 51, 50/51	600:5	5.0 (600 A)	4.0	35.0 (4200 A)	Inversa
Rel-4	GE, IFC 51, 50/51	600:5	6.0 (720 A)	5.0	40.0 (4800 A)	Inversa
Rel-4A	GE, IFC 51, 50/51	600:5	5.0 (600 A)	4.0	35.0 (4200 A)	Inversa
Rel-5	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.7 (240 A)	0.35	13 (3120 A)	Muy inversa

**Tabla 4.3** Continuación...

Rel-6	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	300:5	0.55 (165 A)	0.3	25 (4125 A)	Muy inversa
Rel-7	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	100:5	LTPU 0.05 (5 A)	0.02	---	Muy inversa
Rel-8	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	200:5	LTPU 0.85 (170 A)	0.3	12 (2040 A)	Muy inversa
Rel-9	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.7 (420 A)	0.2	---	Muy inversa
Rel-10	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	1000:5	LTPU 0.05 (50 A)	0.02	---	Normalmente inversas
Rel-11	Siemens, 7SJ80 5A, Def Time	1500:5	---	0.2	7.0 (2100 A)	Tiempo definido
Rel-12	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-13	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-14	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-19	Siemens, 7SJ80 5A, Def Time	300:5	LTPU 4.5(1350 A)	---	---	Tiempo definido
Rel-21	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-22	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-23	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	3.0 (90 A)	3.0	---	Inversa
Rel-30	GE, IFC 51, 50/51	600:5	5.0 (600 A)	3.0	30.0 (3600 A)	Inversa

**Tabla 4.4** Ajustes iniciales de los dispositivos de protección de tierra de la red de prueba.

Dispositivo	Modelo	Ajustes				Tipo de curva
		RTC	Tap	Dial	Instantáneo	
Rel-1	Westinghouse, CO-8 50/51	300:5	4.0 (240 A)	3.0	26.0 (1560 A)	Inversa
Rel-2	Westinghouse, CO-8 50/51	300:5	4.0 (240 A)	4.0	26.0 (1560 A)	Inversa
Rel-3	GE, IFC 51, 50/51	600:5	4.0 (480 A)	4.0	---	Inversa
Rel-3A	GE, IFC 51, 50/51	600:5	4.0 (480 A)	3.0	25.0 (3000 A)	Inversa
Rel-4	GE, IFC 51, 50/51	600:5	4.0 (480 A)	5.0	40 (4800 A)	Inversa
Rel-4A	GE, IFC 51, 50/51	600:5	4.0 (480)	4.0	35.0 4200 A)	Inversa
Rel-5	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.35 (210 A)	0.35	22 (4620A)	Muy inversa
Rel-6	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	300:5	LTPU 0.55 (165 A)	0.3	25 (4125 A)	Muy inversa
Rel-7	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.35 (210 A)	0.35	22 (4620A)	Muy inversa
Rel-8	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	300:5	LTPU 0.3 (90 A)	0.45	14 (1260 A)	Muy inversa
Rel-9	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.4 (240 A)	0.05	---	Muy inversa
Rel-10	Siemens, 7SJ50 5A, EI, NI, VI	600:5	LTPU 0.4 (240 A)	0.05	---	Muy inversa
Rel-11	Siemens, 7SJ80 5A, Def Time	1500:5	3.0 (900 A)	0.1	---	Tiempo definido

**Tabla 4.4** Continuación...

Rel-12	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65		Inversa
Rel-13	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65		Inversa
Rel-14	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65	---	Inversa
Rel-19	Siemens, 7SJ80 5A, Def Time	300:5	4.5 (270 A)	---	---	Tiempo definido
Rel-21	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65		Inversa
Rel-22	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65		Inversa
Rel-23	Siemens 3UC3, 50/51	150:5	0.65 (19.5 A)	0.65		Inversa
Rel-30	GE, IFC 51, 50/51	600:5	1.5 (180 A)	3.0	11 (1320 A)	Inversa

### 4.3 Criterios de ajuste de los dispositivos de protección de la interconexión.

Los cálculos de ajuste de los dispositivos de protección de la interconexión, se realizaron de acuerdo a los criterios y recomendaciones de diversos organismos como el IEEE, AE y CFE.

La función de las protecciones de interconexión es prevenir que el generador continúe suministrando energía a la red cuando esté aislada o en condiciones de voltajes anormales. Si la sección de la red a la que se conecta la fuente de GD ya no suministra energía o el voltaje ya no es normal, debe realizarse la desconexión inmediata y automáticamente de la fuente de GD.

Los ajustes de los dispositivos de protección de la interconexión de la fuente de GD están basados en criterios normalizados por organismos, algunas recomendaciones publicadas en artículos y en procedimientos [3, 12 y 30].

#### 4.3.1 Criterios de ajustes por la norma IEEE.

- a) Frecuencia. cuando la frecuencia de la red está dentro del rango de la tabla 4.5, la fuente de GD se desconectará de la red de distribución en el margen de tiempo indicado. El tiempo de liberación es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión de la fuente de GD. Para fuentes de GD menores o iguales a 30 kVA de capacidad máxima, los puntos de ajuste de frecuencia y tiempos de liberación serán fijos o ajustables en el rango. Para fuentes de GD mayores a 30 kVA, los puntos de ajuste de frecuencia serán ajustables en el rango.

**Tabla 4.5** Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales.

Tamaño de la fuente de GD	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de respuesta <sup>1</sup> (segundos)
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< (59.8 – 57.0) (punto ajustable)	Ajustable entre 0.16 – 300
	< 57.0	0.16

<sup>1</sup> FGD ≤ 30 kW, tiempo de respuesta máxima; FGD > 30 kW, tiempo de respuesta por defecto.

- b) Voltaje: los dispositivos de protección de la interconexión de la fuente de GD sensorán voltajes de fase a fase efectivos (rms), excepto cuando se utilice un transformador de interconexión con conexión estrella – estrella o corresponda a una instalación monofásica, en la cual sensorán voltajes de fase a neutro. Cuando el voltaje esté dentro del rango dado en la tabla 4.6, la fuente de GD se desconectará en un margen de tiempo de liberación dado. El tiempo de liberación, es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión de la fuente de GD. Para fuentes de GD menores o iguales a 30 kVA de capacidad máxima, los puntos de ajuste de voltaje y tiempos de liberación serán fijos o ajustables en el rango. Para fuentes de GD mayores a 30 kVA, los puntos de ajuste de voltaje serán ajustables en el rango.

**Tabla 4.6** Respuesta del sistema de interconexión para voltajes anormales.

Rango de voltaje (% del voltaje base <sup>1</sup> )	Tiempo de respuesta <sup>2</sup> (segundos)
V < 50	0.16
50 ≤ V < 88	2.00
110 < V < 120	1.00
V ≥ 120	0.16

<sup>1</sup> El voltaje base es el voltaje nominal del sistema indicado en ANSI C84.1-1995 Tabla 1.

<sup>2</sup> FGD ≤ 30 kW, tiempo de respuesta máxima; FGD > 30 kW, tiempo de respuesta ajustable.

- c) Reconexión: después de un disturbio en la red de distribución, la fuente de GD no se reconectará hasta que el voltaje y la frecuencia de la red de distribución estén dentro de rangos establecidos. La fuente de GD se reconectará después de un tiempo de retardo superior a los 5 minutos después de que las variables de voltaje y frecuencia estén dentro del rango establecido.

- d) Condiciones de operación en isla: Para esta condición de operación de la fuente de GD, la cual alimenta una parte de la red de distribución a través del PAC, el sistema de interconexión de la fuente de GD detectará una condición de isla y desconectará la fuente de GD después de 2 segundos de la formación de isla.

#### **4.3.2 Criterios de ajustes por Engineering Recommendation G59/1.**

- a) Voltaje de secuencia negativa: El nivel de voltaje de secuencia negativa en el PAC no debe exceder el 1.3% del voltaje de secuencia positiva.
- b) Desviación del ángulo del voltaje. El ajuste recomendado es de 6°, pero en redes débiles puede ser necesario incrementarse hasta 12° para prevenir operaciones no deseadas cuando se interrumpe una gran parte de la carga del consumidor.
- c) Razón de cambio de frecuencia (ROCOF) con frecuencia fija por 0.1 a 1.0 Hz/seg. con un tiempo de retardo de 0.2 a 0.5 segundos.

#### **4.3.3 Recomendaciones por CFE.**

- a) Ajuste de la corriente de disparo del relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo con control de voltaje (51VC) al 80%.
- b) Ajustes del 50% y 40% de la potencia mínima de motorización para el relevador de potencia inversa (32).

#### **4.4 Ajuste de los dispositivos de protección de la interconexión de la GD.**

Existen varios esquemas de protección utilizados en la interconexión de la GD. Los ajustes de cada uno de estos, se describen a continuación.

##### **4.4.1 Protección contra fallas entre fases y de fase a tierra.**

Los dispositivos de protección comúnmente utilizados para la detección de estas fallas son los dispositivos de sobrecorriente, los cuales operan al detectar una corriente superior a su valor de

ajuste. La interconexión de las fuentes de GD provoca que la corriente de falla modifique la magnitud y comportamiento, debido a la aportación de estas fuentes, también en su comportamiento transitorio y subtransitorio.

Debido a esta situación, en la protección de las fallas de fase en el PAC se recomiendan dos alternativas de protección ante el comportamiento decreciente de la corriente de cortocircuito de la fuente de GD. Estas alternativas son:

- 1) Relevador de sobrecorriente con control del voltaje (51VC).
- 2) Relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).

Además en algunos casos se recomienda la función de sobrecorriente direccional (67) para incrementar la sensibilidad del arranque para las fallas de fase.

La protección de fallas a tierra depende en gran medida de la conexión del devanado primario del transformador de interconexión con la fuente de GD. Para devanados del transformador conectados a tierra se utiliza un relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N), el cual está alimentado del neutro del transformador. En algunos casos, se recomienda también un relevador de sobrecorriente direccional de neutro (67N). Este esquema proporciona protección en el Punto de Acoplamiento Común (PAC) contra fallas a tierra, así como también protección de respaldo para fallas a tierra en la red de distribución.

Cuando el devanado primario del transformador de interconexión no está aterrizado, se recomienda los dispositivos de protección de sobre y bajo voltaje de neutro (59N y 27N). Los transformadores de potencial (TP) que alimentan a estos relevadores tienen sus devanados primarios aterrizados. Estos devanados primarios están generalmente clasificados para voltaje entre fases. Muchas empresas eléctricas utilizan sólo un TP para los relevadores 59N y 27N o tres TP conectados en configuración delta abierta [9].

Otro caso mas, se presenta cuando la fuente de GD está interconectada en forma directa, el cual normalmente está aterrizado a través de una resistencia. En estos casos se recomienda un

dispositivo de protección de sobrecorriente instantáneo de neutro (50N) o un dispositivo de protección de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N), los cuales están alimentados del neutro de la fuente de GD [21].

#### 4.4.1.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC).

Primeramente, se calcula la corriente nominal ( $I_n$ ) en el punto de enlace. En este ejemplo, la potencia máxima ( $P_{max}$ ) del generador es de 29.6 MW, el voltaje de operación ( $V_n$ ) de 13.8 kV, con un factor de potencia (FP) de 0.8.

$$I_n = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} * V_n * FP} = \frac{29600}{\sqrt{3}(13.8) * (0.8)} = 1547.96 \text{ Amps.}$$

Posteriormente, se selecciona la relación de transformación del TC (RTC), la cual se determina en base a la corriente nominal, y de acuerdo a los valores normalizados de la RTC dados en la norma IEEE Std. C57.13-1993 [31] se elige un TC con RTC de 1500:5.

Para ajustar al relevador 51VC, se calcula el valor de la corriente de disparo ( $I_{pickup}$ ), este debe de estar entre el 30 y el 40% de la corriente nominal de acuerdo a la norma IEEE Std. C37.102-1987 [19], por lo que:

$$I_{pickup} = I_n * 0.4 = (1547.96)(0.4) = 619.18 \text{ Amps.}$$

Existe otra forma de calcular el ajuste de la  $I_{pickup}$  para el relevador 51VC, basándose en la corriente de falla en terminales del generador, el cual se obtiene de la relación del voltaje en terminales del generador ( $V_t$ ) y la reactancia síncrona ( $X_s$ ), dados en valores en por unidad (pu) [30]

$$I_{falla}^g = \frac{V_t}{X_s} = \frac{1.0}{1.867} = 0.535 \text{ pu}$$

para determinar la corriente en amperes, se multiplica este valor por la corriente base ( $I_{base}$ ), que es igual a la  $I_n$ .

$$I_{falla}^g = I_{base} * I_{falla}^g = (1547.96)(0.535) = 828.15 \text{ Amps.}$$

Algunas compañías eléctricas (por ejemplo CFE) ajustan la corriente de disparo al 80% de  $I_{falla}^g$  [30] para dar una mayor sensibilidad, por lo que:

$$I_{pickup} = I_{falla}^g * 0.8 = (828.15)(0.8) = 662.52 \text{ Amps.}$$

Para este caso, se utiliza el ajuste de la corriente de disparo más sensible ( $I_{pickup}$ ), por lo tanto, la corriente en el secundario del TC ( $I_{STC}$ ):

$$I_{STC} = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{619.18}{1500/5} = 2.06 \text{ Amps.}$$

con la  $I_{STC}$  se ajusta el tap del relevador al valor de 2.06 A.

Dado que las curvas de operación del relevador están representadas en múltiplos de tap y tiempo, entonces es necesario calcular el múltiplo del tap (MT), la cual se obtiene de la relación de la corriente de falla máxima ( $I_F$ ) secundaria que circula por el PAC y el valor del tap.

$$MT = \frac{I_F / RTC}{tap} = \frac{9168.52/300}{2.06} = 14.83$$

Con el valor del MT calculado y el tiempo de respuesta requerido de 0.5 segundos necesarios para una adecuada coordinación, se selecciona una característica inversa (Curva del IEC), con un ajuste de tiempo (dial) de 0.2.

La otra función del relevador 51VC que debe determinarse es el nivel máximo de tensión que se presenta ante la falla más lejana que se desea detectar.

De acuerdo con los cálculos de los distintos disturbios simulados en la red de prueba, se obtuvo el 77% como el nivel máximo de tensión en el PAC.

De la relación de transformación normalizada, se tiene un TP de:

$$RTP = \frac{V_{prim}}{V_{sec}} = \frac{14400}{120} = 120$$

Esta función se ajusta de acuerdo a la máxima caída de tensión ante las fallas, por lo que se determina el ajuste en voltaje en el lado secundario del TP:

$$\text{Control de voltaje} = \frac{0.77 * V_n}{RTP} = \frac{0.77 * 13800}{120} = 88.55 \text{ Volts}$$

Dado que el relevador seleccionado tiene incrementos de 1 volt en su control de ajuste, entonces se ajusta en 88 volts.

#### **4.4.1.2 Ajuste del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).**

Al igual que el relevador 51VC se determina el valor de la  $I_n$  en el punto de enlace. La  $I_n = 1547.96$  Amps.

Posteriormente, se selecciona la RTC de la misma forma para el caso del relevador 51VC, se tiene un RTC = 1500:5

Para ajustar al relevador 51VR, se calcula la  $I_{pickup}$  con el 100% de voltaje, esto se obtiene multiplicando la  $I_n$  por un factor de 1.5 - 2.0, de acuerdo a la norma IEEE Std. C37.102-1987 [19].

$$I_{pickup} = I_n * 1.5 = (1547.96)(1.5) = 2321.94 \text{ Amps.}$$

Con la  $I_{pickup}$  y la RTC se calcula la  $I_{STC}$ .

$$I_{STC} = \frac{2321.94}{1500/5} = 7.74 \text{ Amps.}$$

con la  $I_{STC}$  se ajusta el tap del relevador al valor de 7.74 A.

De acuerdo a [19] es necesario verificar la operación del relevador 51VR a cero volts, y para cero volts la sensibilidad del relevador se ajusta al 25% del ajuste con 100% de restricción de voltaje. Este porcentaje varía dependiendo de las características del modelo de relevador.

$$I_{pickup} = 7.74 * 1500 / 5 * 0.25 = 580.5 \text{ Amps.}$$

Las curvas de operación de los relevadores proporcionadas por el fabricante están representadas en múltiplos de tap y tiempo, del procedimiento anterior se calcula el MT para la falla máxima en el PAC, donde es:

$$MT = \frac{I_F}{RTC * tap} = \frac{9168.52}{(300)(7.74)} = 3.94$$

Con el valor del MT calculado, el tiempo de respuesta de 0.5 segundos, requerido para una coordinación adecuada y utilizando la curva de operación del relevador de característica inversa, se obtuvo un ajuste de tiempo (dial) de 0.2, con una corriente de disparo del 25 % de la corriente nominal del generador con 0% de restricción de voltaje.

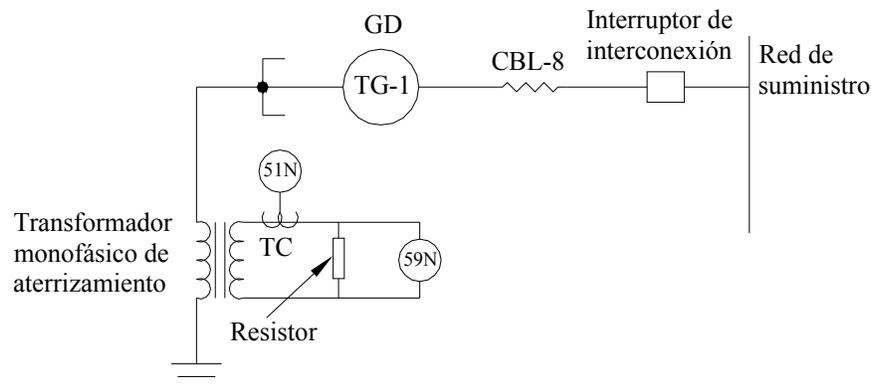
En la tabla 4.7 se muestran los ajustes de los relevadores 51V con control y restricción de voltaje.

**Tabla 4.7** Ajuste de los relevadores 51V con control y restricción de voltaje.

Función	Ajustes	
	Control de voltaje	Restricción de voltaje
RTC	1500:5	1500:5
Corriente de arranque (tap)	2.06 A	7.74 A
Ajuste de tiempo (Dial)	0.2	0.2
Tipo de curva	Inversa (IEC)	Inversa (IEC)
Voltaje	88 V	Ajuste automático

#### 4.4.1.3 Ajuste del relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N).

Este relevador se encuentra ubicado en el neutro de la fuente de GD, que está conectado a través de un transformador de distribución monofásico. En la figura 4.1 se muestra la ubicación de este dispositivo de protección.



**Figura 4.1** Ubicación del relevador 51N.

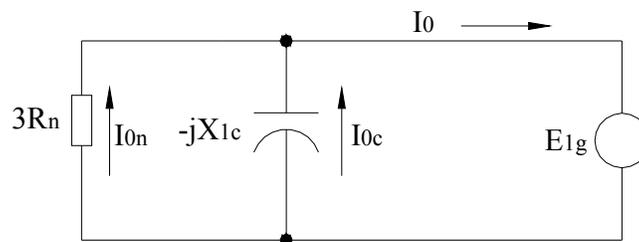
Para determinar su ajuste es necesario determinar la máxima corriente de falla que circulara en el neutro ante una falla de fase a tierra.

La resistencia en el neutro del lado primario del transformador de distribución monofásico es de 2500 ohms. Dado que la reactancia capacitiva viene dada por:

$$X_{0C} = 3R = 3(2500) = 7500 \text{ ohms/fase}$$

Supóngase una falla de fase a tierra en las terminales de la fuente de GD, y que esta representa el peor caso para la corriente de falla.

Este análisis se obtiene haciendo uso de las componentes simétricas, en la que una condición de falla de fase a tierra las redes de secuencia positiva, negativa y cero son conectadas en serie. Las impedancias de secuencia positiva y negativa de la red, así como la impedancia de secuencia cero de la fuente de GD pueden ser despreciadas debido a que son extremadamente pequeñas, comparadas con el circuito equivalente compuesto por la resistencia del neutro y la capacitancia distribuida de secuencia cero. Entonces, el circuito equivalente aproximado puede ser representado como se muestra en la figura 4.2, de donde se deduce la ecuación 4.1.



**Figura 4.2** Red de secuencia equivalente.

$$I_0 = I_{0n} + I_{0c} \quad (4.1)$$

donde,

$I_0$ : Corriente de falla total de secuencia cero.

$I_{0n}$ : Corriente de secuencia cero que fluye en la resistencia de neutro.

$I_{0c}$ : Corriente de secuencia cero que fluye en la reactancia capacitiva concentrada.

Se obtiene la impedancia de secuencia cero equivalente ( $Z_{0eq}$ ) de la combinación de  $3R$  y

$jX_{0c}$ :

$$Z_{0eq} = 0.5(3R + jX_{0c}) = 0.5(7500 + j7500) = (3750 + j3750) \text{ ohms.}$$

Si  $E_{1g}$  es la tensión de fase a neutro de la fuente de GD (secuencia positiva). Entonces,  $I_0$  en la falla es:

$$I_0 = \frac{E_{1g}}{Z_{0eq}} = \frac{13800/\sqrt{3}}{3750 + j3750} = 1.06 + j1.06 \text{ Amps}$$

puesto que  $I_{falla} = 3I_0$ , entonces:

$$I_{falla} = 3(1.06 + j1.06) = 3.18 + j3.18 \text{ Amps.}$$

Dado que  $I_{0n}$  es la corriente que fluye en el neutro de la fuente de GD para una falla de fase a tierra en las terminales de la fuente de GD. La corriente  $I_{sec}$  que fluye en el secundario del transformador de distribución y a través de la resistencia R es  $I_{0n}$ . La relación de transformación de distribución para este caso, se tiene:

$$V_{prim} = 1.05(V_{fase/neutro}) = 1.05 \frac{13800}{\sqrt{3}} = 8365.8 \text{ volts.}$$

de acuerdo al voltaje primario del transformador de distribución, se selecciona el valor comercial mas cercano al voltaje calculado, para este caso se tiene que el voltaje primario y secundario del transformador de distribución es 8300 y 240 Volts, respectivamente.

Por lo tanto, la corriente por el neutro en lado del secundario del transformador de distribución ( $I_{nsec}$ ) es

$$I_{n\text{sec}} = 3.18 \frac{8300}{240} = 109.97 \text{ Amps.}$$

Entonces, la corriente en el relevador de sobrecorriente de neutro (51N) es:

$$I_{n\text{STC}} = \frac{I_{\text{sec}}}{\text{RTC}} = \frac{109.97}{20} = 5.49 \text{ Amps.}$$

El relevador de sobrecorriente se ajusta en lo más sensible posible, sin que ocasione falsas operaciones de disparo. Cuando la fuente de GD se encuentra en operación normal con la red de distribución, puede existir una pequeña corriente en el neutro debido al desbalance del sistema y generador por componentes armónicos, principalmente por la tercera armónica. Esta corriente del neutro varía directamente con la carga del generador y fluye la máxima corriente por el relevador cuando la máquina está operando a plena carga. Esta corriente, generalmente es menor a 0.5 A. Las mediciones reales de campo en 29 unidades hidroeléctricas y 59 unidades térmicas con capacidades de 15 MW a 950 MW, se registraron corrientes de neutro por los relevadores de 0.1 A a 0.6 A con un valor promedio de 0.3 A.

Por lo tanto, es necesario que la corriente en la bobina del relevador de tierra, se mida cuando la unidad esté en operación cercana a plena carga.

El valor de corriente de desbalance por el neutro no debe exceder al 75% del ajuste del relevador. Para este caso, se modeló como un sistema totalmente balanceado. Entonces, se consideró el valor promedio medido de 0.3 A, y se ajustó el relevador de tierra con 0.5 A de arranque. El retardo de operación requerido es de 0.4 segundo para que coordine adecuadamente con los relevadores de la red de distribución. Se utilizó la característica de operación del tipo muy inversa, y con esta curva se determina el dial de tiempo de 0.3. En la tabla 4.8 se muestra sus ajustes.

**Tabla 4.8** Datos de ajuste para el relevador de sobrecorriente de neutro (51N).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
RTC	100:5
Corriente de disparo (tap)	0.5 A
Ajuste de tiempo (Dial)	0.3
Tipo de curva	Muy inversa (IEC)

#### **4.4.2 Protección para la detección de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD.**

La manera universal de detectar la pérdida de operación en paralelo entre la red de distribución y la fuente de GD (isla), consiste en establecer un rango de baja y sobre frecuencia en el relevador de frecuencia (81) y un rango de bajo y sobre voltaje con los relevadores de bajo voltaje (27) y sobre voltaje (59) dentro del cual se permite operar a la fuente de GD. Cuando la fuente de GD está en la condición de isla, debido a una falla u otra condición anormal, la frecuencia y el voltaje se mueven rápidamente fuera de los límites de operación normal, esto depende de la diferencia entre los niveles de la carga y la capacidad de generación de la fuente de GD.

En algunas industrias se requiere una mayor rapidez en la detección de la condición de isla, para estos casos se recomienda el uso del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Si la carga y la capacidad de generación de la fuente de GD están cercanas al equilibrio al momento de la formación de la isla, entonces, voltaje y la frecuencia permanecen dentro de los límites de operación normal y entonces no se presenta el disparo por baja/sobre frecuencia o bajo/sobre voltaje. Por lo tanto, se requiere del disparo de transferencia llevado a cabo mediante un canal de comunicación confiable.

Cuando se presenta la condición de isla, donde la fuente de generación consiste de un generador de inducción con capacitores instalados en postes y la capacidad del generador es cercana a la carga puede ocurrir una condición de resonancia, el cual produce un sobre

voltaje no senoidal, entonces se recomienda utilizar un relevador de sobre voltaje instantáneo (59I) para que responda a picos de sobre voltaje y así detectar esta condición.

Cuando se detecta la condición de isla, las protecciones de la interconexión deben responder rápidamente para permitir el recierre automático del interruptor de la subestación. El recierre de alta velocidad de la red de distribución puede ocurrir alrededor de 15 a 20 ciclos después del disparo del interruptor. Entonces, la empresa eléctrica debe indicar y establecer el tiempo de operación de desconexión de la fuente [9].

#### **4.4.2.1 Ajuste del relevador de bajo voltaje (27).**

Para el ajuste del tap de arranque del relevador 27 se recomienda un valor de voltaje de ajuste entre el 50% y 88% del voltaje base, de acuerdo a las recomendaciones por la norma IEEE Std. 1547 2003 [3].

Con la RTP de 120 obtenida anteriormente, el valor de ajuste del voltaje de arranque para el primer paso es:

$$V_{\text{tap}}(1^{\text{er}} \text{ paso}) = 0.88 * V_{\text{max}}$$

$$V_{\text{tap}}(1^{\text{er}} \text{ paso}) = 0.88(115) = 101.2 \text{ volts}$$

Para el ajuste de tiempo, se recomienda un tiempo de retardo de 2 segundo (120 ciclos) para evitar operaciones incorrectas (IEEE Std. 1547-2003).

El valor de ajuste del voltaje de arranque para el segundo paso es:

$$V_{\text{tap}}(2^{\text{do}} \text{ paso}) = 0.5 * V_{\text{max}} = 0.5(115) = 57.5 \text{ volts}$$

Para el ajuste de tiempo del segundo paso, se recomienda un tiempo de retardo de 0.16 segundo (10 ciclos) de acuerdo a la norma IEEE Std.1547-2003.

En la tabla 4.9 se muestran los datos requeridos para el funcionamiento del equipo de protección de bajo voltaje.

**Tabla 4.9** Datos de ajuste del relevador de bajo voltaje (27).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
Arranque del primer paso	101 V
Tiempo de retardo del primer paso	120 ciclos
Arranque del segundo paso	57 V
Tiempo de retardo del segundo paso	10 ciclos

#### 4.4.2.2 Ajuste del relevador de sobre voltaje (59).

Para el ajuste del voltaje de arranque se recomienda un valor de voltaje de ajuste entre el 110% y 120% del voltaje base, de acuerdo a las recomendaciones por la norma IEEE Std. 1547 2003 [3].

Como la RTP = 120.

El valor de ajuste del voltaje de arranque para el primer paso es:

$$V_{\text{tap}(1^{\text{er}} \text{ paso})} = 1.1 * V_{\text{max}} = 1.1(115) = 126 \text{ volts}$$

Para el ajuste de tiempo del primer paso, se recomienda un tiempo de retardo de 1 segundo (60 ciclos) para evitar operaciones incorrectas (IEEE Std. 1547-2003).

El valor de ajuste del voltaje de arranque para el segundo paso es:

$$V_{\text{tap}(2^{\text{do}} \text{ paso})} = 1.2 * V_{\text{max}} = 138 \text{ volts}$$

Para el ajuste de tiempo del segundo paso, se recomienda un tiempo de retardo de 0.16 segundo (10 ciclos) de acuerdo a la norma IEEE Std.1547-2003.

En la tabla 4.10 se muestran los datos requeridos para el funcionamiento del equipo de protección de sobre voltaje.

**Tabla 4.10** Datos de ajuste del relevador de sobre voltaje (59).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
Arranque del primer paso	126 V
Tiempo de retardo del primer paso	60 ciclos
Arranque del segundo paso	138 V
Tiempo de retardo del segundo paso	10 ciclos

#### 4.4.2.3 Ajuste del relevador de frecuencia (81).

Para determinar el ajuste del relevador 81 se toma en cuenta las recomendaciones de la normal IEEE Std. 1547-2003 [3]. En el que se establece un ajuste de pasos de frecuencia-tiempo.

Para el ajuste de la función 81 se fijo tres pasos de arranque:

Paso 1. 60.5 Hz con un tiempo de retardo de 0.16 segundos (10 ciclos).

Paso 2. 59.8 Hz. con un tiempo de retardo de 300 segundos (18000 ciclos).

Paso 3. 57 Hz. con un tiempo de retardo de 0.16 segundos (10 ciclos).

En las tablas 4.11 y 4.12 se muestran los ajustes para el relevador de frecuencia (81) y algunas acciones a realizarse cuando se presenta esta acción.

**Tabla 4.11** Límites de frecuencia, tiempo y acciones para la protección de frecuencia.

<b>Banda de frecuencia (Hz)</b>	<b>Retardo de tiempo</b>	<b>Comentarios</b>
Mayor a 60.5	0.16 seg.	Como no hay mucho tiempo para que el operador llegue a realizar alguna maniobra el relevador debe disparar en 0.16 seg.
60.5 – 59.8	Ninguno	No hay acción de relevadores. El sistema de GD puede operar continuamente.
59.8 – 57	0.16 – 300 seg.	Alarma del registrador de frecuencia y el operador del sistema debe cortar carga o aislar la unidad en 5 min.
Menor a 57	0.16 seg.	Como no hay mucho tiempo para que el operador llegue a realizar alguna maniobra el relevador debe disparar en 0.16 seg.

**Tabla 4.12** Ajuste del relevador de frecuencia (81).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
Primer paso de arranque	60.5 Hz
Tiempo de retardo del primer paso	10 ciclos
Segundo paso de arranque	59.8 Hz
Tiempo de retardo del segundo paso	18000 ciclos
Tercer paso de arranque	57 Hz
Tiempo del tercer paso	10 ciclos

#### 4.4.2.4 Ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Para el caso que requiera la utilización del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R). El relevador 81R cuenta con un rango de operación normalmente ajustable entre 0.1 H/s y 10-20 Hz/s. Algunas compañías eléctricas ajustan al relevador 81R entre 0.1 y 1.0 Hz/s y con un tiempo de operación entre 0.2 y 0.5 segundos.

El déficit resultante de la generación causará una razón de cambio de frecuencia, esto si no se considera la acción del gobernador de velocidad, puede ser aproximada por la ecuación 4.2 [21]:

$$df/dt = (P_{LO} * f_r^2 - P_{TO} * f_r^2) / (2 * H * P_{TNOM} * f_r) \quad (4.2)$$

Para este caso, el ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R), se realizó una serie de simulaciones de tirado de carga para determinar el déficit de potencia real (watts) máximo y el tiempo mínimo alcanzado, esto con la finalidad de evitar operaciones en falso. Con estas simulaciones (tirado de carga), con un déficit de potencia real de 2600 kW, el cual sería poco probable y empleando la ecuación  $df/dt$  (4.2) se obtuvo una razón de cambio de frecuencia de:

$$P_{TO} = 13000 \text{ kW}$$

$$\text{Déficit} = 2600 \text{ kW}$$

$$P_{LO} = P_{TO} + \text{Déficit} = 13000 + 2600 = 15600 \text{ kW}$$

$$P_{TNOM} = 29600 \text{ kW}$$

$$f_r = 60\text{Hz}$$

$$H = 7.39 \text{ seg.}$$

$$df / dt = -(15600*(60)^2 - 13000*(60)^2)/(2*(7.39)*(29600)*(60)) = 0.356 \text{ Hz/seg.}$$

En la simulación se observa que el cambio de carga con el déficit de 2600 kW, la razón de cambio de frecuencia obtenida se mantendrá durante un tiempo de 0.1 segundo. Por lo tanto, se podrá ajustar el relevador de razón de cambio con un  $df/dt = 0.3 \text{ Hz/seg.}$  con un tiempo de retardo de 0.2 segundos (12 ciclos) para evitar operaciones en faso, por tirado de carga. En la tabla 4.13 se muestran los datos del equipo de protección de razón de cambio de frecuencia (81R).

**Tabla 4.13** Datos de ajuste del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Función	Ajuste
Arranque	0.3 Hz/seg.
Tiempo de retardo	12 ciclos

#### 4.4.2.5 Ajuste del relevador de desplazamiento (*vector shift*).

El relevador *vector shift* cuenta con un rango de ajuste (diferencia de ángulo del voltaje de la máquina y el voltaje en terminales), normalmente ajustable entre 2° y 24°, con un tiempo de retardo de 0.06 segundos. Algunas compañías eléctricas ajustan al relevador *vector shift* entre 8° y 12° con un tiempo de operación 0.06 segundos.

Los ajustes para el relevador *vector shift* se muestran en la tabla 4.14.

**Tabla 4.14** Datos de ajuste del relevador de desplazamiento (*vector shift*).

Función	Ajuste
Arranque	12°
Tiempo de retardo	0.06 segundos

#### **4.4.3 Protección ante el flujo de potencia anormal.**

Esta situación se presenta cuando la fuente de GD recibe potencia de la red de distribución. La fuente de GD recibe potencia de la red de distribución cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza absorber la cantidad necesaria para mantener la fuente de GD en sincronismo, satisfaciendo las pérdidas de la fuente de GD y el motor.

Esta pérdida de potencia del motor puede deberse a las causas siguientes:

- a) Falla en el propio motor o turbina.
- b) Falla de la caldera en el caso de turbinas de vapor.
- c) Presencia de fenómenos de oscilación en la red eléctrica.

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por corto tiempo, cuando no sea consecuencia de una falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo, causa calentamiento en partes de la turbina. Cuando la motorización del generador es causada por una falla en la turbina, la protección de potencia inversa (32) tiene la función de respaldar a las protecciones de la turbina y caldera, que pudiesen haber fallado [32].

##### **4.4.3.1 Ajuste del relevador de potencia direccional (32).**

El ajuste y tiempo de retardo de operación aplicado al relevador de potencia inversa (32) depende del tipo de primo motor usado para operar la fuente de GD. En este caso se trata de una turbina de gas, por lo que se tiene una potencia de motorización del 15 % de la capacidad nominal de la fuente de GD [30].

Se considera que la fuente de GD es un generador trifásico con una potencia de 29.6 MW, con una tensión de 13.8 kV.

Tomando en cuenta que la potencia de motorización recomendada es del 15% de la potencia nominal del generador, para indicar el inicio de la motorización.

$$P_{mot3\theta} = P_{max} * 0.15 = 29600 * 0.15 = 4440 \text{ kW}$$

Ajuste del primer paso a un 50% es:

$$P_{mot3\theta}(1^{er} \text{ paso}) = Pot_{3\theta} * 0.5 = (4440)(0.5) = 2220 \text{ kW}$$

$$= \frac{2220}{29600} = 0.075 \text{ pu}$$

con un tiempo de retardo para el primer paso de 10 segundos (600 ciclos) [30].

Para el ajuste del segundo paso con el 40% de la potencia de motorización es:

$$P_{mot3\theta}(2^{do} \text{ paso}) = Pot_{3\theta} * 0.4 = (4440)(0.4) = 1776 \text{ kW}$$

$$= \frac{1776}{29600} = 0.06 \text{ pu}$$

con un tiempo de retardo para el segundo paso de 30 segundos (1800 ciclos) [30].

En la tabla 4.15 se muestran los datos requeridos para el funcionamiento de la protección de potencia inversa.

**Tabla 4.15** Datos de ajuste del relevador de potencia inversa (32).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
Arranque del primer paso	0.075 pu
Tiempo de retardo del primer paso	600 ciclos
Arranque del segundo paso	0.06
Tiempo de retardo del segundo paso	1800 ciclos

#### **4.4.4 Protección ante otros eventos de falla.**

Existen varias condiciones del sistema que puedan causar corrientes trifásicas desbalanceadas en la fuente de GD, por ejemplo: producidas por conductores abiertos o inversiones de fase en la red de distribución, que pueden inyectar a la fuente de GD un alto nivel de corriente de secuencia negativa. Estas condiciones del sistema producen

componentes de corriente de secuencia negativa que a su vez inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altas y dañinas en un tiempo corto, lo que provoca daños al generador de la fuente de GD. Por este motivo, es común proporcionar protección a la fuente de GD para condiciones de desbalance externo que dañan al generador.

Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas a un generador, las más comunes son:

- a) Fallas asimétricas (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas).
- b) Cargas desbalanceadas.
- c) Fallas desbalanceadas en el sistema.
- d) Circuitos abiertos.

La fuente de mayor corriente de secuencia negativa es una falla de fase a fase, en el punto de interconexión de la fuente de GD y la red de distribución.

El método siguiente está basado en el concepto de limitar la temperatura a las componentes del rotor por abajo del nivel de daño. Este límite se obtiene evaluando la ecuación 4.3, para un generador dado:

$$K = I_2^2 t \quad (4.3)$$

donde,

K : Constante que depende del diseño y capacidad del generador.

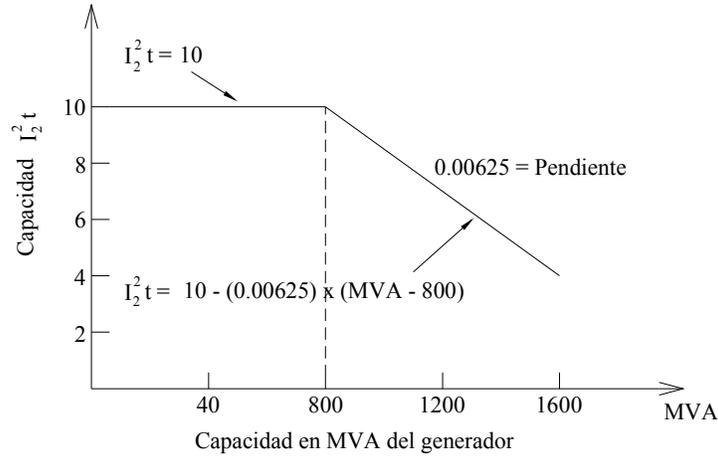
$I_2$  : Valor rms de la corriente de secuencia negativa.

t : Tiempo en segundos.

El valor de K es proporcionado por el fabricante del generador. En la tabla 4.16 se muestra el valor de K para cada unidad específica de acuerdo con ANSI C50.13 [33].

**Tabla 4.16** Valores de K para diferentes tipos de generadores.

Tipo de máquina		Valor permisible de $K = I_2^2 t$
Generador de polos salientes	---	40
Condensadores síncronos	---	30
Generadores de rotor cilíndrico	Enfriado indirectamente	20
	Enfriado directamente (0-800 MVA)	10
	Enfriado directamente (801-1600 MVA)	Ver figura 4.3



**Figura 4.3** Capacidad de corriente de balance de corto tiempo de generadores.

Muchas empresas eléctricas proporcionan la protección contra estas corrientes desequilibradas como parte del conjunto de protección de interconexión, utilizando un relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

#### 4.4.4.1 Ajuste del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Para el ajuste de este relevador es necesario seleccionar un valor de tap de arranque, el cual se ajusta con un valor más próximo a la  $I_n$ , donde  $I_n = 1547.96$ .

$$I_{STC} = \frac{I_{pickup}}{RTC} = \frac{1547.96}{300} = 5.16 \text{ Amps.}$$

Para proponer los criterios de ajuste de este relevador, se considera el límite de diseño  $I_2^2 t = K$  (calor acumulativo) de los generadores. Para un generador interconectado se toma el valor de  $K=30$  [25].

Una de las condiciones de desbalance críticas que se toma en cuenta en el análisis de la protección contra corriente de secuencia negativa, es la falla de fase a fase, y es la que normalmente se usa como referencia. La operación de este relevador de acuerdo a sus curvas características, está en función del dial de tiempo elegido y del tap de ajuste de corriente de secuencia negativa. Si se quiere conocer en el tiempo de disparo del relevador con la condición de desbalance más severa, es necesario conocer el valor de corriente de secuencia negativa bajo condición de falla. La corriente de secuencia negativa para una falla de fase a fase, está dada por la ecuación 4.4:

$$I_2 = \frac{1}{3} a^2 I_F + \frac{1}{3} a I_F \quad (4.4)$$

donde, la corriente de falla de fase a fase es,

$$I_F = 8016.96 \angle 176.85^\circ \text{ Amps.}$$

$$I_2 = \frac{1}{3} \left( 1 \angle 120^\circ \right)^2 \left( 8016.96 \angle 176.85^\circ \right) + \frac{1}{3} \left( 1 \angle 120^\circ \right) \left( 8016.96 \angle 176.85^\circ \right)$$

$$I_2 = 4628.59 \angle 86.85^\circ \text{ Amps.}$$

La corriente que leerá el relevador, es la que se tiene a la salida de los TC, dado como:

$$I_{2STC} = \frac{I_2}{RTC} = \frac{4628.59}{300} = 15.42 \text{ Amps.}$$

Ahora con este valor se calcula el MT:

$$MTI_2 = \frac{I_{2STC}}{I_{tap}} = \frac{15.42}{5.16} = 2.98$$

Con el valor de MT calculado y la curva característica  $I_2^2 t = K$  tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador y un valor de dial de tiempo de 0.06 con curva característica inversa (IEC), tal que esta quede siempre debajo de la curva del generador. En la tabla 4.17 se muestran los datos requeridos para el funcionamiento del equipo de protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

**Tabla 4.17** Datos de ajuste del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

<b>Función</b>	<b>Ajuste</b>
Arranque	5.16 A
Dial de tiempo	0.06
Tipo de curva	Inversa (IEC)

#### **4.5 Análisis de los dispositivos de protección de la interconexión.**

En esta sección se analiza la respuesta de los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de GD de acuerdo al objetivo de protección de cada dispositivo.

##### **4.5.1 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos de sobrecorriente.**

Los dispositivos de protección utilizados para la detección de eventos de sobrecorriente dependen del tipo de generador, tamaño, modo de interconexión de la fuente de GD y el esquema de aterrizamiento que se tenga en el sistema. Para la red de distribución de prueba, se tiene un generador síncrono de 29.6 MW, conectado directamente a la red distribución y un esquema de aterrizamiento de alta impedancia a través de una resistencia alimentado con un transformador de distribución monofásico. Los dispositivos de protección para la liberación de fallas de fase que se que se recomiendan son los relevadores de sobrecorriente con control o restricción de voltaje (51V), además del relevador de sobrecorriente direccional (67) el cual detectará alguna condición de sobrecarga. El dispositivo de

protección recomendado para la liberación de las fallas de fase a tierra dependerá del tipo de interconexión y el tipo de aterrizamiento, para este caso se trata de una interconexión directa, por lo tanto, se utiliza el relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo de neutro (51N) instalado en el neutro de la fuente de GD.

También se analizan aquellos dispositivos de protección que tienen un cambio en sus parámetros de ajustes, estos dispositivos son los relevadores de bajo voltaje (27), el de frecuencia (81), el relevador de razón de cambio de frecuencia (81R) en el caso de fallas de fase.

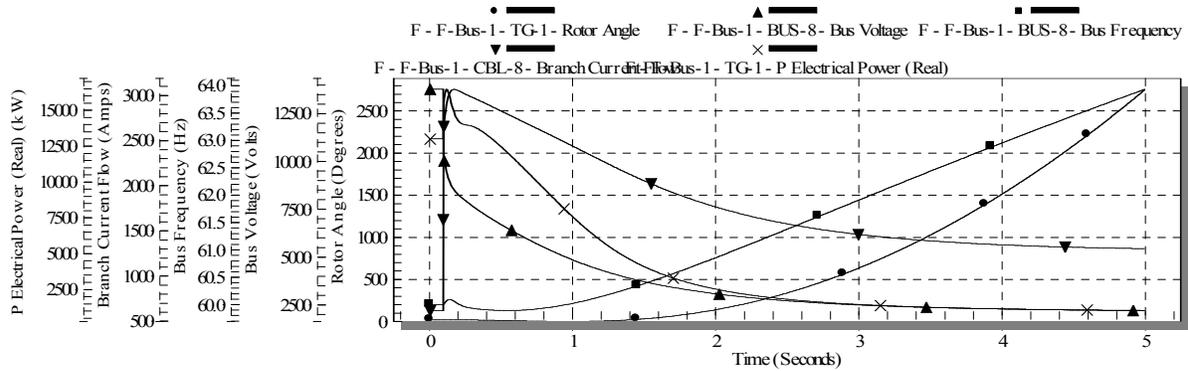
Para el análisis de la respuesta de las protecciones, en la red de prueba se simularon un conjunto de fallas, para determinar los parámetros que necesitan los dispositivos de protección para operar y así calcular los tiempos de respuesta de cada uno de ellos.

#### **4.5.1.1 Eventos analizados.**

Para el análisis de la respuesta de estos relevadores se simularon fallas trifásicas y de fase a tierra en los buses principales de la red de prueba. Para ejemplificar, el análisis de la respuesta de los dispositivos de protección propuestos ante estos eventos, se tomaron en cuenta dos puntos de falla (Bus-1 y Bus-8).

#### **4.5.1.2 Falla trifásica en el Bus-1.**

Se aplicó una falla trifásica permanente en el Bus-1 de 115 kV de tensión en la red de distribución de prueba a una distancia de la fuente de GD de 24.3 km como se muestra en la figura 4.4. La falla inicia en 0.1 segundo y se mantiene durante un tiempo de estudio de 5 segundos. En la figura 4.4 se muestran las variables eléctricas en el PAC que presentan mayor cambio.



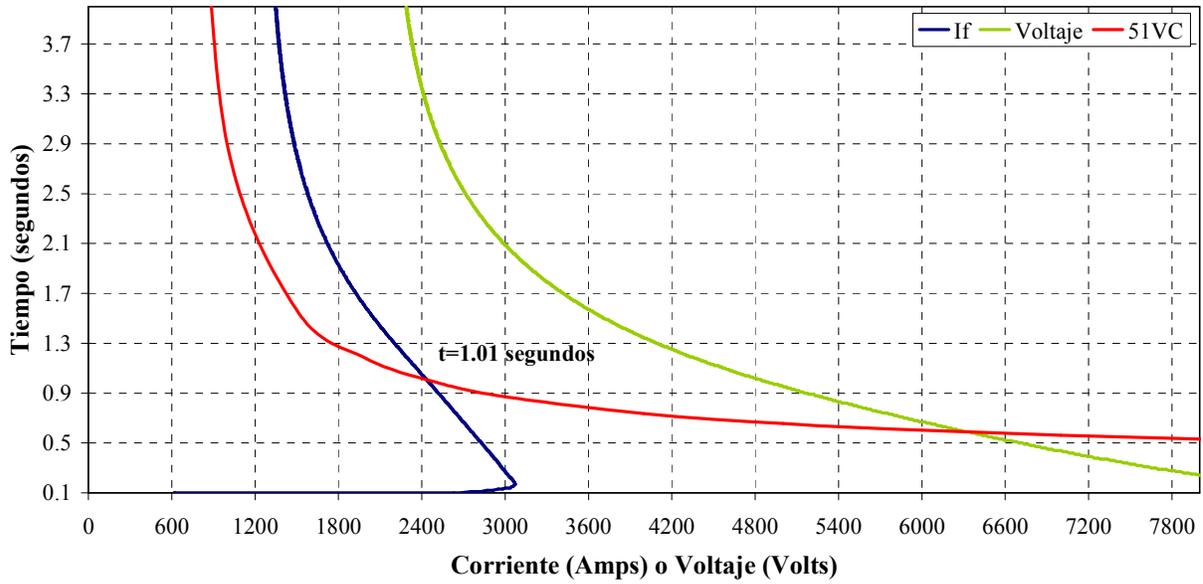
**Figura 4.4** Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC para una falla trifásica en el Bus-1.

En la figura 4.4 se observa el comportamiento de las variables eléctricas de: voltaje, frecuencia, corriente, ángulo del rotor y la potencia real en el PAC. En esta figura 4.4 se observa que las variables de corriente, voltaje y potencia real se reducen en magnitud, mientras que el ángulo del rotor y la frecuencia se incrementan.

#### 4.5.1.2.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC).

Los ajustes determinados para el relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC) se muestran en la tabla 4.7.

De los resultados obtenidos en el estudio para la falla trifásica en el Bus-1, se grafica el comportamiento de la corriente y el voltaje de falla de una las fases en el Punto de Acoplamiento Común (PAC). También se presenta la curva característica de operación del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC) con sus respectivos ajustes. En la figura 4.5 se muestran estos trazos.



**Figura 4.5** Respuesta del relevador 51VC para una falla trifásica en el Bus-1.

En la figura 4.5 se observa que la curva de operación del relevador 51VC intercepta la curva de la corriente de falla en un tiempo de 1.01 segundos y en ese instante el voltaje presente en el PAC es aproximadamente el 37.7% del voltajes nominal, este voltaje está por abajo del valor de ajuste, por lo que la señal de disparo se envía. Por lo tanto, el tiempo de respuesta del relevador 51VC es igual al tiempo en que su curva de operación corta la curva de la corriente de falla menos el tiempo en que inicia el evento (0.1 segundo), se tiene que:

$$t_{\text{resp}}(51VC) = 1.01 - 0.1 = 0.91 \text{ segundo}$$

Una forma de determinar el tiempo de respuesta más aproximado para la operación del relevador de sobrecorriente 51VC, es siguiendo el procedimiento propuesto en la referencia [34].

En la tabla 4.18 se desarrolla el procedimiento para obtener este tiempo de respuesta del relevador 51VC.

**Tabla 4.18** Tiempo de respuesta del relevador 51VC para una falla en el Bus-1.

Tiempo (segundos)	Corriente de falla $I_F$	Corriente promedio de falla $I_{pro}$	Múltiplo de la corriente de disparo (MT)	Tiempo de operación $t_{op}$	Intervalo de tiempo $Dt$	Intervalo del giro $Dt/ t_{op}$	Total del giro $\Sigma Dt/ t_{op}$
0.100	8.773						
0.120	9.564	9.168	4.451	0.924	0.020	0.022	0.022
0.140	10.073	9.818	4.766	0.883	0.020	0.023	0.044
0.200	10.185	10.129	4.917	0.865	0.060	0.069	0.114
0.300	9.933	10.059	4.883	0.869	0.100	0.115	0.229
0.400	9.693	9.813	4.764	0.883	0.100	0.113	0.342
0.500	9.440	9.567	4.644	0.898	0.100	0.111	0.453
0.600	9.173	9.306	4.518	0.914	0.100	0.109	0.563
0.700	8.920	9.047	4.392	0.932	0.100	0.107	0.670
0.800	8.668	8.794	4.269	0.951	0.100	0.105	0.775
0.900	8.400	8.534	4.143	0.971	0.100	0.103	0.878
1.000	8.141	8.270	4.015	0.993	0.100	0.101	0.979
<b>1.020</b>	<b>8.091</b>	<b>8.116</b>	<b>3.940</b>	<b>1.007</b>	<b>0.020</b>	<b>0.020</b>	<b>0.999</b>
<b>1.040</b>	<b>8.029</b>	<b>8.060</b>	<b>3.913</b>	<b>1.012</b>	<b>0.020</b>	<b>0.020</b>	<b>1.018</b>

El recorrido total del relevador 51VC se presenta entre los tiempos de 1.02 y 1.04 segundos, para determinar un tiempo promedio se utiliza la siguiente ecuación:

$$t_{resp} = t_{min} + Dt \frac{1 - TG_{min}}{TG_{max} - TG_{min}} \quad (4.5)$$

donde,

$t_{resp}$  : Tiempo de respuesta del relevador (segundos)

$t_{min}$  : Tiempo mínimo en que el relevador se acerca al 100% de su recorrido.

$Dt$  : Intervalo de tiempo (segundos).

$TG_{min}$  : Total del giro mínimo (p.u.).

$TG_{max}$  : Total del giro máximo (p.u.).

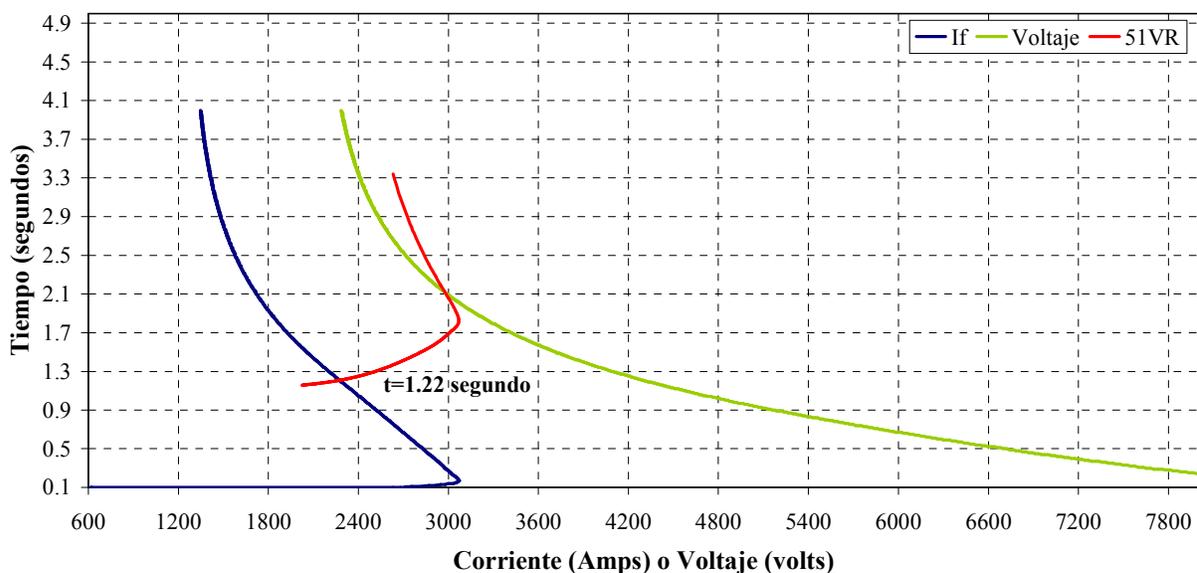
Con la ecuación 4.5 se aproxima al tiempo de respuesta del relevador 51VC, se le resta el tiempo en que empieza el evento, el cual es de 0.1 segundo.

$$t_{resp} (51VC) = 1.02 + 0.02 \frac{1 - 0.999}{1.018 - 0.999} - 0.1 = 0.921 \text{ segundo}$$

#### 4.5.1.2.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).

Los ajustes determinados para el relevador 51VR se muestran en la tabla 4.7.

De manera similar al proceso de evaluación realizado para el relevador 51VC, también se hizo para relevador 51VR. En la figura 4.6 se muestra el comportamiento de la corriente y voltaje de falla (de una de las fases) en el PAC, para una falla trifásica en el Bus-1, considerando que la red de distribución está operando en paralelo con la fuente de GD, también se muestra la curva de operación del relevador 51VR con sus respectivos ajustes.



**Figura 4.6** Comportamiento del relevador 51VR para una falla trifásica en el Bus-1.

En la figura 4.6 se observa la curva de operación del relevador 51VR intercepta la curva de la corriente de falla en un tiempo de 1.22 segundos. La forma de la curva de operación del relevador 51VR se debe al comportamiento de la corriente de falla y del voltaje en el PAC ante una falla trifásica en el Bus-1.

En forma análoga del relevador anterior, se determina un tiempo de respuesta del relevador 51VR más aproximado. En la tabla 4.19 se determina este tiempo de respuesta del relevador 51VR.

**Tabla 4.19** Tiempo de respuesta del relevador 51VR para una falla en el Bus-1.

Tiempo (seg.)	Corriente $I_F$	Corriente promedio $I_{pro}$	Vmedido/Vnominal (Vm/Vn) *	Múltiplo de la corriente de disparo (MT)	Tiempo de operación $t_{op}$	Intervalo de tiempo Dt	Intervalo del giro $Dt/t_{op}$	Total del giro $\Sigma Dt/t_{op}$
0.100	10305.640							
0.300	7677.530	8991.585	0.556	1.283	2.253	0.200	0.089	0.089
0.500	6721.470	7199.500	0.487	1.220	1.586	0.200	0.126	0.215
0.600	6283.570	6502.520	0.455	1.185	1.481	0.100	0.068	0.282
0.700	5893.000	6088.285	0.427	1.152	1.423	0.100	0.070	0.353
1.000	4863.360	5378.180	0.352	1.052	1.333	0.300	0.225	0.578
1.300	4097.160	4480.260	0.297	0.949	1.230	0.300	0.244	0.822
1.400	3899.300	3998.230	0.283	0.917	1.183	0.100	0.085	0.906
1.500	3707.960	3803.630	0.269	0.884	1.168	0.100	0.086	0.992
<b>1.510</b>	<b>3700.190</b>	<b>3704.075</b>	<b>0.268</b>	<b>0.883</b>	<b>1.161</b>	<b>0.010</b>	<b>0.009</b>	<b>1.000</b>

\* Si  $V_{medido}/V_{nominal} < 0.25$ , asignar 0.25

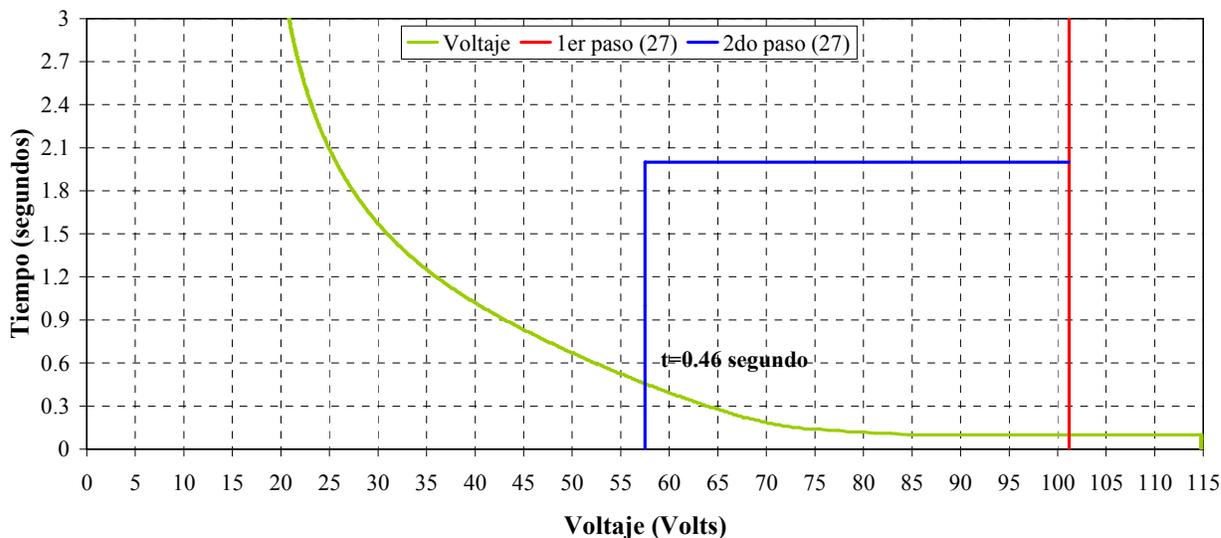
Para este caso, el recorrido total del relevador 51VR se presenta en 1.51 segundos, por lo que únicamente se le resta el tiempo de inicio de la falla que para este caso inició en 0.1 segundo.

$$t_{resp}(51VR) = 1.51 - 0.1 = 1.41 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.2.3 Análisis de la respuesta del relevador de bajo voltaje (27).

Los ajustes determinados para el relevador de bajo voltaje (27) se muestran en la tabla 4.9.

De los resultados obtenidos se grafica el comportamiento del voltaje en el PAC y se presentan los límites de ajuste del relevador 27, estos parámetros son vistos en el lado primario de los TP. En la figura 4.7 se muestran estos trazos.



**Figura 4.7** Comportamiento del relevador 27 para una falla en el Bus-1.

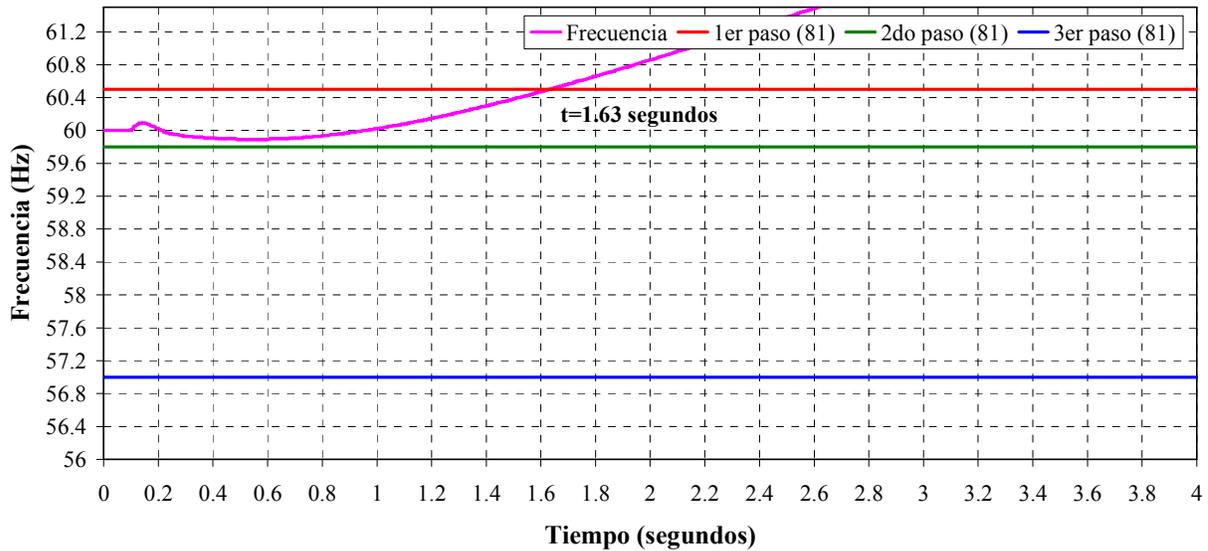
En la figura 4.7 se observa que la curva del voltaje rebasa el primer paso del relevador 27 en el instante de la falla en 0.1 segundo, este ajuste tiene un tiempo de retardo de 2 segundos, pero antes de llegar a este tiempo el voltaje rebasa el segundo paso del relevador 27 el cual tiene un tiempo de retardo de 0.16 segundos, el voltaje se sigue manteniendo durante este tiempo por abajo del segundo paso, por lo que el relevador 27 operará en el tiempo de 0.46 segundos. Con este tiempo se determina el tiempo de respuesta del relevador 27 que es igual al tiempo registrado para la operación con el segundo paso, más el tiempo de retardo de ajuste del segundo paso y menos el tiempo en inicia la falla en 0.1 segundo, finalmente el tiempo de respuesta del relevador 27 es:

$$t_{\text{resp}}(27) = 0.46 + 0.16 - 0.1 = 0.52 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.2.4 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).

Los ajustes determinados para el relevador de frecuencia (81) se muestran en la tabla 4.12.

A partir de los resultados obtenidos se grafica el comportamiento de la frecuencia en el PAC y se muestran los límites de ajuste del relevador de frecuencia (81). En la figura 4.8 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PAC y los ajustes del relevador 81.



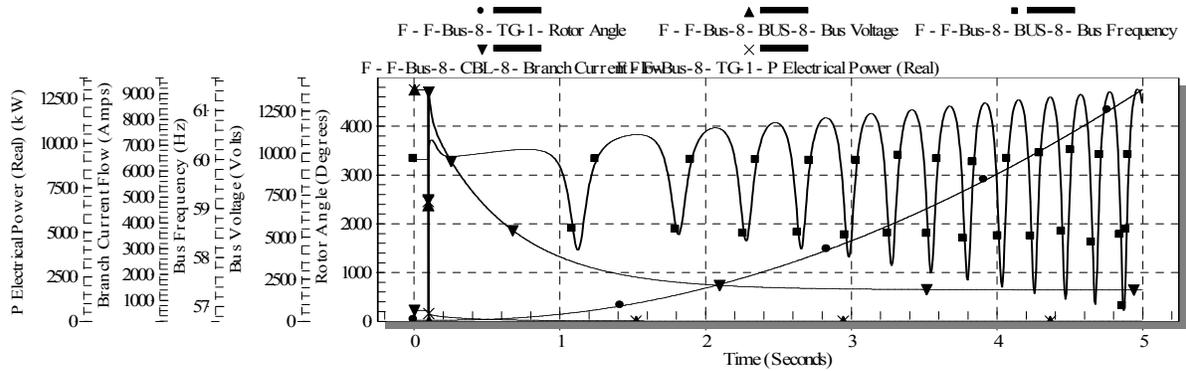
**Figura 4.8** Comportamiento del relevador 81 para una falla en el Bus-1.

En la figura 4.8 se observa que la curva de frecuencia rebasa el primer paso de ajuste del relevador 81 en el tiempo de 1.63 segundos, este ajuste tiene un retardo de tiempo de 0.16 segundos. El tiempo de respuesta del relevador 81 es igual al tiempo registrado más el tiempo de ajuste de retardo y menos el tiempo de inicio de la falla que es de 0.1 segundo, por lo tanto, el tiempo de respuesta del relevador 81 es:

$$t_{\text{resp}}(81) = 1.63 + 0.16 - 0.1 = 1.69 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.3 Falla trifásica en el Bus-8.

Se aplicó una falla trifásica Bus-8 (bus de enlace con la fuente de GD) de tensión de 13.8 kV, a una distancia de la fuente de 80 m, la red de distribución está operando en paralelo con la fuente de GD. La falla inicia en 0.1 segundo y se mantiene durante un tiempo de estudio de 5 segundos. En la figura 4.9 se muestran los resultados obtenidos de esta simulación, se registra el comportamiento de las variables eléctricas en el PAC.



**Figura 4.9** Comportamiento de las variables eléctricas del PAC para la falla en el Bus-8.

En la figura 4.9 se observa que las variables eléctricas de voltaje y corriente en el PAC presentan cambios muy rápido, por lo tanto, la respuesta de los dispositivos de protección depende de los ajustes de sus parámetros.

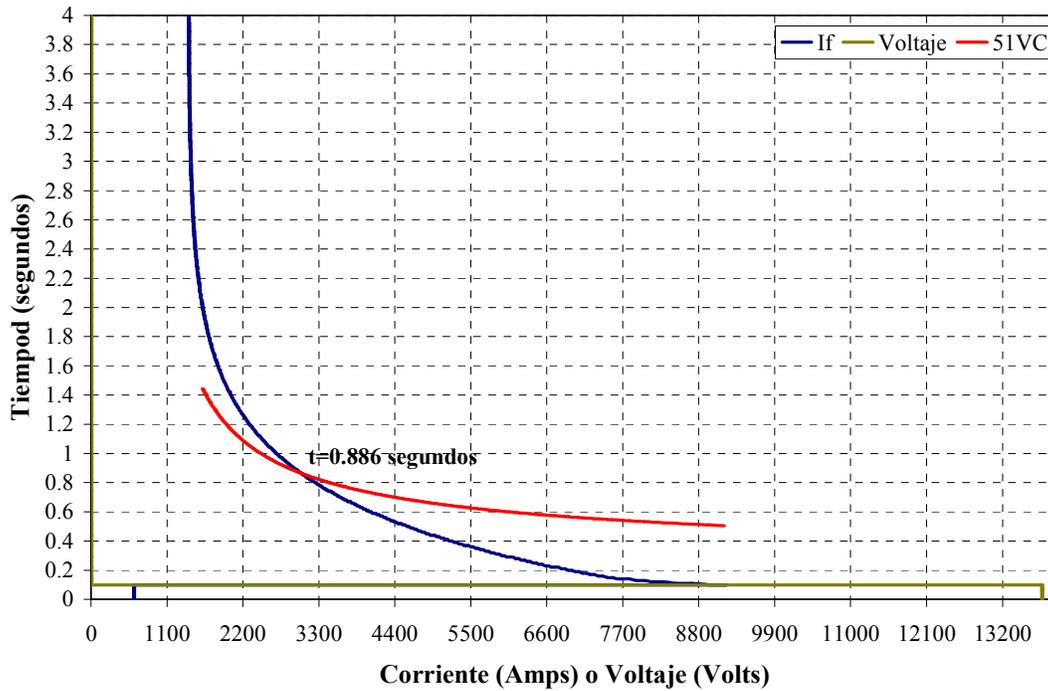
#### 4.5.1.3.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC).

Los ajustes determinados para el relevador 51VC se muestran en la tabla 4.7.

Los resultados obtenidos del estudio para la falla en el Bus-8, muestran el comportamiento de la corriente de falla que circula en una de las fases en el PAC. Esto se muestra en la figura 4.10, donde también se muestra la curva de operación del relevador 51VC.

En la figura 4.10 se observa que la curva de operación del relevador 51VC intercepta la curva de la corriente de falla en un tiempo de 0.886 segundos y en ese instante el voltaje presente en el PAC es aproximadamente 0 V. Este valor de voltaje de falla es inferior al de ajuste, por lo tanto la señal de disparo se envía inmediatamente cuando el relevador 51VC intercepta la curva de corriente de falla. El tiempo de respuesta del relevador 51VC es igual al tiempo en que su curva de operación se intercepta con la curva de la corriente de falla, menos el tiempo de inicio de falla, entonces el tiempo final de respuesta es:

$$t_{\text{resp}}(51VC) = 0.886 - 0.1 = 0.786 \text{ segundos}$$



**Figura 4.10** Comportamiento del relevador 51VC para una falla en el Bus-8.

En la tabla 4.20 se presenta el procedimiento para obtener el tiempo real de respuesta del relevador 51VC.

**Tabla 4.20** Tiempo de respuesta del relevador 51VC para una falla en el Bus-8.

Tiempo (s)	Corriente de falla ( $I_F$ )	Corriente promedio de $I_F$ $I_{pro}$	MT de disparo	Tiempo de operación ( $t_{op}$ )	Intervalo de tiempo (Dt)	Intervalo del giro ( $Dt/t_{op}$ )	Total del giro $\sum Dt/t_{op}$
0.100	9168.520						
0.110	8639.960	8904.240	14.408	0.511	0.01	0.019	0.019
0.140	7765.960	8202.960	13.273	0.527	0.03	0.057	0.076
0.170	7320.140	7543.050	12.205	0.545	0.03	0.055	0.131
0.200	6921.870	7121.005	11.522	0.558	0.03	0.053	0.184
0.300	6003.570	6462.720	10.457	0.582	0.10	0.171	0.355
0.400	5211.530	5607.550	9.073	0.621	0.10	0.161	0.516
0.500	4592.230	4901.880	7.931	0.662	0.10	0.151	0.667
<b>0.600</b>	<b>4074.700</b>	<b>4333.465</b>	<b>7.012</b>	<b>0.705</b>	<b>0.10</b>	<b>0.141</b>	<b>0.808</b>
<b>0.800</b>	<b>3257.780</b>	<b>3666.240</b>	<b>5.932</b>	<b>0.772</b>	<b>0.20</b>	<b>0.259</b>	<b>1.067</b>

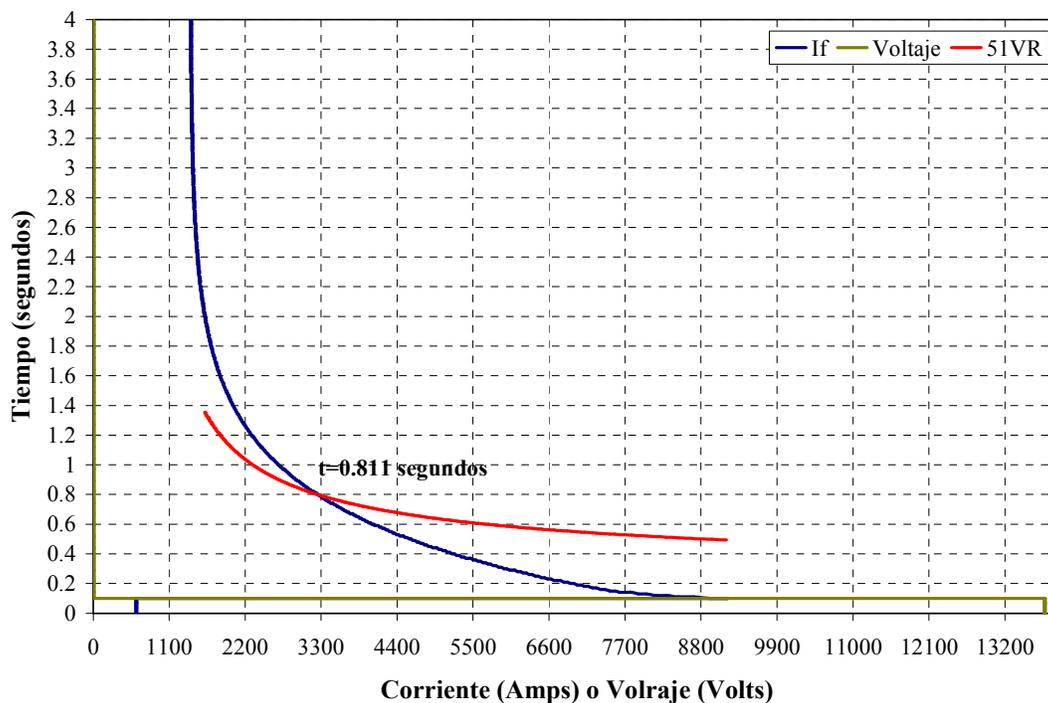
El recorrido total del relevador 51VC se presenta entre los tiempos de 0.6 y 0.8 segundos. Por lo que, el tiempo de respuesta del relevador 51VC es:

$$t_{\text{resp}}(51VC) = 0.6 + 0.2 \frac{1 - 0.808}{1.067 - 0.808} - 0.1 = 0.648 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.3.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).

Los ajustes determinados para el relevador 51VR se muestran en la tabla 4.7.

Los resultados obtenidos en el estudio para la falla trifásica en el Bus-8 se presentan en la figura 4.11, se observa el comportamiento de la corriente de falla que circula por una de las fases del PAC, la curva de operación del relevador 51VR con sus respectivos ajustes.



**Figura 4.11** Comportamiento del relevador 51VR para una falla en el Bus-8.

En la figura 4.11 se observa que la curva de operación del relevador 51VR intercepta a la curva de la corriente de falla en un tiempo de 0.811 segundos. La forma de la curva de operación del relevador 51VR se debe al comportamiento de la corriente de falla y del voltaje en el PAC, ante una falla trifásica en el Bus-8. Por lo tanto, el tiempo de respuesta

del relevador 51VR es igual al tiempo en que su curva de operación intercepta a la curva de corriente de falla, menos el tiempo en de inicio de la falla (0.1 segundo), esto es:

$$t_{\text{resp}}(51VR) = 0.811 - 0.1 = 0.711 \text{ segundos}$$

En la tabla 4.21 se determina el tiempo más aproximado de respuesta del relevador 51VR.

**Tabla 4.21** Tiempo de respuesta del relevador 51VR para una falla en el Bus-8.

Tiempo (s)	Corriente de falla (I <sub>F</sub> )	Corriente prom. de I <sub>F</sub> (I <sub>pro</sub> )	V <sub>med</sub> /V <sub>nom</sub> (V <sub>m</sub> /V <sub>n</sub> )*	MT de disparo	Tiempo de operación (t <sub>op</sub> )	Intervalo de tiempo (Dt)	Intervalo del giro (Dt/ t <sub>op</sub> )	Total del giro ΣDt/ t <sub>op</sub>
0.100	9168.520							
0.110	8639.960	8904.240	0.25	15.339	0.498	0.01	0.020	0.020
0.240	7765.960	8202.960	0.25	14.130	0.514	0.03	0.058	0.078
0.270	7320.140	7543.050	0.25	12.994	0.532	0.03	0.056	0.134
0.200	6921.870	7121.005	0.25	12.267	0.544	0.03	0.055	0.189
0.300	6003.570	6462.720	0.25	11.133	0.567	0.10	0.176	0.365
0.400	5211.530	5607.550	0.25	9.660	0.603	0.10	0.165	0.530
0.500	4592.230	4901.880	0.25	8.444	0.642	0.10	0.155	0.685
<b>0.600</b>	<b>4074.700</b>	<b>4333.465</b>	<b>0.25</b>	<b>7.465</b>	<b>0.682</b>	<b>0.10</b>	<b>0.146</b>	<b>0.831</b>
<b>0.800</b>	<b>3257.780</b>	<b>3666.240</b>	<b>0.25</b>	<b>6.315</b>	<b>0.745</b>	<b>0.20</b>	<b>0.268</b>	<b>1.099</b>

\* Si V<sub>medido</sub>/V<sub>nominal</sub> < 0.25, asignar 0.25

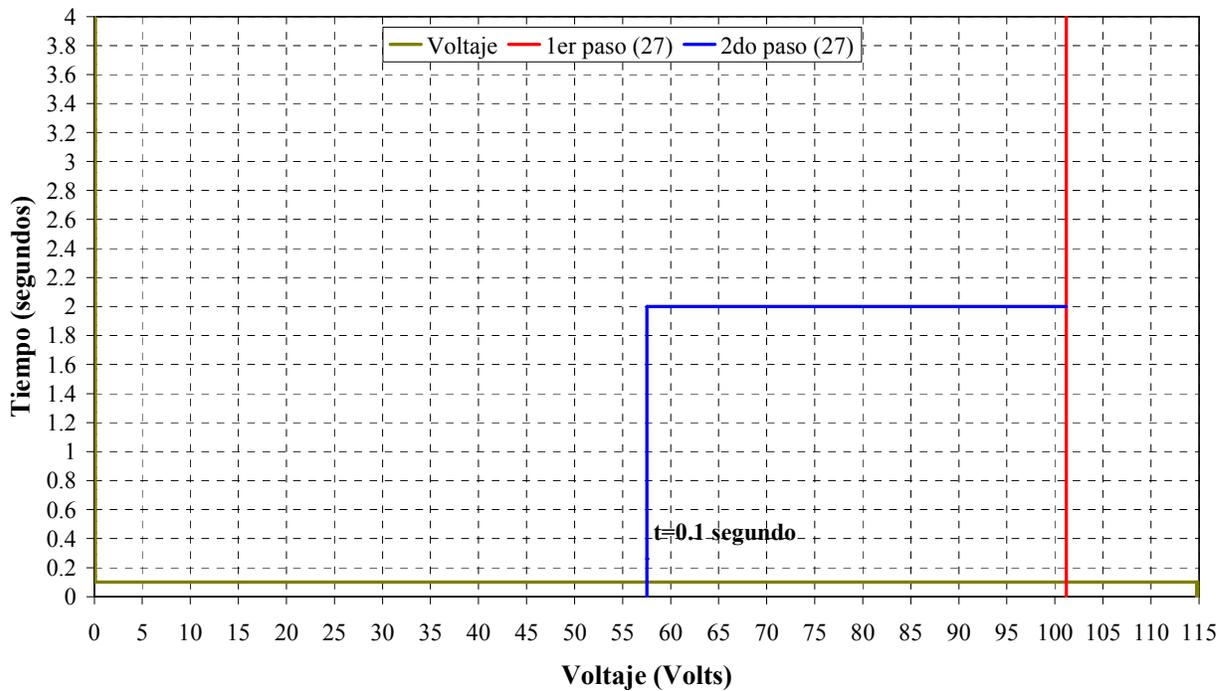
El recorrido total del relevador 51VR se presenta entre 0.6 y 0.8 segundos. Por lo que el tiempo de respuesta del relevador 51VR es:

$$t_{\text{resp}}(51VR) = 0.6 + 0.2 \frac{1 - 0.831}{1.099 - 0.831} - 0.1 = 0.626 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.3.3 Análisis de la respuesta del relevador de bajo voltaje (27).

Los ajustes determinados para el relevador de bajo voltaje (27) se muestran en la tabla 4.9.

A partir de los resultados obtenidos se grafica el comportamiento del voltaje en el PAC y se presentan los límites de ajuste del relevador de bajo voltaje (27), tal como se muestra en la figura 4.12, estas cantidades son vistos en el lado primario de los TP.



**Figura 4.12** Comportamiento del relevador 27 para una falla en el Bus-8.

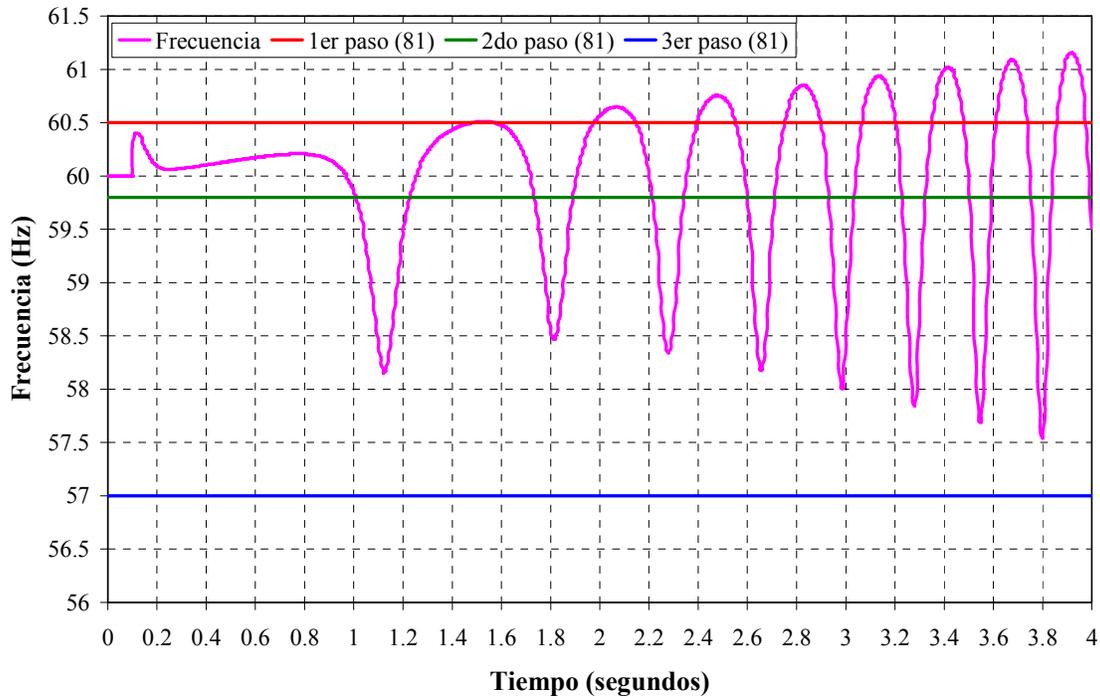
En la figura 4.12 se observa que la curva del voltaje rebasa el primer y segundo paso de ajuste del relevador de bajo voltaje (27) en un tiempo de 0.1 segundo, dado que el ajuste del segundo paso del relevador tiene un retardo de tiempo de 0.16 segundos, el tiempo de respuesta del relevador 27 es igual al tiempo registrado menos el tiempo en que inicia la falla, así el tiempo de respuesta final es:

$$t_{\text{resp}}(27) = 0.1 + 0.16 - 0.1 = 0.16 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.3.4 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).

Los ajustes determinados para el relevador de frecuencia (81) se muestran en la tabla 4.12.

En la figura 4.13 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PAC ante la falla trifásica simulada en el Bus-8, también se muestran los ajustes del relevador 81.



**Figura 4.13** Comportamiento del relevador 81 para una falla en el Bus-8.

En la figura 4.13 se observa que la curva de frecuencia rebasa el segundo paso de ajuste en un tiempo de 1.015 segundos y se mantiene por abajo durante 0.205 segundos, pero el tiempo de ajuste no le permite operar, posteriormente la frecuencia rebasa el primer paso de ajuste en 1.48 segundos y se mantiene por arriba de este ajuste durante 0.09 segundos, nuevamente la frecuencia vuelve a rebasar el segundo paso de ajuste en 1.74 segundos y se mantiene por abajo del ajuste durante 0.15 segundos. Sumando estos tiempos para el segundo paso de ajuste se tiene un tiempo de 0.355 segundos, pero todavía no alcanza el tiempo de operación de este paso, posteriormente la frecuencia vuelve a rebasar el primer paso de ajuste en 1.98 segundos y se mantiene por arriba durante 0.17 segundos que es superior al ajuste del primer paso (0.16 s), por lo tanto opera el relevador 81. El tiempo respuesta del relevador 81 es igual al tiempo final obtenido, más el ajuste del primer paso, menos el tiempo que permaneció en el nivel del primer paso (0.09 s) y menos el tiempo de inicio de la falla, así el tiempo de respuesta es:

$$t_{\text{resp}}(81) = 1.98 + 0.16 - 0.09 - 0.1 = 1.95 \text{ segundos}$$

#### 4.5.1.4 Análisis de los resultados obtenidos en el estudio de la respuesta de los relevadores propuestos.

En este trabajo se llevaron a cabo simulaciones de fallas trifásicas en varios buses del sistema de prueba. Se identificaron las variables que presentan mayor variación en su magnitud, para así determinar los tiempos de respuesta de los dispositivos de protección en la interconexión, esto de acuerdo a su principio de operación. En las fallas simuladas, las variables que presentaron mayor cambio en su magnitud son: la corriente, el voltaje, la frecuencia, el ángulo del rotor y la potencia real. Entonces se analizó el comportamiento de aquellos dispositivos que toman en cuenta estas variables para operar, como son: el relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo con control o restricción de voltaje (51V), el relevador de bajo voltaje (27), el relevador de frecuencia (81), el relevador de razón de cambio de frecuencia (81R) y el relevador de desplazamiento (*vector shift*).

En la tabla 4.22 se muestran los tiempos de respuesta en segundos de los dispositivos de protección de la interconexión de la fuente de GD para las fallas presentadas, tomando en cuenta los criterios de ajustes descritos en la sección 4.3.

**Tabla 4.22** Tiempo de respuesta de los dispositivos de protección.

Eventos	Dispositivos analizados					
	Relevador 81	Relevador 27	Relevador 51V		Relevador <i>vector shift</i>	Relevador 81R
			51VC	51VR		
Falla en trifásica en el Bus-1	1.690	0.520	0.921	1.411	0.544	0.775
Falla en trifásica en el Bus-2	4.360	1.670	1.200	3.032	0.726	0.735
Falla en trifásica en el Bus-3	3.275	1.210	1.135	2.366	0.497	0.200
Falla en trifásica en el Bus-4	2.370	0.420	0.911	1.368	0.771	0.200
Falla en trifásica en el Bus-5	1.980	0.295	0.872	1.191	0.739	0.200
Falla en trifásica en el Bus-6	1.000	0.160	0.640	0.622	0.410	0.200
Falla en trifásica en el Bus-7	0.960	0.160	0.641	0.623	0.416	0.200
Falla en trifásica en el Bus-8	1.950	0.160	0.648	0.626	0.403	0.200
Falla en trifásica en el Bus-9	0.940	0.160	0.640	0.622	0.407	0.200
Falla en trifásica en el Bus-10	2.185	0.160	0.643	0.620	0.521	0.200
Falla en trifásica en el Bus-21	2.185	0.160	0.643	0.620	0.521	0.200
Falla en trifásica en el Bus-12	2.185	0.160	0.643	0.620	0.521	0.200
Falla en trifásica en el Bus-20	2.020	0.160	0.643	0.621	0.475	0.200
Falla en trifásica en el Bus-21	2.020	0.160	0.643	0.621	0.475	0.200
Falla en trifásica en el Bus-22	2.020	0.160	0.643	0.621	0.475	0.200
Falla en trifásica en el Bus-25	---	2.0 (80%)	1.435	---	0.342	0.200
Falla en trifásica en el Bus-26	---	2.0 (80%)	1.523	---	0.361	0.200
Falla en trifásica en el Bus-30	---	2.01 (80%)	1.740	---	0.564	0.660

## **4.5.2 Fallas de fase a tierra.**

Las fallas de fase a tierra al igual que las fallas trifásicas, se simularon en los buses principales de la red. Para ejemplificar, el análisis de respuesta de los dispositivos de protección, se tomaron en cuenta tres puntos de falla (Bus-1, Bus-8 y Bus-10).

### **4.5.2.1 Falla de fase a tierra en el Bus-1.**

Se simuló una falla de fase a tierra en el Bus-1, el nivel de tensión es de 115 kV, la fuente de GD está aproximadamente a 24.3 km. Los transformadores de potencia interconectados en la trayectoria del punto de falla (Bus-1) y la fuente de GD tienen una conexión delta-estrella aterrizada. Por esta razón, la corriente que circula por el neutro de la fuente de GD es casi cero, por lo que, el relevador de sobrecorriente de neutro (51N) no detectará una falla de fase a tierra mas allá de los transformadores de potencia TR-3 y TR-4.

### **4.5.2.2 Falla de fase a tierra en el Bus-8.**

Se simuló una falla de fase a tierra con una duración de 4 segundos en el Bus-8. La falla se inicia en el instante cero y se mantiene hasta 4 segundos.

Esta condición de falla genera una corriente de neutro máxima de 1.702 A en el instante de la falla, después de 10 ciclos, se mantiene constante en 1.14 A.

#### **4.5.2.2.1 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de neutro con retardo de tiempo (51N).**

Los ajustes para el relevador 51N se muestran en la tabla 4.8.

La corriente de falla en el secundario del TC que alimenta al relevador 51N se obtiene a partir de la corriente máxima que circula por el neutro del generador a través del primario del transformador de distribución monofásico:

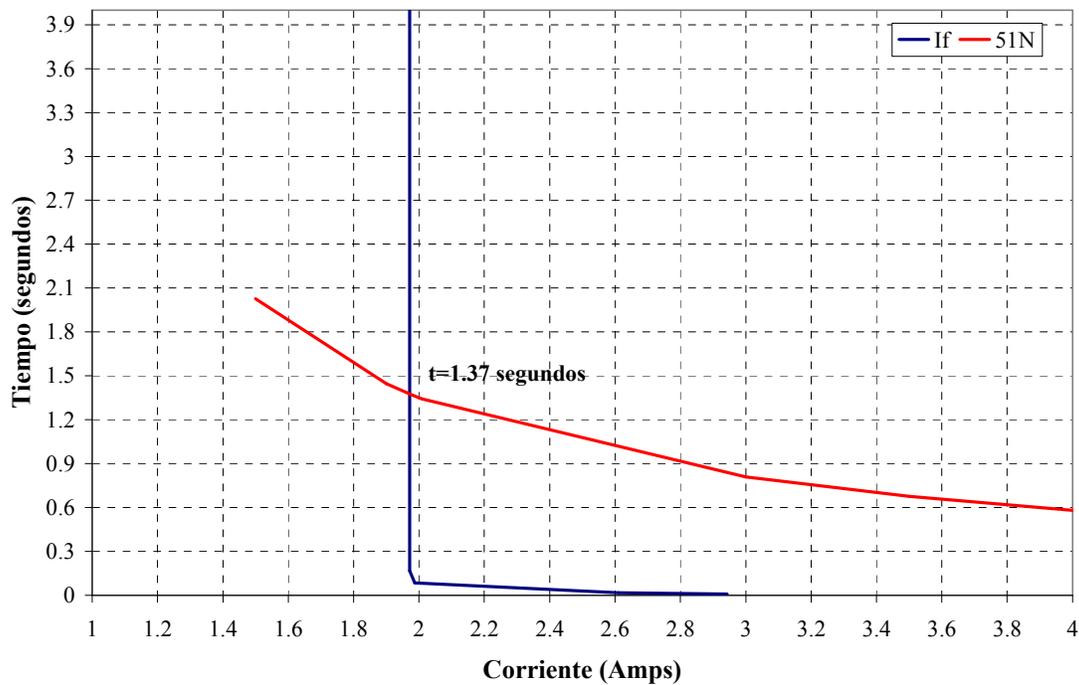
$$I_{\text{Neutro}} = 1.702 \text{ Amps.}$$

Como el esquema de aterrizamiento es un transformador de distribución se requiere obtener la corriente referida al secundario del transformador de distribución, mediante la relación siguiente:

$$I_{\text{sec TD}} = I_{\text{Neutro}} * \text{RTD} = (1.702) \left( \frac{8300}{240} \right) = 58.86 \text{ Amps.}$$

Finalmente, la  $I_{\text{STC}}$  es:  $I_{\text{STC}} = \frac{I_{\text{sec TD}}}{\text{RTC}} = \frac{58.86}{20} = 2.94 \text{ Amps.}$

Esta es la corriente de falla que circula en el neutro de la fuente de GD, referida al secundario del TC se presenta gráficamente en figura 4.14, se observa el comportamiento del relevador 51N de acuerdo con sus ajustes establecidos.



**Figura 4.14** Respuesta del relevador 51N ante una falla de fase a tierra en el Bus-8.

De acuerdo a los ajustes del relevador 51N, el tiempo de respuesta es 1.37 segundos.

En la tabla 4.23 se muestran los tiempos de respuesta en segundos del relevador 51N que protege la interconexión de la fuente de GD para las fallas simuladas, tomando en cuenta los criterios de ajustes descritas en la sección 4.3.

**Tabla 4.23** Tiempo de respuesta del relevador 51N.

<b>Eventos</b>	<b>Relevador 51N</b>
Falla de fase a tierra en el Bus-1	---
Falla de fase a tierra en el Bus-2	---
Falla de fase a tierra en el Bus-3	---
Falla de fase a tierra en el Bus-4	---
Falla de fase a tierra en el Bus-5	---
Falla de fase a tierra en el Bus-6	1.394
Falla de fase a tierra en el Bus-7	1.409
Falla de fase a tierra en el Bus-8	1.376
Falla de fase a tierra en el Bus-9	1.386
Falla de fase a tierra en el Bus-10	1.440
Falla de fase a tierra en el Bus-11	1.465
Falla de fase a tierra en el Bus-12	1.471
Falla de fase a tierra en el Bus-20	1.451
Falla de fase a tierra en el Bus21	1.482
Falla de fase a tierra en el Bus-22	1.451
Falla de fase a tierra en el Bus-25	---
Falla de fase a tierra en el Bus-26	---
Falla de fase a tierra en el Bus-30	---

#### **4.5.3 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD (isla).**

Para llevar a cabo este análisis, se simularon varios eventos los cuales llevan a red a una condición de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD con la red de distribución, también conocida como operación en isla. Los eventos simulados fueron las aperturas del punto de enlace (apertura del interruptor de enlace con distintos índices de déficit de potencia real).

De acuerdo a los dispositivos de protección recomendados para la detección de esta condición de operación, se tiene que en una condición de mayor o menor carga de potencia real para la fuente de GD se recomienda el relevador de frecuencia (81); para el caso que se tenga una mayor carga de potencia reactiva se recomienda el relevador de bajo voltaje (27)

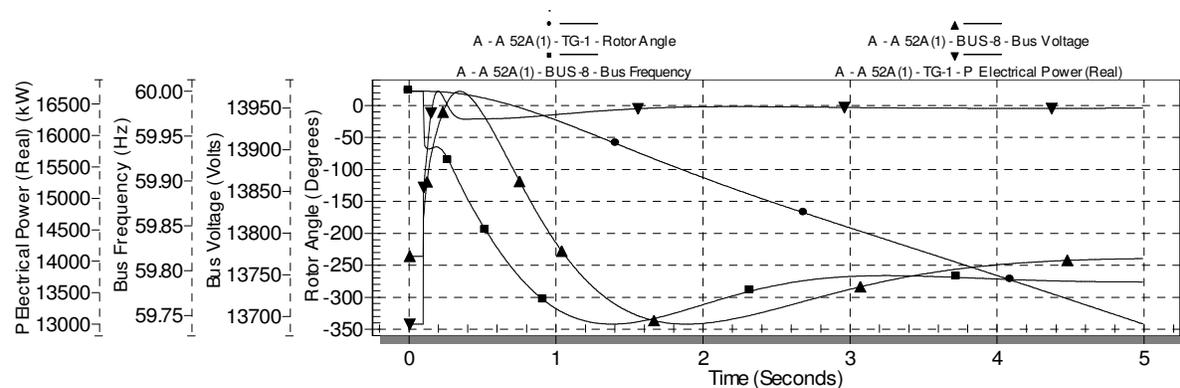
y para la condición cuando la carga de potencia reactiva es menor que la fuente de GD se recomienda un relevador de sobre voltaje (59). En algunos casos se requiere una mayor rapidez en la respuesta de los relevadores ante esta condición de operación para lo cual se recomienda utilizar el relevador de razón de cambio de frecuencia (81R) e incluir el relevador de desplazamiento del ángulo del voltaje (*Vector shift*).

#### 4.5.3.1 Eventos analizados.

Para este caso, se llevó a cabo operaciones de apertura del interruptor 52-A con diferentes índices de déficit de potencia real.

##### 4.5.3.1.1 Apertura del interruptor 52-A(a).

Se realiza el disparo del interruptor 52-A localizado en la parte superior del Bus-1 de tensión de 115 kV a una distancia aproximada de 24.3 km de la fuente de GD. El inciso (a) indica un índice de déficit de potencia real de 3 MW. La apertura inicia en 0.1 segundo y se mantiene hasta 30 segundos. En la figura 4.15 se muestran los resultados obtenidos en el PAC.



**Figura 4.15** Comportamiento de las variables eléctricas del PAC por la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW.

En la figura 4.15 se observa el comportamiento de algunas variables eléctricas para esta condición de isla, con un déficit de 3 MW. Estas variables son: potencia real, frecuencia, voltaje y el ángulo del rotor. Con estos resultados, se puede concluir que la respuesta más

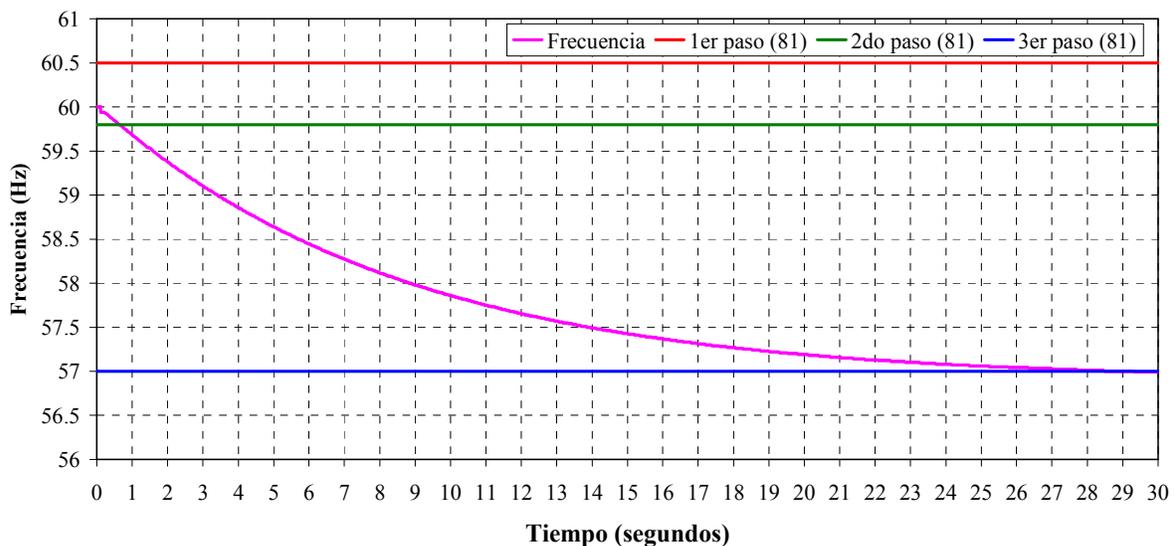
rápida del dispositivo de protección está en función de las variables que presenten variaciones más rápidas o de mayor magnitud.

#### 4.5.3.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de frecuencia (81).

Los ajustes del relevador de frecuencia (81) se muestran en la tabla 4.12.

Con los resultados obtenidos se grafica el comportamiento de la frecuencia en el PAC y se presenta los límites de ajuste del relevador de frecuencia (81). En la figura 4.16 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PAC y los ajustes del relevador 81.

En la figura 4.16 se observa que la curva de frecuencia rebasa el segundo paso de ajuste del relevador 81 en un tiempo de 0.64 segundos. Posteriormente, la frecuencia se mantiene por debajo de este ajuste y en el tiempo de 28.49 segundos la frecuencia rebasa el tercer paso de ajuste del relevador manteniéndose hasta llegar al tiempo de retardo de ajuste (0.16 segundos).



**Figura 4.16** Comportamiento del relevador 81 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW.

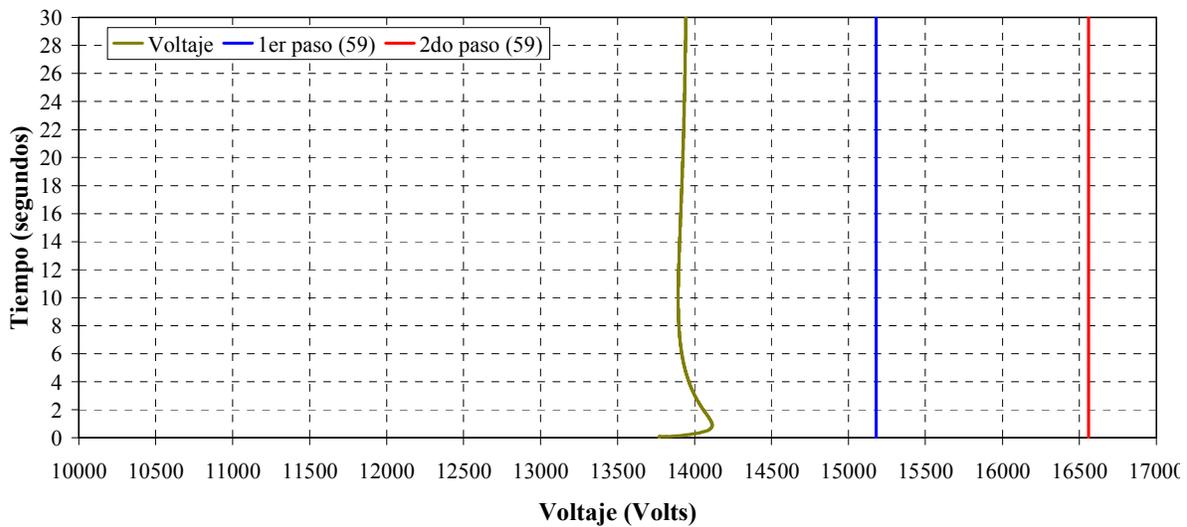
El tiempo de respuesta del relevador 81 es igual al tiempo en que rebasa el tercer paso de ajuste, más el tiempo de retardo y menos el tiempo de inicio del evento, donde se tiene que:

$$t_{\text{resp}}(81) = 28.49 + 0.16 - 0.1 = 28.55 \text{ segundos}$$

#### 4.5.3.1.3 Análisis de la respuesta del relevador de sobre voltaje (59).

Los ajustes del relevador de sobre voltaje (59) se muestran en la tabla 4.10.

Con los resultados obtenidos se grafica el comportamiento del voltaje en el PAC y se presentan los límites de ajuste del relevador de sobre voltaje (59), estas cantidades son “vistos” en el lado primario de los TP. En la figura 4.17 se muestra el comportamiento del voltaje en el PAC y los ajustes del relevador de sobre voltaje (59).



**Figura 4.17** Comportamiento del relevador 59 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW.

En la figura 4.17 se observa que la curva del voltaje no rebasa el límite de ajuste de sobre voltaje establecido para el relevador 59, por lo tanto, el relevador no opera.

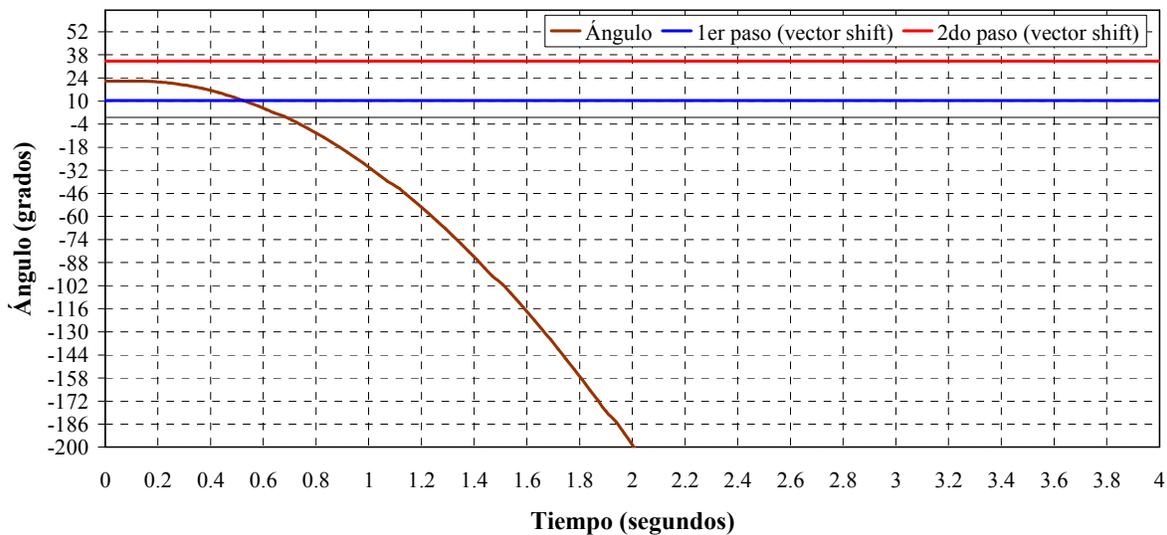
#### 4.5.3.1.4 Análisis de la respuesta del relevador de desplazamiento del ángulo (*Vector shift*).

Los ajustes del relevador del desplazamiento (*vector shift*) se muestran en la tabla 4.14.

En la figura 4.18 se muestra el comportamiento del ángulo en el PAC y los ajustes del relevador *vector shift*.

En la figura 4.18 se observa que la curva del ángulo rebasa el límite de ajuste del ángulo establecido para relevador *vector shift* en un tiempo de 0.536 segundos. Con este tiempo se determina el tiempo de respuesta del relevador *vector shift*, al cual se le agrega el tiempo de retardo de 0.06 segundos y se le resta el tiempo de inicio del evento de 0.1 segundo, donde se tiene que:

$$t_{\text{resp}}(\text{vector\_shift}) = 0.536 + 0.06 - 0.1 = 0.496 \text{ segundos}$$



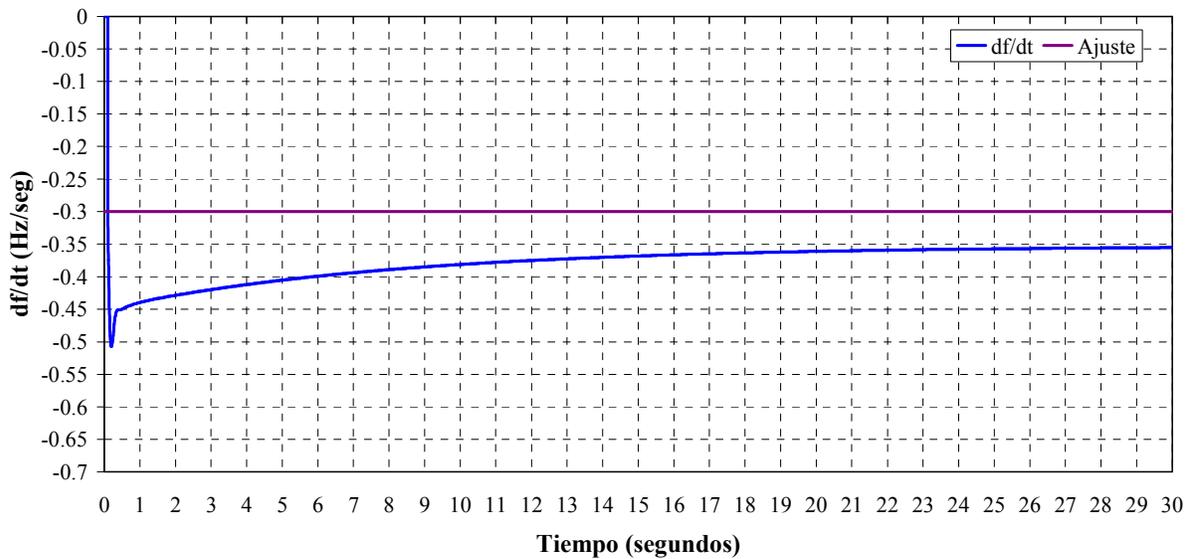
**Figura 4.18** Comportamiento del relevador *vector shift* ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW.

#### 4.5.3.1.5 Análisis de la respuesta del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Los ajustes del relevador de razón de cambio de frecuencia de frecuencia (81R) se muestran en la tabla 4.13.

En la figura 4.19 se presenta el comportamiento del relevador de razón de cambio ( $df/dt$ ) en relación al cambio de la potencia real en el PAC, así como también, su ajuste de  $df/dt$ .

En la figura 4.19 se observa que el relevador de razón de cambio (81R) rebasa el límite de ajuste establecido en  $t=0.116$  s, casi en el instante del evento.



**Figura 4.19** Comportamiento del relevador 81R ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de 3 MW.

En la tabla 4.24 se muestra los valores utilizados por la ecuación para determinar el tiempo de respuesta del relevador 81R.

**Tabla 4.24** Respuesta del relevador 81R.

Tiempo (seg.)	$P_{LO}$ (MW)	$P_{TO}$ (MW)	$P_{TNOM}$ (MW)	H (MW-s/MVA)	$f_r$ (Hz)	$df/dt$
0.100	13.000	13.000	29.600	7.390	60.000	0.000
0.116	15.663	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.37
0.150	16.408	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.47
0.200	16.699	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.51
0.250	16.526	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.48
0.300	16.335	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.46
0.316	16.310	13.000	29.600	7.390	60.000	-0.45

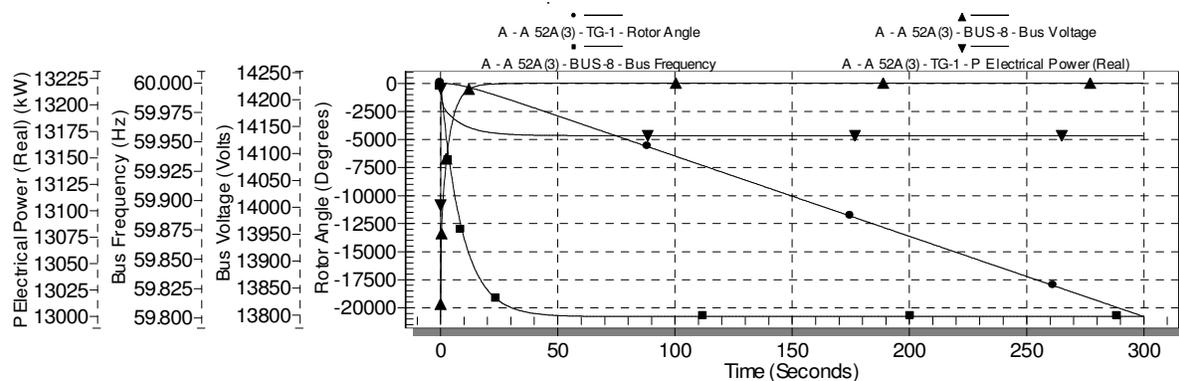
De acuerdo al comportamiento de la potencia real en el PAC, la curva del relevador 81 rebasa el límite de ajuste en el tiempo de 0.116 segundos. Con este tiempo se determina el

tiempo de respuesta del relevador 81R, se agrega el retardo de 0.2 segundos y se le resta el tiempo de inicio del evento de 0.1 segundo, finalmente el tiempo de respuesta es:

$$t_{\text{resp}}(81R) = 0.116 + 0.2 - 0.1 = 0.216 \text{ segundos}$$

#### 4.5.3.2 Apertura del interruptor 52-A(c).

Nuevamente, se simula el disparo del interruptor 52-A, el inciso (c) indica un índice de déficit de potencia real de casi cero, para obtener este déficit se dejó fuera de servicio los motores MTRI-1 y MTRI-2 de 2200 HP conectados al Bus-8 de 13.8 kV. La apertura inicia en 0.1 segundo y se mantiene durante 30 segundos. En la figura 4.20 se muestran los resultados, que corresponden a las variables eléctricas en el PAC.



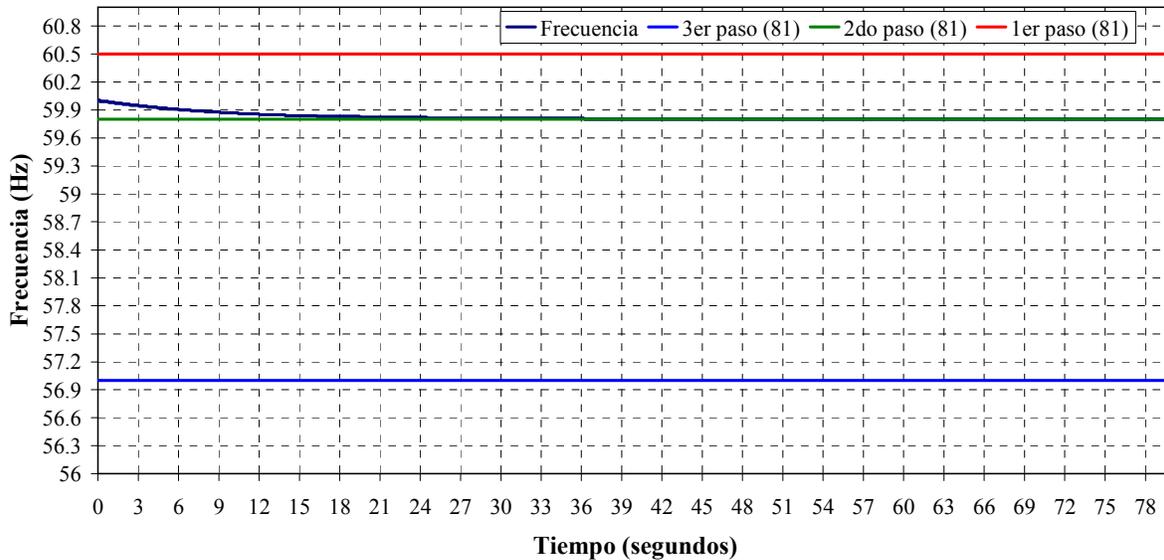
**Figura 4.20** Comportamiento de las variables eléctricas del PAC por la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW.

En la figura 4.20 se observa que esta condición de isla con un índice de déficit de casi cero MW las variables tienen un cambio rápido. Por lo tanto, los dispositivos de protección que dependan de estas variables serán los que respondan a esta condición de operación.

##### 4.5.3.2.1 Análisis de respuesta del relevador de frecuencia (81).

Los ajustes del relevador de frecuencia (81) se muestran en la tabla 4.12.

En la figura 4.21 se muestra el comportamiento de la frecuencia en el PAC y los ajustes del relevador 81.



**Figura 4.21** Comportamiento del relevador 81 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW.

En la figura 4.21 se observa que la curva de frecuencia rebasa el segundo paso de ajuste del relevador 81 en un tiempo de 36.25 seg., la frecuencia se mantiene por debajo de este ajuste hasta llegar al tiempo de retardo de ajuste (300 segundos), por lo que el tiempo de respuesta del relevador 81 es igual al tiempo en que rebasa el tercer paso de ajuste, mas el tiempo de retardo y menos el tiempo en que inicia el evento, así el tiempo de respuesta final es:

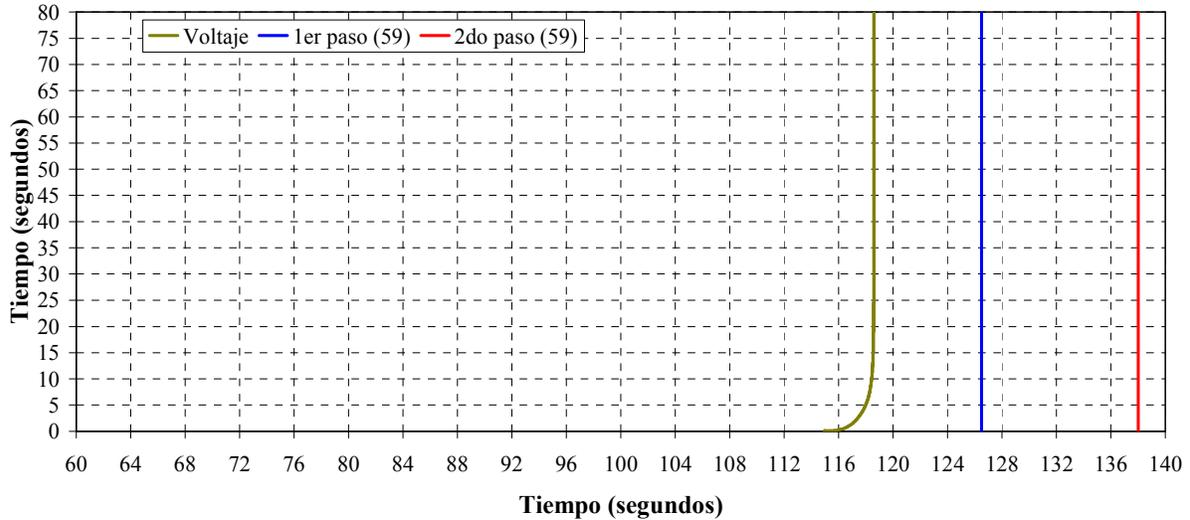
$$t_{\text{resp}}(81) = 36.25 + 300 - 0.1 = 336.15 \text{ segundos}$$

#### 4.5.3.2.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobre voltaje (59).

Los ajustes del relevador de sobre voltaje (59) se muestran en la tabla 4.10.

De los resultados obtenidos se grafica el comportamiento del voltaje en el PAC y se presentan los límites de ajuste del relevador de sobre voltaje (59), estas cantidades son

“vistas” en el lado primario de los TP. En la figura 4.22 se muestra el comportamiento del voltaje en el PAC y los ajustes del relevador de sobre voltaje (59).



**Figura 4.22** Comportamiento del relevador 59 ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW.

En la figura 4.22 se observa que la curva del voltaje no rebasa el límite de ajuste de sobre voltaje establecido para el relevador 59, por lo que no llega a operar para esta condición de operación.

#### 4.5.3.2.3 Análisis de la respuesta del relevador de desplazamiento del ángulo (*vector shift*).

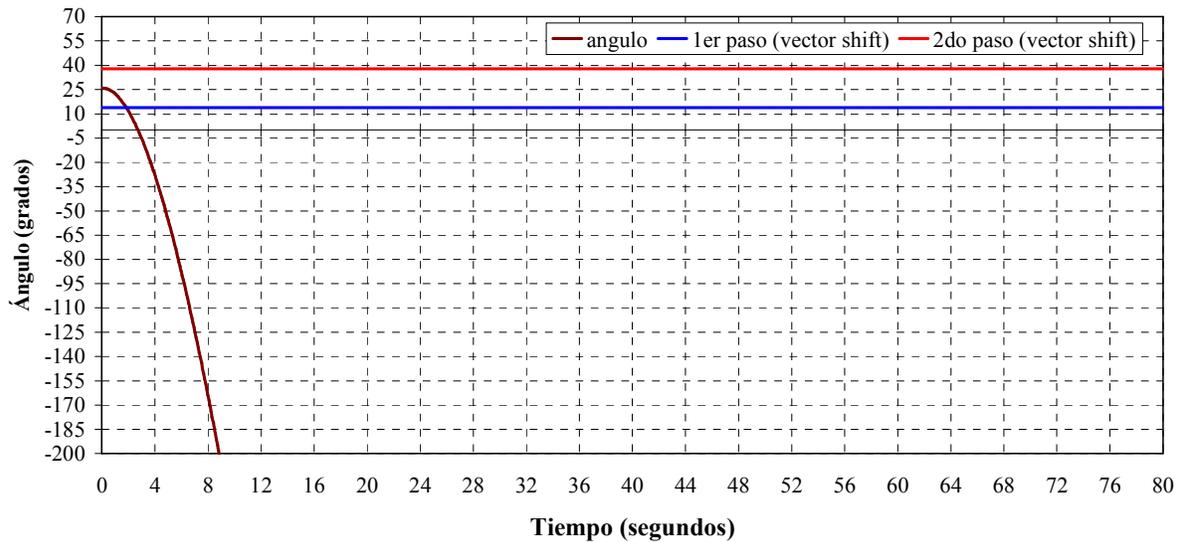
Los ajustes del relevador del desplazamiento (*vector shift*) se muestran en la tabla 4.14.

En la figura 4.23 se muestra el comportamiento del ángulo en el PAC y los ajustes del relevador *vector shift*.

En la figura 4.23 se observa que la curva del ángulo rebasa el límite de ajuste del ángulo establecido para relevador *vector shift* en un tiempo de 2.103 segundos. Con este tiempo se determina el tiempo de respuesta del relevador *vector shift*, se le agrega el retardo de 0.06

segundos y se le resta el tiempo de inicio del evento de 0.1 segundo, así el tiempo final de respuesta es:

$$t_{\text{resp}}(\text{vector\_shift}) = 2.103 + 0.06 - 0.1 = 2.063 \text{ segundos}$$



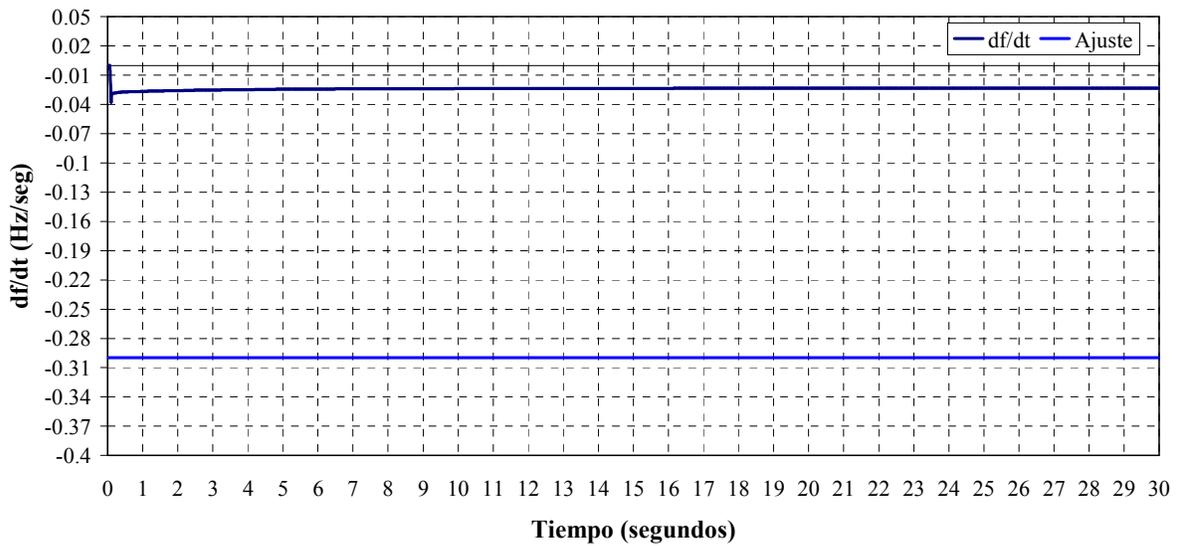
**Figura 4.23** Comportamiento del relevador *vector shift* ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW.

#### 4.5.3.2.4 Análisis de la respuesta del relevador de razón de cambio de frecuencia (81R).

Los ajustes del relevador de razón de cambio de frecuencia de frecuencia (81R) se muestran en la tabla 4.13.

De los resultados obtenidos, se grafica el comportamiento del relevador de razón de cambio (df/dt) en relación al cambio de la potencia real en el PAC, además de su ajuste de df/dt, en la figura 4.24 se muestra este comportamiento, el cual se trazó empleando la ecuación propuesto en la referencia [21].

En la figura 4.24 se observa que de acuerdo con el comportamiento de la potencia real en el PAC, el relevador de razón de cambio (81R) no rebasa el límite de ajuste de 0.3 Hz/seg., por lo que no llega a operar.



**Figura 4.24** Comportamiento del relevador 81R ante la apertura del interruptor 52-A con un déficit de potencia real de casi cero MW.

En la tabla 4.25 se muestran los tiempos de respuesta en segundos de los dispositivos de protección de la interconexión de la fuente de GD, tomando en cuenta los criterios de ajustes descritos en la sección 4.3.1.

**Tabla 4.25** Respuesta de los relevadores ante una condición de operación en isla.

Eventos	Relevador 81	Relevador 27	Relevador 59	Relevador vector shift	Relevador 81R.
Apertura del 52-A (a)	28.55	---	---	0.496	0.216
Apertura del 52-A (b)	---	---	---	0.686	---
Apertura del 52-A (c)	336.15	---	---	2.063	---
Apertura del 52-A (d)	2.743	---	---	0.575	---
Apertura del 52-A (e)	1.871	---	---	0.521	0.316
Apertura del 52-A (f)	0.732	---	3.585	0.338	0.316

a) Un déficit de potencia real de 3 MW, b) Un déficit de potencia real de 2 MW, c) Un déficit de potencia real de 0 MW, d) Un déficit de potencia real de -2 MW, e) Un déficit de potencia real de -3 MW y f) Un déficit de potencia real de -4 MW.

#### 4.5.4 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante eventos que lleven a un flujo de potencia anormal.

Para llevar a cabo este análisis se realizaron varios eventos en la que se demanda una potencia mayor a la que proporciona el primo motor. Para modelar esta condición de

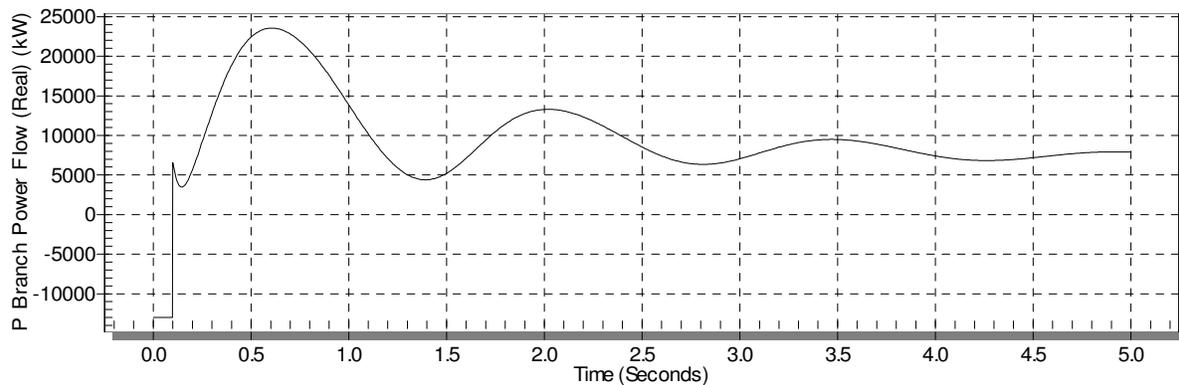
operación se simuló una falla en el bus cercano a la fuente de GD. Para detectar esta condición de operación se recomienda el relevador 32.

#### 4.5.4.1 Eventos analizados.

Para llevar a cabo esta anomalía, debido a las limitaciones del programa y las condiciones del modelado de la red de prueba, solamente se simuló una falla trifásica en el punto cercano a la fuente de GD (Bus-17).

##### 4.5.4.1.1 Falla trifásica en el Bus-17.

Se simuló una falla trifásica permanente con una impedancia a tierra de  $1.0 + j1.0$  en el Bus-17. La falla inicia en 0.1 segundo y se mantiene hasta 5 segundos. En la figura 4.25 se muestra la potencia real medido en el PAC.

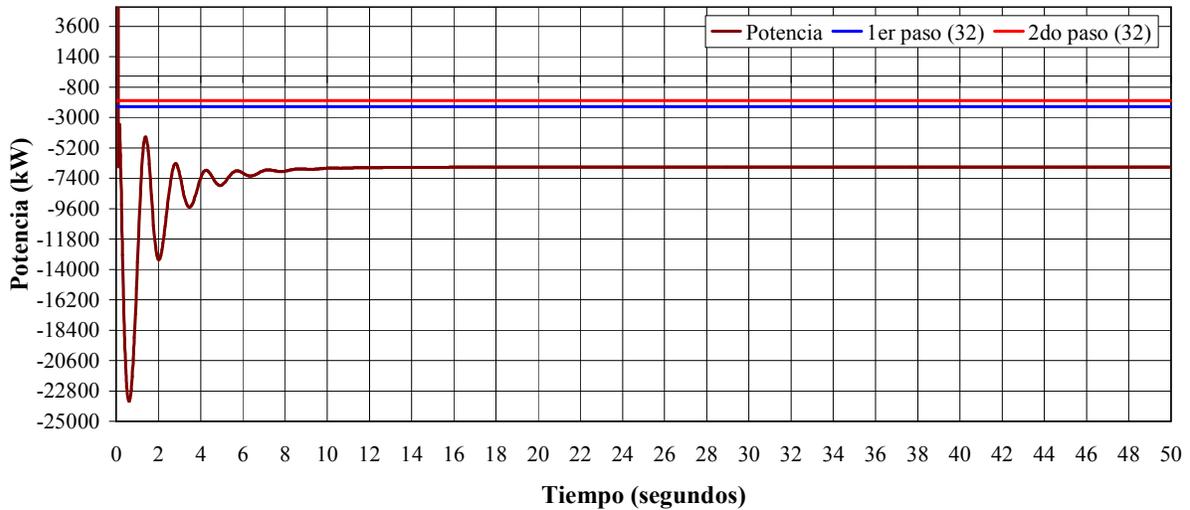


**Figura 4.25** Comportamiento de la potencia real en el PAC ante un problema de motorización.

##### 4.5.4.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de potencia inversa (32).

Los ajustes del relevador de potencia inversa (32) se muestran en la tabla 4.15.

En la figura 4.26 se muestra gráficamente el comportamiento de la potencia inversa en el PAC y los límites de ajuste del relevador de potencia inversa (32).



**Figura 4.26** Comportamiento del relevador 32.

En la figura 4.26 se observa que la curva de la potencia rebasa el límite de la potencia inversa establecida en el ajuste del relevador 32, en un tiempo de 10 segundos. Con este tiempo se determina el tiempo final de respuesta del relevador 32, que es igual al tiempo registrado más el tiempo de retardo y menos el tiempo de inicio del evento, dado como:

$$t_{\text{resp}}(32) = 0.1 + 10 - 0.1 = 10 \text{ segundos}$$

#### 4.5.5 Análisis de la respuesta de los dispositivos de protección ante otros eventos de falla.

En este análisis se llevaron a cabo fallas de fase a fase en todos los buses en estado estacionario, debido a las limitaciones del programa comercial que no evalúa el estudio dinámico para este tipo de fallas. Con los resultados obtenidos y su representación en componentes simétricas se obtuvieron los parámetros necesarios para ajustar y evaluar la operación del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

#### 4.5.5.1 Fallas de fase a fase.

Estas fallas se simularon en estado estable en los principales buses de la red de prueba. Para ejemplificar el análisis de la respuesta del relevador 46, se tomaron en cuenta tres puntos de falla (Bus-1, Bus-4 y Bus-8).

##### 4.5.5.1.1 Falla de fases a fase en el Bus-1.

La corriente de falla medida en el PAC de una de las fases involucradas en la falla es:

$$I_F = 1975.03 \angle 172.99^\circ \text{ Amps.}$$

La corriente de secuencia negativa para la falla de fase a fase se obtiene evaluando la ecuación 4.4, presentada en la sección 4.4.4.1. Entonces, la corriente de secuencia negativa en el PAC es:

$$I_2 = \frac{1}{3} (1 \angle 120^\circ)^2 (1975.03 \angle 172.99^\circ) + \frac{1}{3} (1 \angle 120^\circ) (1975.03 \angle 172.99^\circ)$$
$$I_2 = 1140.28 \angle 82.99^\circ \text{ Amps.}$$

##### 4.5.5.1.2 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Los ajustes del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46) se muestran en la tabla 4.17.

La  $I_2$ , en terminales del secundario del TC para la falla en el Bus-1 es:

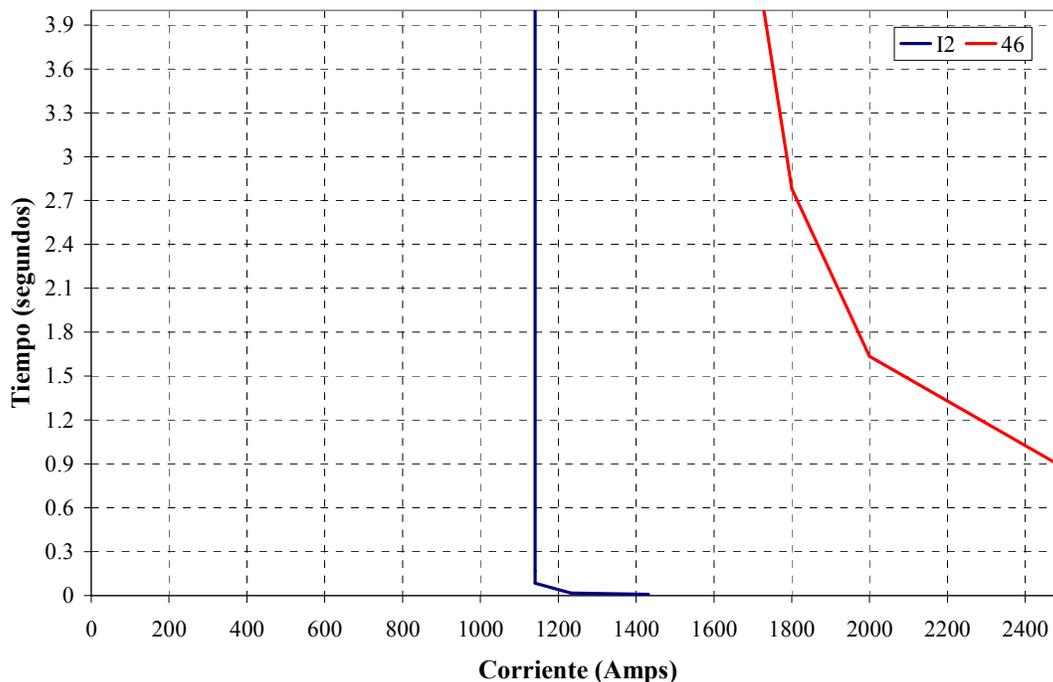
$$I_{2\text{sec}} = \frac{I_2}{RTC} = \frac{1140.28}{300} = 3.8 \text{ Amps.}$$

El MT correspondiente a este valor de corriente es:

$$MT = \frac{I_{2sec}}{I_{tap}} = \frac{3.8}{5.16} = 0.736$$

Como el valor del MT es menor que 1, entonces se concluye que el relevador no opera, por que 3.8 es menor que el tap de arranque (5.16).

De los resultados obtenidos del estudio de la falla de fase a fase en el Bus-1, se grafica el comportamiento de la corriente de secuencia negativa de falla que circula en el PAC y la curva de operación del relevador 46. En la figura 4.27 se muestran estas gráficas.



**Figura 4.27** Respuesta del relevador 46 ante una falla de fase a fase en el Bus-1.

En la figura 4.27 se observa también que la curva de la corriente de secuencia negativa no intercepta la curva de operación del relevador 46, por lo que con los ajustes recomendados no podrán detectar fallas de fase a fase en puntos muy lejanos a la fuente de GD.

#### 4.5.5.1.3 Falla de fase a fase en el Bus-8.

La corriente de falla de fase a fase medida en el PAC es  $I_F = 8016.96 \angle 176.85^\circ$  Amps.

Entonces, la corriente de secuencia negativa es  $I_2 = 4628.59 \angle 86.85^\circ$  Amps.

#### 4.5.5.1.4 Análisis de la respuesta del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Los ajustes del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46) se muestran en la tabla 4.17.

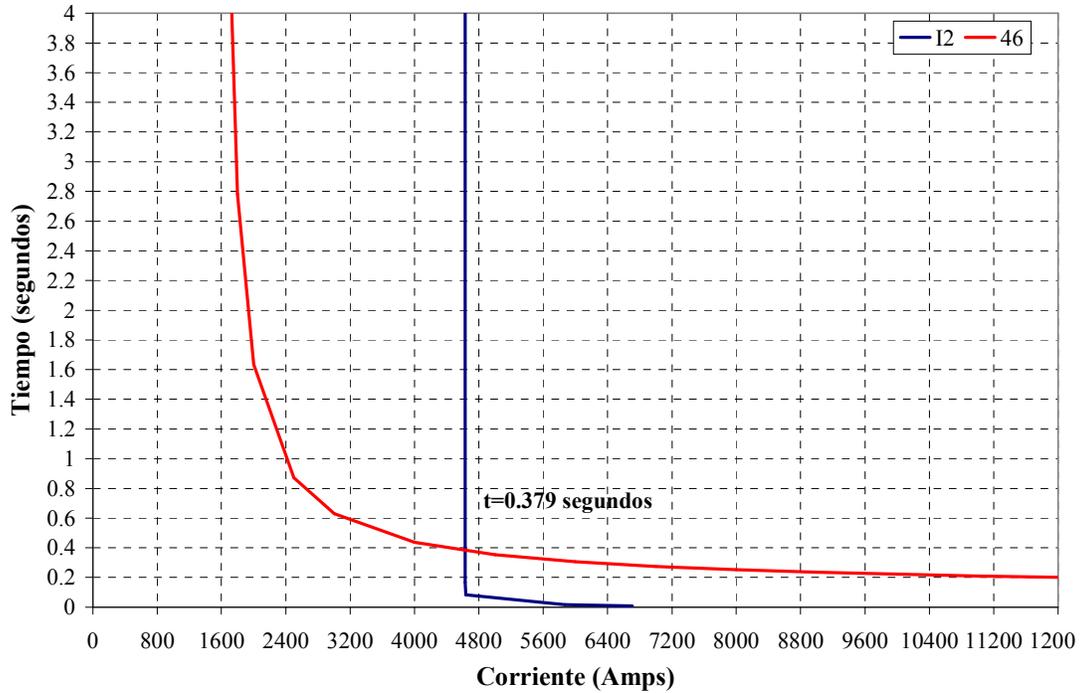
La corriente en el secundario del TC está definida como,  $I_{2STC} = 5.42$  Amps.

El MT correspondiente a esta corriente de falla es  $MTI_2 = 2.98$

A partir del MT calculado, el dial de tiempo de 0.06 y la curva característica inversa (IEC), se obtiene que el relevador opera en 0.38 segundos.

En la figura 4.28 se muestra el comportamiento de la  $I_2$  medida en el PAC y la curva de operación del relevador 46, también se aprecia que la corriente de secuencia negativa intercepta a la curva de operación del relevador 46 en un tiempo de 0.379 segundos.

A partir de las fallas de fase a fase simuladas en la red de prueba, se obtuvo el comportamiento de la corriente de secuencia negativa en el PAC y se determinaron los tiempos de respuesta del relevador 46.



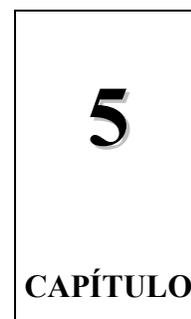
**Figura 4.28** Respuesta del relevador 46 ante una falla de fase a fase en el Bus-8.

En la tabla 4.26 se muestran los tiempos de respuesta en segundos del relevador 46 localizado en la interconexión de la fuente de GD, tomando en cuenta los criterios de ajustes descritos en la sección 4.3.1.

**Tabla 4.26** Tiempo de respuesta del relevador 46.

Eventos	Relevador 46
Falla de fase a fase en el Bus-1	---
Falla de fase a fase en el Bus-2	---
Falla de fase a fase en el Bus-3	---
Falla de fase a fase en el Bus-4	---
Falla de fase a fase en el Bus-5	---
Falla de fase a fase en el Bus-6	0.381
Falla de fase a fase en el Bus-7	0.382
Falla de fase a fase en el Bus-8	0.38
Falla de fase a fase en el Bus-9	0.38
Falla de fase a fase en el Bus-10	0.389
Falla de fase a fase en el Bus-11	0.391
Falla de fase a fase en el Bus-12	0.392
Falla de fase a fase en el Bus-20	0.389
Falla de fase a fase en el Bus21	0.394
Falla de fase a fase en el Bus-22	0.389
Falla de fase a fase en el Bus-25	---
Falla de fase a fase en el Bus-26	---

# RECOMENDACIONES EN LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LA INTERCONEXIÓN DE FUENTES DE GD A LA RED DE DISTRIBUCIÓN



## 5.1 Introducción.

La protección de la interconexión de una fuente de GD diseñada correctamente debe atender los intereses del inversionista de la fuente y de la compañía suministradora, y al menor costo posible. La función principal de la protección de la interconexión es evitar la formación de islas en el sistema, en otras palabras, deberá determinar cuando la fuente ha dejado de operar en paralelo con la red de distribución. La detección y el disparo deberá ser lo suficientemente rápido para permitir el recierre automático del interruptor de la subestación.

En esta sección se proponen las recomendaciones para el uso de los dispositivos de protección en la interconexión, tomando en cuenta los niveles funcionales de la protección de la interconexión que dependen de factores como: capacidad del generador, punto de interconexión con la red de distribución, tipo de generador, y configuración de interconexión del transformador. Estas recomendaciones se refieren a la elección adecuada de los dispositivos de protección destinado solamente para el punto de acoplamiento común, entre la fuente de GD y la red de distribución, atendiendo los objetivo de protección como: detección de pérdida de operación en paralelo, detección de condiciones de retroalimentación de fallas, detección de condiciones perjudiciales en la red de distribución, detección de flujo de potencia anormal y restauración. También, se recomienda los procedimientos para validación de los ajustes de los dispositivos de protección ante eventos que se presenten en la red de distribución.

## **5.2 Recomendaciones de los dispositivos de protección contra la retroalimentación de fallas.**

Los dispositivos de protección de la interconexión de la fuente de GD para la detección de retroalimentación de fallas, principalmente depende del tamaño del generador de la fuente de GD.

En muchas fuentes de GD pequeñas, por lo general, no es necesario la protección contra la retroalimentación de fallas, dado que esta alimentación es de corta duración. Por ejemplo, los generadores de inducción suministran tan sólo dos o tres ciclos de corriente de falla para las fallas externas, igual que a los motores de inducción.

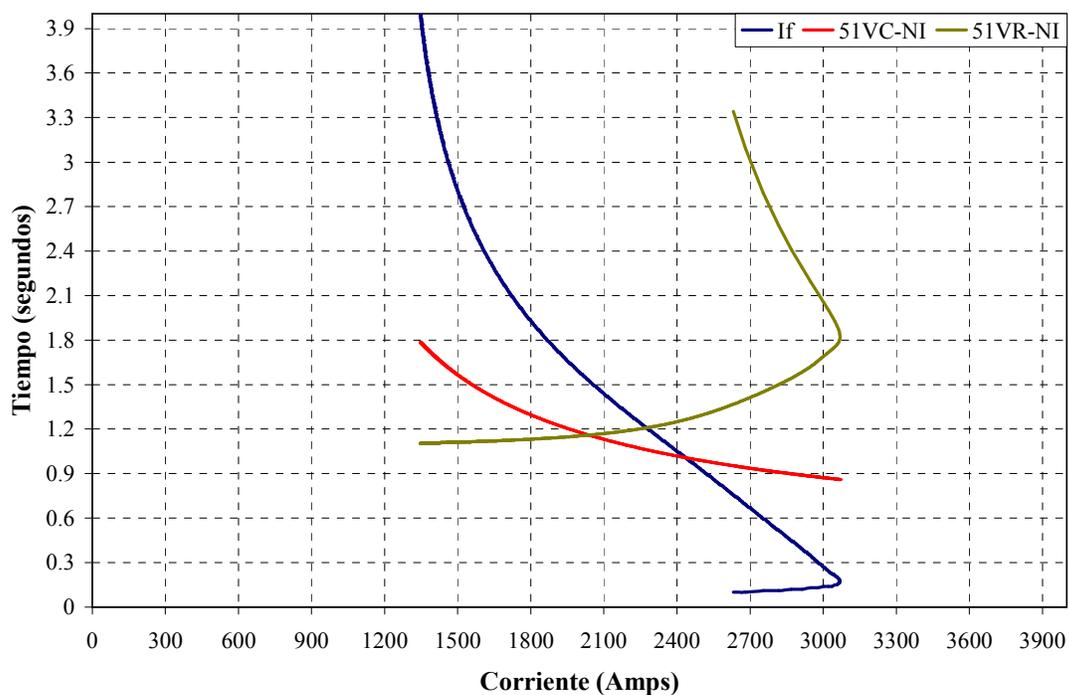
Generalmente, las fuentes de GD con pequeños generadores se sobrecargan al disparo del interruptor de la subestación de distribución, dado que su soporte es muy bajo. Para estos generadores, la detección de la pérdida de operación en paralelo es por medio de los relevadores de frecuencia (81), bajo voltaje (27) y sobre voltaje (59), estos relevadores brindan toda la protección de la interconexión.

A medida que se incrementa la fuente de GD, mayor es la posibilidad de contribuir de manera significativa con la corriente de falla a la red de distribución.

Para generadores de gran capacidad, el uso de relevadores de sobrecorriente normales, con los ajustes comunes, es difícil coordinarlos adecuadamente con los asociados a la interconexión de la fuente de GD. Con esto no es posible una adecuada protección en la interconexión debido al decremento de la corriente de falla del generador síncrono ante una falla entre fases. Por esta razón se recomienda el uso de relevadores de sobrecorriente con control o restricción de voltaje (51V).

Para el caso del relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC) se recomienda utilizarlo cuando se requiere un mayor alcance, para detectar fallas lejanas al punto de interconexión de la fuente de GD. Esto es posible debido a que el relevador 51VC tiene un

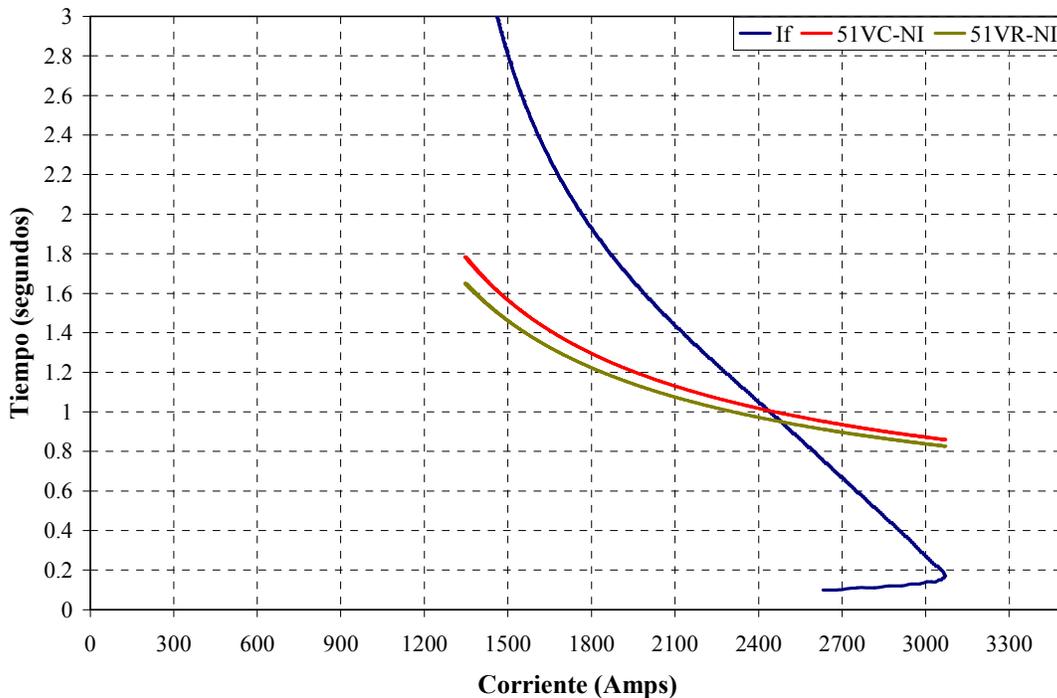
elemento de control de voltaje (bajo voltaje) que ayuda a confirmar que la sobrecorriente es debida a una falla en la red de distribución. Se ajusta con la máxima caída de voltaje del punto de falla hasta donde se desea detectar o proteger. Para el caso del relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR) se recomienda su uso cuando se requiere una respuesta más rápida para fallas cercanas a la fuente de GD. Esto debido a que el relevador 51VR modifica el valor de arranque continuamente de acuerdo al voltaje de entrada, teniendo el arranque mínimo en fallas más cercanas al punto de interconexión. En las figuras 5.1 y 5.2 se muestran comparaciones de estos dos relevadores para una falla lejana y cercana al punto de interconexión de la fuente de GD.



**Figura 5.1** Comparación de los relevadores 51VC y 51VR para una falla lejana a la fuente de GD.

En la figura 5.1 se muestra el comportamiento de los relevadores 51VC y 51VR ante una falla lejana al punto de interconexión de la fuente, se observa que el relevador 51VC tiene una respuesta más rápida que el relevador 51VR, los dos relevadores utilizan la curva característica inversa (IEC). Esto se cumple debido al comportamiento del voltaje en el Punto de Acoplamiento Común, hace que el relevador 51VR sense un voltaje, modificando su

corriente de arranque. Sin embargo, el relevador 51VC opera más rápido porque su ajuste fue determinado en base a una falla lejana.

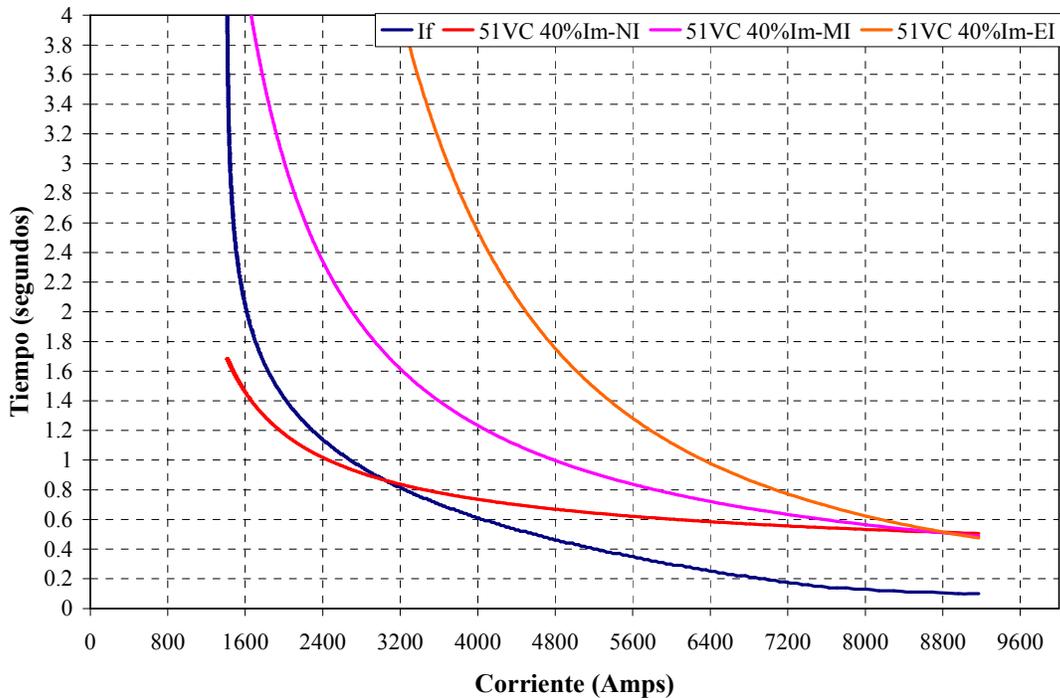


**Figura 5.2** Comparación de los relevadores 51VC y 51VR para una falla cercana a la fuente de GD.

En la figura 5.2 se muestra el comportamiento de los relevadores 51VC y 51 VR pero ahora para una falla cercana a la fuente de GD, se observa que el relevador 51VR tiene una respuesta más rápida que el relevador 51VC, se utiliza la curva característica inversa (IEC). Esto se debe al mismo principio de funcionamiento del relevador 51VR, el cual acelera su respuesta cuando el voltaje decae rápidamente y la respuesta lenta del relevador 51VC se debe a su ajuste alto de corriente comparado con el obtenido para el relevador 51VR ante una falla cercana.

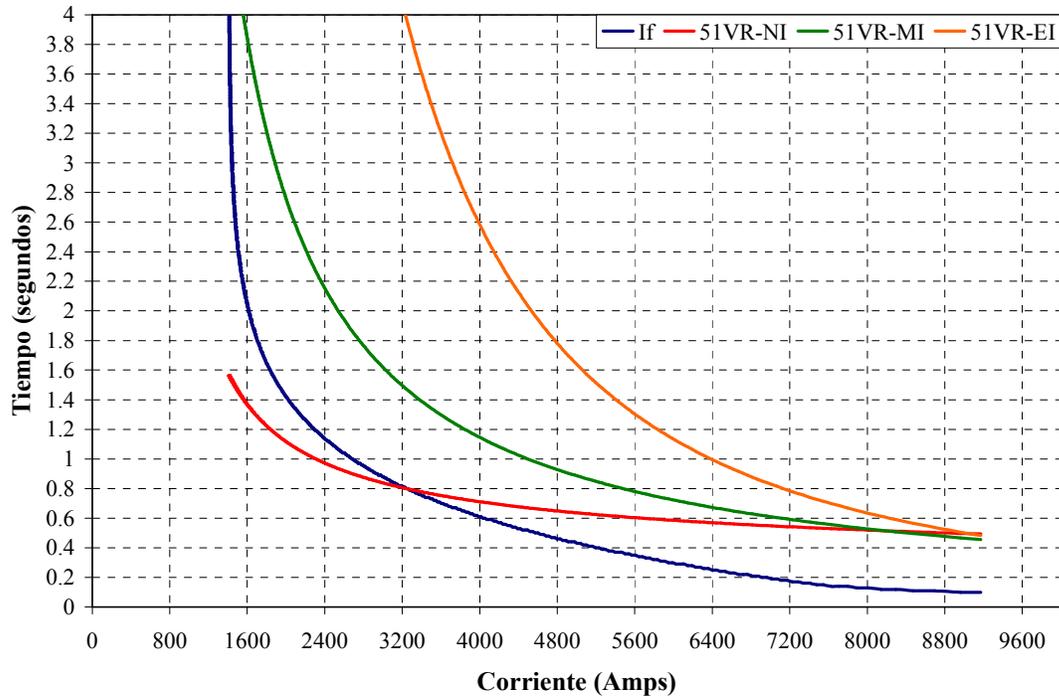
Debido a la importancia de detectar y disparar rápidamente la fuente para fallas que se presenten en la red de distribución, se comprobó que para los dos tipos de relevadores 51VC y 51VR se recomienda utilizar la curva de operación de tipo característica inversa debido a que ofrece una respuesta más rápida, con la facilidad de coordinar adecuadamente con los demás relevadores de la red de distribución, en las figuras 5.3 y 5.4 se muestra la diferencia entre las curvas de operación de características inversa, muy inversa y extremadamente inversa (IEC)

para el ajuste de los relevadores 51VC y 51VR ante una falla cercana al punto de interconexión. Para ejemplificar, este análisis se utilizó la red de distribución de prueba con los ajustes de corriente de arranque, la palanca de tiempo (dial) y el nivel de control de voltaje de los relevadores 51VC y 51VR, respectivamente. El punto de falla cercana al punto de interconexión para la red de prueba es el Bus-8.



**Figura 5.3** Comparación de las curvas características de operación del relevador 51VC.

En la figura 5.3 se observa que la curva característica inversa para el relevador 51VC tiene una respuesta más rápida que las otras dos, dado que la curva inversa intercepta en menos tiempo la curva de corriente de falla del Bus-8 que circula en una de las fases en el punto de acoplamiento común. Cada curva tiene los mismos ajustes de corriente de arranque (el 40% de la corriente de carga máxima), palanca de tiempo (seleccionado para un tiempo de 0.5 segundos) y el control voltaje (ajustado al 77% del voltaje nominal para la falla mas lejana que se desea detectar).



**Figura 5.4** Comparación de las curvas características de operación del relevador 51VR.

En la figura 5.4 también se observa que la curva característica inversa para el relevador 51VR tiene una respuesta mucho más rápida que las otras dos, dado que la curva inversa intercepta en menos tiempo la curva de corriente de falla del Bus-8 que circula en una de las fases en el punto de acoplamiento común. Cada curva tiene los mismos ajustes de corriente de arranque (el 150% de la corriente de carga máxima), palanca de tiempo (seleccionado para un tiempo de 0.5 segundos) y la restricción automática de voltaje, el cual cambia el valor de ajuste de la corriente de arranque, de acuerdo al comportamiento del voltaje en el punto de acoplamiento común.

Para satisfacer los objetivos de protección antes mencionados en la interconexión de una fuente de GD, se utilizaron los dispositivos de protección recomendados. Dentro de estos dispositivos se cuenta con dispositivos de protección que respondieron ante las fallas simuladas, pero no son diseñados o no tienen este objetivo de operación. Por ejemplo, el relevador 27 de acuerdo con los ajustes recomendados en la norma IEEE Std. 1547-2003 tiene una respuesta más rápida para fallas entre fases, cercanas al punto de acoplamiento común que cualquier otro dispositivo de protección de la interconexión. Esto debido a que una falla



El análisis para este punto de falla (Bus-8) se realizó en la sección 4.5.1.3 del capítulo 4 en la cual se observó que el relevador con una respuesta más rápida fue el relevador 27 con un tiempo de respuesta de 0.16 segundos, y posteriormente, el relevador 81R en 0.2 segundos. Los relevadores diseñados para liberar esta falla lo hacen en 0.548 segundos por el 51VC y de 0.526 segundos por el 51VR.

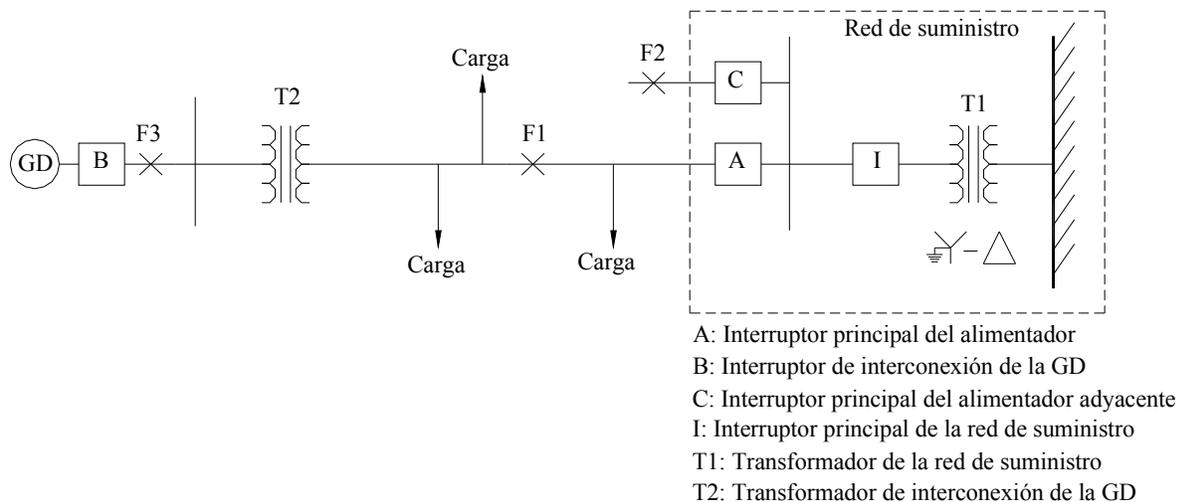
En condiciones de fallas cercanas al punto de acoplamiento común, se deberá efectuar un análisis más detallado para determinar si es necesaria la utilización del relevador de 51V o es suficiente con el relevador 27, o el relevador 81R. La recomendación para este caso, es utilizar el relevador 27 como respaldo del relevador 51V para fallas cercanas al punto de acoplamiento común.

### **5.2.1 Dispositivos de protección para fallas a tierra.**

Los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de GD para la detección de fallas de fase a tierra depende del tamaño del la fuente de GD, la conexión que se tenga entre la fuente y la red de distribución y del esquema de aterrizamiento que se tenga en el PAC.

Cuando se tiene un transformador elevador entre la fuente de GD y la red de distribución, es necesario determinar el tipo de conexión del transformador y se debe contar con dispositivos de protección para fallas de fase a tierra, que se presenten más allá de estos transformadores.

Las grandes fuentes de GD, generalmente se conectan a la red de distribución a través de un transformador elevador de interconexión como se muestra en la figura 5.6. Hay cinco conexiones de transformadores que se emplean frecuentemente, donde cada una de ellas tiene sus ventajas y desventajas. En la tabla 5.1 se muestra algunas de las posibles opciones con las ventajas y problemas relativos a cada tipo de conexión de acuerdo a la figura 5.6 [9].



**Figura 5.6** Interconexión a través de un transformador de interconexión.

**Tabla 5.1** Ventajas y desventajas de las conexiones del transformador de interconexión.

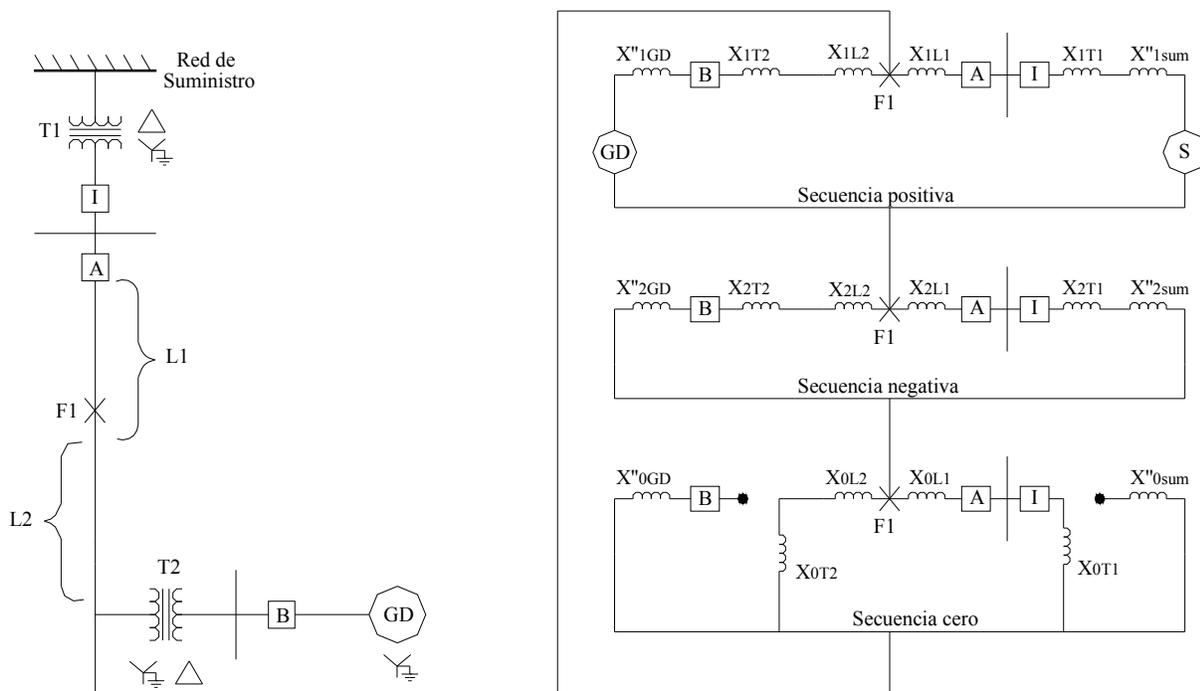
No. Conexión	Conexiones del transformador de interconexión			Ventajas	Desventajas
	Alto voltaje (primario)	Bajo voltaje (secundario)			
1	Delta	Delta	No proporciona retroalimentación de corriente ante una falla a tierra en los puntos F1 y F2 y no hay corriente de neutro desde el interruptor A ante fallas en F3.	Para fallas a tierra en F1, y al operar primero el interruptor A, deja aislada la carga, lo cual puede originar problemas de sobrevoltaje en las otras fases no falladas.	
2	Estrella	Delta			
3	Delta	Estrella Aterrizada	No hay corriente de neutro desde el interruptor A ante fallas a tierra en el punto F3. No hay sobrevoltaje ante fallas a tierra en F1	Proporciona corriente de tierra indeseada ante fallas de la red en F1 y F2.	
4	Estrella Aterrizada	Delta	Por el aterrizamiento de sus dos devanados no hay la posibilidad que exista desbalance de voltaje y así provocar un sobrevoltaje, ante fallas a tierra.	Permite al relevador principal de la red A responder a fallas a tierra en el punto F3.	
5	Estrella Aterrizada	Estrella Aterrizada			

El problema principal de las primeras tres conexiones del transformador de interconexión de la tabla 5.1 con devanado primario no aterrizado se presenta después del disparo del interruptor del alimentador (A) ante una falla a tierra en F1, dado que la red cuenta con múltiples conexiones a tierra, es posible que se someta al transformador montado en poste a un sobre voltaje de fase a neutro cercano al voltaje entre fases, en las fases sin falla. Esto puede ocurrir si la fuente de GD está cercana a la capacidad de la carga del alimentador cuando el interruptor

A dispara. Los sobre voltajes resultantes saturan al transformador instalados en poste, que normalmente opera en la rodilla de saturación.

Muchas empresas eléctricas recomiendan transformadores de interconexión sin puesta a tierra, cuando se experimenta una sobrecarga mayor del 200% en la fuente de GD, esto sucede después de que el interruptor A dispara, formando una condición de operación en isla. Durante las fallas a tierra, este nivel de sobrecarga no permitirá que el voltaje en las fases sin falla se eleve por arriba del voltaje de fase a neutro nominal, evitando la saturación del transformador montado en poste. Por esta razón, los devanados primarios sin puesta a tierra por lo general se reservan para fuentes de GD pequeñas, para los que se esperan sobrecargas superiores al 200% ante la formación de islas.

La cuarta conexión (estrella aterrizada – delta), tiene como desventaja principal de proporcionar una corriente de falla a tierra indeseada ante las fallas de la red de distribución en F-1. La figura 5.7 muestra este aspecto para una red de distribución típica.



**Figura 5.7** Diagrama unifilar y las redes de componentes simétricos para un transformador de interconexión con estrella aterrizada (primario) / delta (secundario).

El análisis de la red por componentes simétricos de la figura 5.7 indica también que aún cuando la fuente de GD está fuera de línea (el interruptor B abierto), la corriente de falla a tierra seguirá siendo proporcionada a la red de distribución, si el transformador de interconexión permanece conectado. Este será el caso común, ya que la protección de la interconexión dispara el interruptor del generador. El transformador de interconexión actúa como un transformador de puesta a tierra con corriente de secuencia cero circulando en los devanados del secundario en delta. Además de estos problemas, la corriente de carga desequilibrada de la red, que retorna a tierra a través del neutro del transformador de la subestación principal, ahora se divide hacia el neutro del transformador de interconexión y puede crear problemas en la protección de la interconexión cuando la corriente del alimentador está desequilibrada como consecuencia de la operación de dispositivos de protección monofásicos, como la operación de restauradores y fusibles. Aunque la conexión del transformador en estrella puesta a tierra – delta se usa generalmente para grandes generadores conectados a la red de transmisión.

La quinta conexión (estrella aterrizada – estrella aterrizada) al igual que la cuarta conexión también tiene la principal desventaja de proporcionar una corriente de falla ante fallas en la red de distribución en F1. También puede ocasionar que los relevadores de tierra del alimentador con ajustes sensibles respondan a fallas a tierra en el secundario del transformador de interconexión (lado de la fuente de GD).

La selección del transformador de interconexión juega un papel muy importante en establecer cómo va a interactuar la fuente de GD con la red de distribución. Actualmente, no hay una conexión universalmente aceptada. Todas las conexiones tienen sus ventajas y desventajas, entonces la empresa eléctrica deberá considerarlas en sus directivas de interconexión de la fuente de GD. La selección de la conexión del transformador tiene un impacto en los requisitos de protección de las interconexiones.

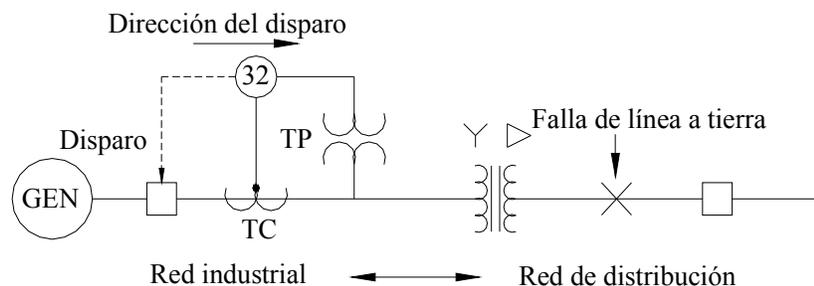
La protección de la interconexión de una fuente de GD a la red de distribución para fallas de fase a tierra depende principalmente de la conexión del devanado primario del transformador

de interconexión. Para transformadores con devanado primario conectado a tierra se recomienda un relevador de sobrecorriente de neutro (51N) o en algunos casos un relevador de sobrecorriente direccional de neutro (67N).

Para transformadores de interconexión no aterrizado, los relevadores de sobre y bajo voltaje de neutro (59N y 27N) proporcionan la detección de fallas a tierra de la red de distribución. Los transformadores de potencial que alimentan a estos relevadores tienen sus devanados primarios conectados de fase a tierra. Estos devanados primarios están generalmente clasificados para pleno voltaje entre fases. Muchas empresas eléctricas utilizan conexiones de transformadores de potencial utilizando un solo transformador de potencial con relevadores de 59N y 27N o tres transformadores de potencial conectados en configuración delta abierta.

Para el caso de la red de prueba, se trata de un generador de tamaño grande, con una conexión directa entre la fuente de GD y la red de distribución y con el esquema de aterrizamiento de alta impedancia de la fuente de GD. En este caso para detectar fallas de fase a tierra en la red de distribución (fallas externas) se ha recomendado el uso de un relevador 51N ubicado en el secundario del transformador de distribución monofásico.

Una alternativa para la detección de fallas a tierra en el lado de la red de distribución con un transformador de interconexión con devanado delta del lado de la red, es utilizar un relevador de potencia direccional (32) con rangos de ajustes muy sensibles y alta velocidad, en la figura 5.8 se muestra esta aplicación.



**Figura 5.8** Aplicación del relevador 32 para fallas de fase a tierra.

### **5.3 Recomendaciones de los dispositivos de protección para eventos de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD con la red de distribución (isla).**

Los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de GD para la detección de eventos de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD, depende de la diferencia entre la potencia de la carga, la capacidad de generación de la fuente y la rapidez con que se requiera suspender esta condición de operación de la fuente.

En muchos casos, los relevadores comunes para la detección de esta condición de operación (isla) son los relevadores de frecuencia (81) el cual opera cuando existe una gran diferencia de potencia real entre la fuente y la carga de la red tenga a una variación de frecuencia fuera de su ventana de ajuste. Los relevadores de bajo y sobre voltaje (27 y 59) operan cuando existe una gran diferencia de potencia reactiva entre la fuente y la red que presente una variación del voltaje fuera de sus ventanas de ajuste. Cuando se requiere una mayor rapidez de respuesta, se recomienda el uso de relevadores de razón de cambio de frecuencia (81R) y el de desplazamiento (*vector shift*), este relevador opera cuando se excede el ajuste del ángulo que existe entre el voltaje en terminales de la fuente y el voltaje interno de la fuente.

El relevador 81 dentro del esquema de protección para la interconexión de una fuente de GD, para la detección de operación en isla, tiene una mayor aplicación en fuentes de GD pequeñas en donde difícilmente se podrá exportar potencia real a la red de distribución, entonces cuando se presente esta condición de operación habrá una gran diferencia entre la carga y la generación de la fuente. Para fuentes de GD grandes puede tener utilidad, pero existe la posibilidad de que en algún momento, con el comportamiento de las cargas de la red se tenga una igualdad entre la generación de la fuente y la carga de la red, si se presenta la operación en isla bajo estas condiciones, difícilmente será detectada esta condición de operación por los relevadores 81, 27, 59 y 81R. El relevador de desplazamiento (*vector shift*) es una alternativa que puede detectar esta condición, aún con una pequeña variación de potencia, pero actualmente se conoce que el relevador de desplazamiento es inestable para fallas trifásicas en la red, esto depende principalmente de la capacidad y de la constante de inercia de la fuente.

Para determinar la aplicación de estos relevadores y encontrar los ajustes adecuados para la detección de estas condiciones de operación se recomienda llevar a cabo una serie de estudios de diversos eventos apoyado en herramientas computacionales que tengan la capacidad y facilidad de simular distintas anomalías en forma dinámica y estable y que tenga la capacidad de presentar las variables eléctricas de cada una de las tres fases en forma independiente en cualquier punto de la red.

Uno de los puntos importantes para determinar los dispositivos de protección adecuados para detectar la pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD, es establecer si en el punto de interconexión exportará o importará potencia a la red de distribución. De esto dependerá en gran parte la selección de los dispositivos de protección.

El caso donde en el punto de acoplamiento común esté importando potencia, la detección de la pérdida de operación en paralelo de la fuente con la red puede llevarse a cabo únicamente con un relevador de potencia direccional (32) para la detección de potencia inversa, esta aplicación tendrá aplicación en fuentes pequeñas de GD.

Para el caso donde en el punto de acoplamiento común esté exportando potencia, la selección de los dispositivos de protección adecuados para la detección de la condición de operación en isla, es complicado. Esto depende de la diferencia de carga en la red y la generación de la fuente, y se requiere determinar el comportamiento de las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común con distintos índices de carga que pueden presentarse bajo estas condiciones. Ante estas consideraciones los relevadores que se utilizan son: relevadores 81, 27, 59 y 81R, sin que esto asegure la detección del 100% de esta condición de operación, debido a que existe la posibilidad de que ocurra esta condición de operación con una igualdad en la carga de la red y la fuente de GD. Para esta situación es posible utilizar el relevador de desplazamiento (*vector shift*).

Por ejemplo, para el caso de la red de prueba, se cuenta con una carga total de la red de 28.835 MW y en promedio se tiene una carga de 16.135 MW (56% de la carga total instalada) en operación continua. Es poco probable tener a toda la carga alimentada al mismo tiempo, lo que

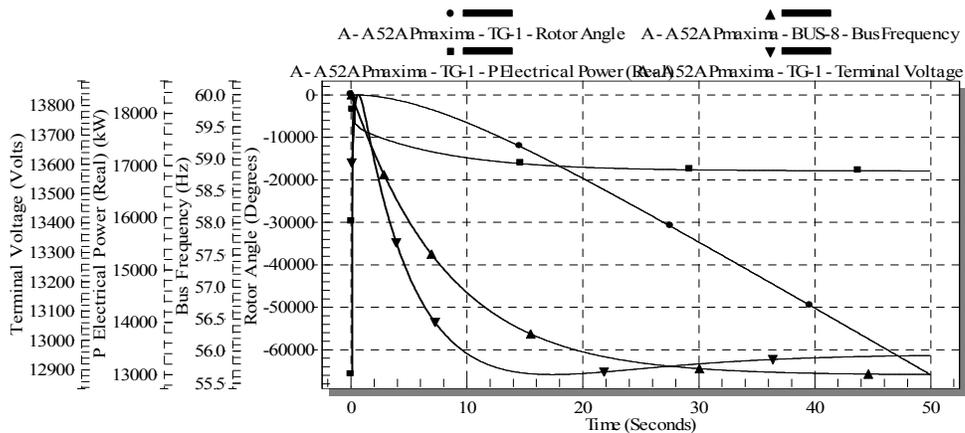
debe determinarse es la carga mínima alimentada continuamente en un momento dado. Con estos datos se lleva a cabo la simulación de la apertura del enlace para generar la condición de operación de isla con los índices máximo y mínimo de cargas y la generación de la fuente de GD.

En la red de prueba se tomó un -20% y +10% de déficit de la potencia promedio de operación continua para determinar el rango de carga continua de operación, esto es,

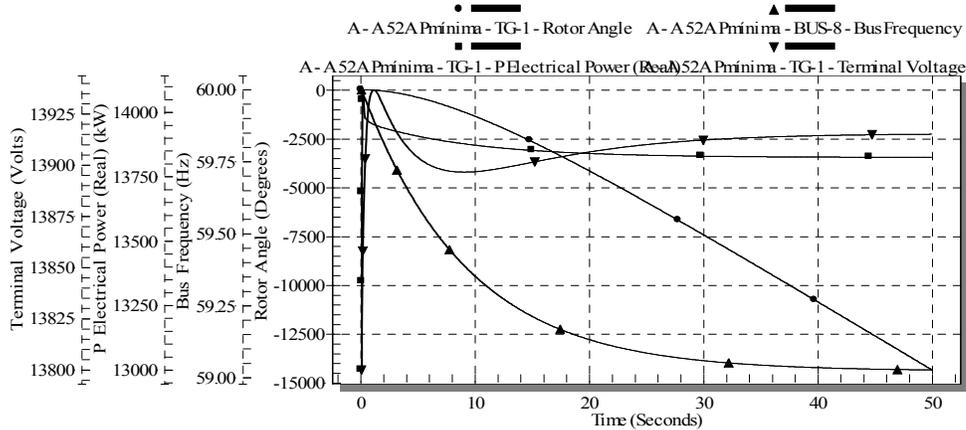
$$P_{\text{mínima}} = 80\% * P_{\text{promedio}} = (0.2)(16.135) = 12.908 \text{ MW}$$

$$P_{\text{máxima}} = 110\% * P_{\text{promedio}} = (1.1)(16.135) = 17.748 \text{ MW}$$

Con estos comportamientos de las cargas se determina el comportamiento de las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común ante la condición de operación en isla, para el caso de prueba se realizó la apertura del interruptor 52-A con una carga máxima y una carga mínima en operación. En las figuras 5.9 y 5.10 se muestran el comportamiento de las variables eléctricas ante la condición de operación en isla con una carga máxima y mínima.



**Figura 5.9** Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC en la condición de operación en isla con una carga máxima.



**Figura 5.10** Comportamiento de las variables eléctricas en el PAC en la condición de operación en isla con una carga mínima.

En las figuras 5.9 y 5.10 se observa que el voltaje no sufre gran variación que lleve a una apertura del interruptor de la fuente de GD para formar una isla, esto debido a que la fuente aporta una potencia reactiva de 7000 kvar donde 5000 kvar se quedan en la red y los 2000 kvar restantes se exportan a la red general. Por lo tanto, al llegar a la condición de operación en isla, el voltaje en el PAC no hay una variación para los relevadores 27 y 59, entonces no operaran con los ajustes recomendados para esta condición de operación.

En la figura 5.9 se observa que la frecuencia, la potencia real y el ángulo del rotor (desplazamiento del ángulo entre el voltaje de la máquina y el voltaje en terminales) tienen una variación más allá de sus ventanas de ajustes recomendados. Por lo tanto, el relevador de 81, el relevador 81R y el de desplazamiento (*vector shift*) operan en sus respectivos tiempos de respuesta.

En la figura 5.10 se observa que la variación es menor que para el caso de carga máxima, en la frecuencia se tiene una pequeña variación, así el tiempo de respuesta del relevador de 81 será prolongado. Las variables de potencia real y el ángulo del rotor presentan variaciones, por lo tanto, el relevador 81R y de desplazamiento (*vector shift*) operan en un tiempo menor que el relevador 81.

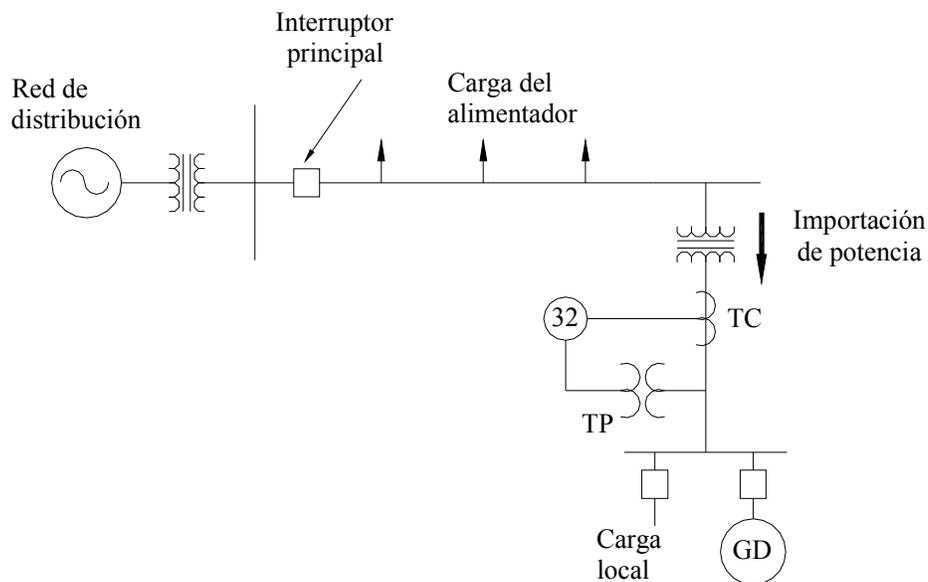
El voltaje en el punto de acoplamiento común tiene una pequeña variación sin llegar a los límites de los ajustes recomendados, entonces no es necesario el uso de los relevadores 27 y 59,

pero por seguridad ante otros eventos, se recomienda su uso y se ajustará de acuerdo a lo recomendado por la norma IEEE Std. 1547-2003.

#### 5.4 Recomendaciones de los dispositivos de protección para eventos que provoquen un flujo de potencia anormal.

En los casos donde no se permite la exportación de potencia a la red de distribución se recomienda para la detección de flujos de potencia anormal al relevador de potencia direccional (32), el cual disparara la fuente de GD si se produce un flujo de potencia inadvertido a la red de distribución, durante un período de tiempo predeterminado.

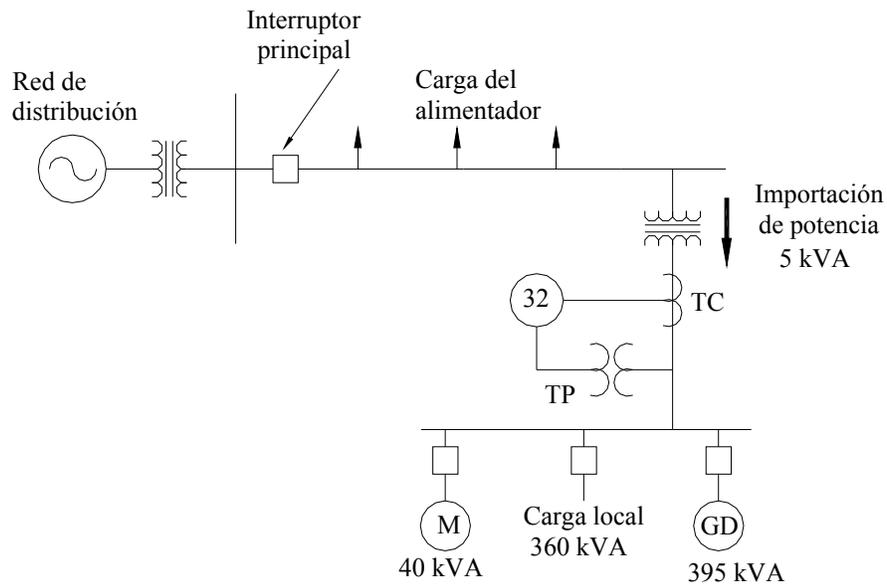
Los usos del relevador 32 están en el de control del flujo de potencia de la fuente de GD. Es decir, fuentes que están operando en paralelo con la red de distribución. El relevador 32 sensorá la potencia de entrada en la red de distribución para detectar y alarmar cuando la fuente comience a suministrar potencia a la red de distribución una cantidad superior a un valor preestablecido, el peor de los casos se presenta cuando se pierde la operación en paralelo de la fuente de GD. En la figura 5.11 se muestra la aplicación del relevador 32 para este evento.



**Figura 5.11** Aplicación del relevador 32 para el flujo de potencia anormal.

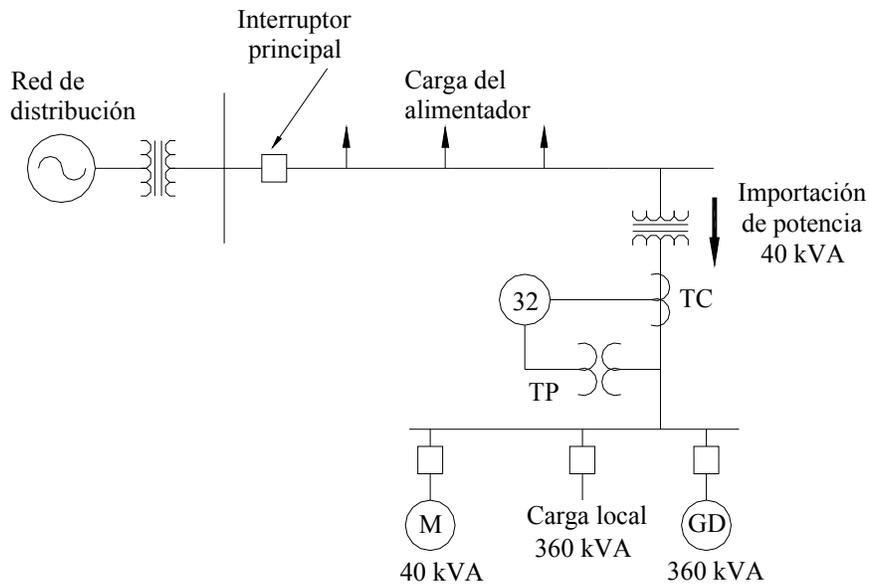
En la figura 5.11 se muestra una red de distribución interconectada con una fuente de GD que alimenta casi la totalidad de la carga local y la red de distribución alimenta la potencia faltante. Esto quiere decir, que el ajuste del relevador 32 será muy sensible, por lo tanto, es posible que ocurran operaciones en falso por la salida de alguna carga importante de la carga local.

Para determinar el ajuste adecuado del relevador 32 será necesario determinar la fluctuación de potencia en el punto de acoplamiento común para determinar la potencia máxima que importará la carga local de la red de distribución, el cual depende de la capacidad del primo motor y la carga local instalada. En la figura 5.12 se muestra un caso de esta aplicación.



**Figura 5.12** Caso de utilización del relevador 32.

En la figura 5.12 se muestra que la carga local tiene cargas fluctuantes, tales como motores que en un momento dado dejan de operar, por lo tanto, el relevador puede detectar una exportación de energía a la red de distribución, cuando esta condición no sea permitida. Entonces, se debe reducir el ajuste de la potencia del primo motor para ampliar el rango del relevador 32 y evitar estas operaciones en falso por oscilación de potencia. En la figura 5.13 se muestra el arreglo de este caso.



**Figura 5.13** Caso de oscilación de potencia.

El control del flujo de potencia de la fuente es una alternativa para detectar las oscilaciones de potencia, se requiere determinar si la fuente de GD alimenta parte o toda la carga local y si se permite la exportación de potencia por parte de la fuente de GD a la red de distribución. Se debe establecer la potencia máxima de exportación para determinar su ajuste, con un retardo de tiempo prolongado para evitar operaciones en falso por oscilaciones de potencia.

Por ejemplo, la red de prueba por la ubicación del punto de acoplamiento común la fuente de GD no debe importar potencia real, por lo que podrá ajustarse para una exportación de potencia real a la red de distribución, de acuerdo a la capacidad del primo motor (para el caso de prueba se trabaja a 13 MW), con este ajuste se podrá detectar una sobrecarga excesiva y en algunos casos la condición de operación en isla.

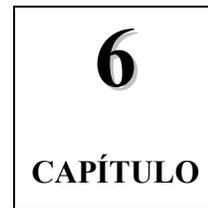
Para determinar el ajuste del relevador 32 que permita exportar potencia hacia la red se tiene que determinar la potencia máxima de exportación y establecer los límites con un tiempo de retardo mayor a las oscilaciones de potencias que pueden presentarse en la red.

## **5.5 Recomendaciones de los dispositivos de protección para otros eventos.**

Las condiciones de corriente desequilibrada producidas por conductores abiertos en la red de distribución puede someter a la fuente de GD a un alto nivel de corriente de secuencia negativa. Esta corriente de secuencia negativa provoca un calentamiento rápido del rotor, consecuentemente produce daños a la fuente. Para detectar estas anormalidades muchas empresas proporcionan protección dentro de su conjunto de protección de interconexión un relevador de balance de corriente de fase (46) del tipo de sobrecorriente de secuencia negativa.

El uso del relevador 46 dentro del conjunto de protecciones del punto de acoplamiento común de la fuente de GD es detectar fallas de fase a fase en la red de distribución. Para ajustar este relevador es necesario determinar la corriente máxima de falla de fase a fase en el punto de acoplamiento común y posteriormente, determinar la corriente de falla de secuencia negativa. El relevador 46 opera en magnitud de corriente de secuencia negativa, pero se ajusta en términos de energía térmica producida por esta corriente.

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS



### 6.1 Conclusiones generales.

Los esquemas y dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de GD con la red de distribución varían dependiendo del objetivo de la protección de cada uno de los dispositivos. Los niveles funcionales de los dispositivos de protección de la interconexión varían con factores como: capacidad de la fuente de GD (de capacidad pequeña, mediana o grande), tipo de la fuente (generador síncrono o de inducción), tipo de conexión de la fuente con la red de distribución (directa o a través de un transformador de interconexión) y en su caso, de la configuración del transformador de interconexión. Estos factores hacen que la selección sea una característica muy importante en los modernos relevadores digitales de multifunción para las interconexiones. Además de la lógica del disparo se requiere restauración automática, que puede ser incorporada en un conjunto de relevadores digitales para la interconexión.

El objetivo fundamental del esquema de protección de la interconexión es identificar eventos anormales que se presenten en el punto de acoplamiento común entre la fuente de GD y la red, tales como: la pérdida de operación en paralelo de la fuente con la red de distribución, retroalimentación de fallas, detección de flujo anormal, condiciones de perjudiciales (apertura de una línea) y recierres.

Se recomienda el uso de herramientas computacionales con capacidades para realizar estudios dinámicos y en estado estacionario de eventos de cortocircuito para fallas balanceadas y desbalanceadas, operaciones de los distintos elementos que existen en la red (esto incluye los generadores, motores, interruptores, líneas transformadores, etc.), con la finalidad de obtener los resultados (variables eléctricas como: voltaje, corriente, frecuencia, potencia real y reactiva,

ángulo del rotor, etc., en todos los buses y elementos) y que estas cantidades pueden ser representadas en forma grafica o tabular y exportables por cada fase.

Se presentan las recomendaciones obtenidas de la metodología de selección, ajuste y análisis de los tiempos de respuesta de operación de los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de GD, a una red de distribución de prueba ante distintos eventos, las recomendaciones mas sobresalientes se mencionan a continuación:

- Cuando el objetivo es detectar fallas lejanas desde el conjunto de protecciones de la interconexión con una respuesta rápida, entonces se recomienda el relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC) .
- Cuando el objetivo es detecten fallas más cercanas a la fuente de GD y con rapidez se utiliza el relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).
- Se recomienda relevadores de sobrecorriente con curvas características del tipo inversa, para los casos en que se requiera tener una respuesta de operación muy rápida.
- Para fallas cercanas al punto de acoplamiento común se recomienda el relevador de bajo voltaje (27), en particular cuando sus ajustes son de 0.16 segundos al 50% del voltaje nominal, que es mucho más rápido que los relevadores 51VC y 51VR, tal como se muestra en la sección 5.2
- La conexión del transformador de interconexión, es importante para la selección de los dispositivos de protección adecuados para la detección de fallas de fase a tierra, las recomendaciones se presentan en la tabla 5.1 con ventajas y desventajas de las distintas conexiones del transformador de interconexión.
- Para la determinación de la pérdida de operación en paralelo se recomienda llevar a cabo estudios específicos para cada red en particular en la que se determinen sus limites de operación normal, considerando las políticas o contratos entre los propietarios de la fuente

y la compañía suministradora de la energía eléctrica en el punto de acoplamiento común (importación o exportación de energía), tomando en cuenta los posibles usos de los relevadores de bajo voltaje (27), sobre voltaje (59), frecuencia (81), de razón de cambio de frecuencia (81R), potencia direccional (32) o el relevador de desplazamiento (vector shift).

- Para la detección de flujos de potencia anormales se recomienda el uso del relevador direccional de potencia (32), el cual tiene una mayor aplicación en situaciones donde no se permite la exportación de potencia a la red de distribución.

## **6.2 Aportaciones.**

Se presentan las aportaciones obtenidas de este trabajo de acuerdo a los resultados obtenidos durante el tiempo que llevo su desarrollo:

- a) Se llevo a cabo la revisión de los criterios y esquemas de protección de interconexiones entre las fuentes de GD y las redes de distribución, tomando en cuenta varios escenarios de operación, entre ellos, el tipo de operación con la red (aislada y no aislada), capacidad de la fuente (pequeño, mediano y grande), tipo de fuente (generador síncrono e inducción) y la conexión entre la fuente y la red de distribución.
- b) Se hace una revisión de los requerimientos con respecto a los dispositivos protección necesaria en la interconexión, para cumplir con los objetivos funcionales de protección tales como: la detección de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD (operación en isla), retroalimentación de fallas, flujo de potencia anormal (importación o exportación de energía), condiciones perjudiciales de la red (apertura de una línea) y recierres (operación fuera de sincronismo). Además, un estudio para el cálculo de ajustes de los dispositivos de protección de la interconexión, cumpliendo con los mismos objetivos funcionales con los criterios recomendados por la norma IEEE Std. 1547-2003 y recomendaciones por CFE.

### **6.3 Logros.**

De este trabajo de tesis se lograron llevar a cabo trabajo específicos los cuales se presentaron en foros de divulgación nacional:

1. CONSIDERACIONES PARA LA INTRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA, RVP-2002, julio del 2002, Acapulco, Gro.
2. EFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y LA CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE INTERCONEXIÓN EN LOS DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTES, 3er. Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas, noviembre del 2002, ESIME, México, D.F.
3. ANÁLISIS DE LA RESPUESTA DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE EN LA INTERCONEXIÓN DE FUENTES DE GD A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, RVP-2003, julio del 2003, Acapulco, Gro.
4. RECOMENDACIONES EN EL USO DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE EN LA PROTECCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUCIDA, RVP-2004, julio del 2004.

### **6.4 Recomendaciones para trabajos futuros.**

El alcance y logros obtenidos en este trabajo, sugieren continuar trabajando en el diseño de esquemas de protección y propuestas de criterios de ajustes, particularmente en los siguientes puntos:

- a) Diseño y ajuste de dispositivos de protección para la detección de pérdida de operación en paralelo de la fuente de GD (operación en isla) para el caso cuando la generación de la fuente se encuentre en equilibrio con la carga de la red, en el momento de la ocurrencia de la condición de operación en isla.

- b) Con herramientas computacionales más poderosas llevar a cabo estudios en estado dinámico de los distintos eventos reportados, para el comportamiento de las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común de las tres fases en forma independiente.
  
- c) Con el apoyo de las compañías suministradoras de energía aquí en nuestro país (CFE y LyFC) desarrollar especificaciones, recomendaciones, criterios y determinación de ajustes para la protección de la interconexión de fuentes de GD.

## REFERENCIAS

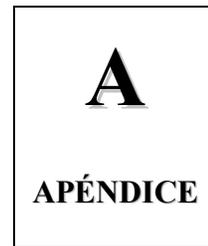
- [1] L. Fernández Beites, “Generación distribuida: ¿la generación del futuro?”, Depto. Ingeniería Eléctrica. ETSII UPM septiembre/octubre 2001.
- [2] Thomas Ackermann, Göran Andersson, Lennart Söder, “Distributed generation: a definition”, ELSEVIER Electric Systems Research 57 (2001) 195-204.
- [3] IEEE Std. 1547-2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”, 28 July 2003.
- [4] Jorge M. Huacuz Villamar, “Generación eléctrica distribuida con energía renovable”, Boletín IIE, septiembre/octubre de 1999.
- [5] Jorge Gutiérrez Vera, SEISA, “Generación Distribuida en Zonas Urbanas” IX BORDER ENERGY FORUM”, octubre 2002.
- [6] Anne-Marie Borbely, Jan F. Kreider, “Distributed Generation, The Power Paradigm for the New Millennium”, 2001.
- [7] Jorge M. Huacuz Villamar, “Energías renovables, base para un esquema de generación distribuida”, Boletín IIE, Año 24, Julio-Agosto del 2000, Vol. 24, Núm. 4, SIN 0185-0059.
- [8] Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, “Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica”, 1993.

- [9] Charles J. Mozina, Beckwith Electric Co., Inc., “Interconnect Protection of Dispersed Generators”, Manager Application Engineering, Protection & Protection Systems.
- [10] Dora Luz Galicia Mendoza, “La generación distribuida en la planeación del sistema central de Luz y Fuerza del Centro”, Tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica de la ESIME, México D.F., Julio de 2003.
- [11] William E. Liss, “Natural Gas Power Systems for the Distributed Generation Market”, Power-Gen International 99 Conference, New Orleans, Louisiana, November 30, 1999.
- [12] Engineering Recommendation G59/1, “Recommendations for the Connection of Embedded Generating Plant to the Public Electricity Suppliers Distribution Systems”, Electricity Association, 1991.
- [13] W J S Rogers, Consultant, “Impact Generation on Design, Operation and Protection of Distribution Networks”, IEE COLLOQUIUM – 15<sup>th</sup> OCTOBER 1996.
- [14] Nouredine Hadjsaid, Jean-Francois Canard, Frédéric Dumas, “Dispersed generation increases the complexity of controlling, protecting, and maintaining the distribution systems”, IEEE Computer Applications in Power, April 1999.
- [15] Salman K. Salman, Ibrahim M. Rida, “Investigating the impact of Embedded Generation on Relay Setting of Utilities Electrical feeders”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001.
- [16] Ljubomir A. Kojovic, Ronald D. Willoughby, “Integration of Distribution in a Typical USA Distribution System”, Cooper Power Systems, USA.
- [17] Beckwith Electric Co. Inc., “M-3520 Intertie Protection Relay”, Instruction Book.

- [18] ANSI/IEEE Std. C37.2-1996, “IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers”.
- [19] ANSI/IEEE Std. C37.102-1987, “IEEE Guide for AC Generator Protection”.
- [20] ANSI/IEEE Std. 242-2001, “Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”.
- [21] Nick Jenkins, Ron Allan, Peter Crossley, David Kirschen and Goran Strbac, “Embedded generation”, The Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [22] COOPER POWER SYSTEMS, “Electrical Distribution System Protection”, Copyright 1990 All rights reserved Printed in the United States.
- [23] Raúl Méndez Albores, “Consideraciones Técnicas para la Interconexión al Sistema Eléctrico de los Productores Externos de Energía Eléctrica”, Subdirección de Servicios Técnicos, Gerencia de Aseguramiento de Calidad, LyFC, junio 2000.
- [24] SKM, Systems Analysis Inc., “I\*SIM, User’s Guide”, Industrial Power System Time Simulation Software, 1991 – 1994.
- [25] Datos técnicos del reporte final del proyecto 12058 del IIE.
- [26] SKM, Systems Analysis Inc., “I\*SIM, Reference Manual”, Industrial Power System Time Simulation Software, 1991 – 1994.
- [27] Westinghouse, “Catalogo de relevadores de sobrecorriente”.
- [28] General Electric, “Catalogo de relevadores de sobrecorriente”.
- [29] Siemens, “7SJ511 Numerical overcurrent-time protection relay”.

- [30] CFE MPSEO-25, “Cálculos de ajustes de protección al generador”, abril 1993.
- [31] IEEE C57.13-1993, “IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers”.
- [32] J. Lewis Blackburn, “Protection Relaying, principles and applications”, Marcel Dekker, Inc., New York and Basel, 1987.
- [33] ANSI-C50.13–1989, “Rotating Electrical Machinery - Cylindrical - Rotor Synchronous Generators”.
- [34] David S. Baker, “Generator Backup Overcurrent Protection”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 1a-18, No. 6, november/December 1982.
- [35] Main Public Utilities Commission, Resource Dynamics Corporation, “Assessment of Distributed Generation Technology Applications”, February 2001.
- [36] Terry Jones, Edward Petrie, “Expansión de la red, Generación distribuida y compañía eléctrica virtual”, ABB Power T&D Ltd Oulton Road Stone.
- [37] International Energy Agency, “Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets”, OECD/IEA 2002.
- [38] R. Ramakumar, Fellow, Albrecht Naeter, “Fuel Cells – an Introduction”, Summary of Presentation prepared for the Special Technical Session on Fuel Cells, IEEE-PES Summer Meeting, Vancouver, B. C., Canada, July 15-19, 2001.
- [39] Ulises Cano, V. R. García Colon, Hilario López, “Generación Distribuida: Celdas de Combustible para una Plataforma Marina”, RVP-AI/2000 AI-10, Acapulco, Gro.

# CARACTERÍSTICAS DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN



## A.1 Introducción.

En esta sección se describe las características de los tipos de relevadores que se encuentran en la red de distribución de prueba y las características del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46). De los relevadores de la red de prueba se tienen:

- a) Relevador de sobrecorriente Westinghouse, modelo CO-8.
- b) Relevador de sobrecorriente General Electric, modelo IFC51.
- c) Relevador de sobrecorriente Siemens, modelo 7SJ511.

## A.2. Relevador de sobrecorriente Westinghouse, modelo CO-8.

Relevador de sobrecorriente e instantáneo (51/50) del tipo electromecánico de la marca Westinghouse, modelo CO-8 (característica inversa). En la tabla A.1 se muestra sus curvas características de operación adaptadas de la referencia [27]. En la tabla A.1 se muestra sus rangos de operación de este relevador.

**Tabla A.1** Rangos de operación del relevador CO-8 de la marca Westinghouse.

Modelo	Rango de la unidad de tiempo	TAPS	Rango de la unidad instantánea
CO-8	0.5 –2.5 2-6 4-12	0.5, 0.6, 0.8, 1, 1.5, 2, 2.5 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6 4, 5, 6, 7, 8, 10, 112	2-8, 4-16, 10, 40, 20,80 y 40-160

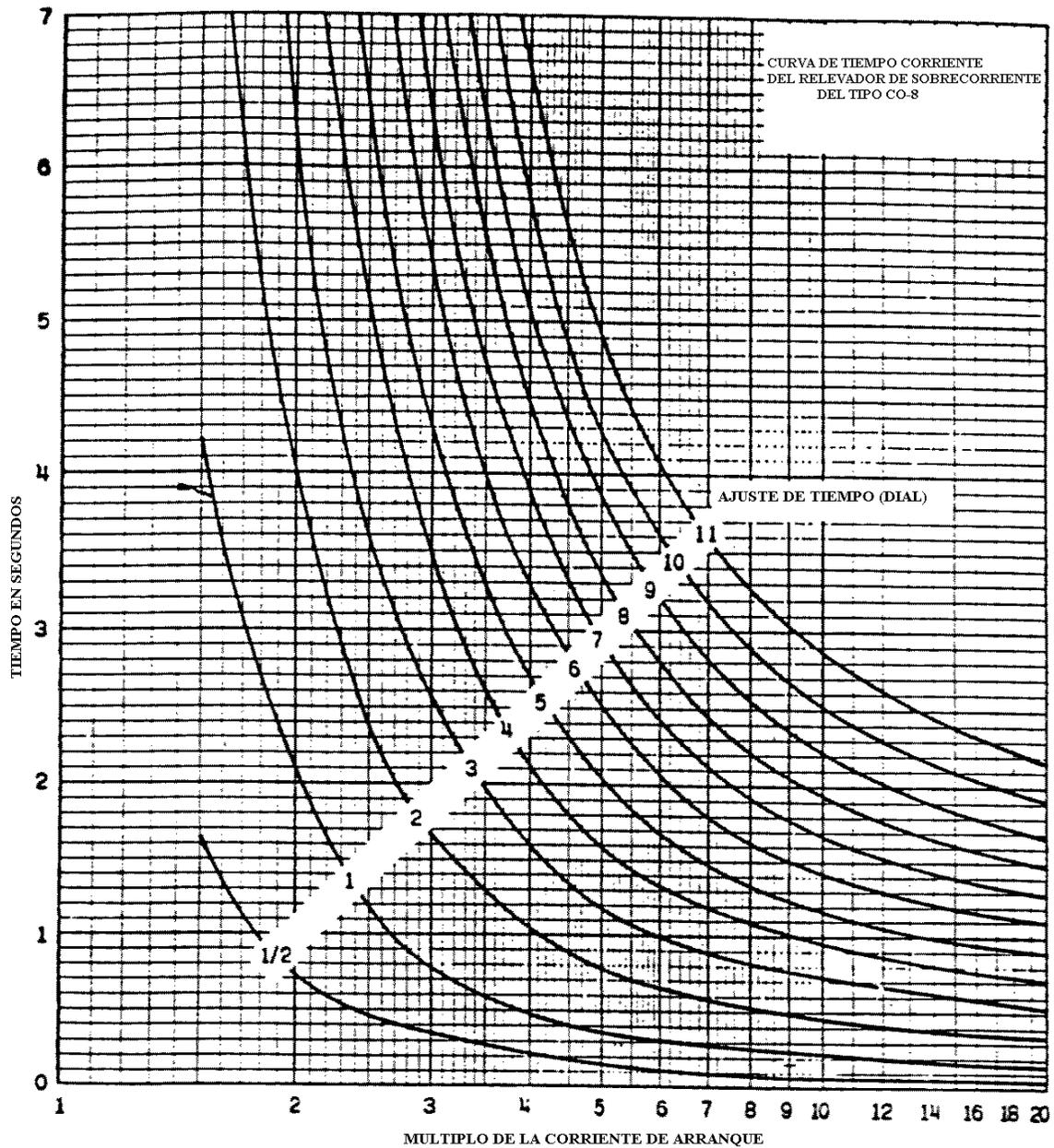


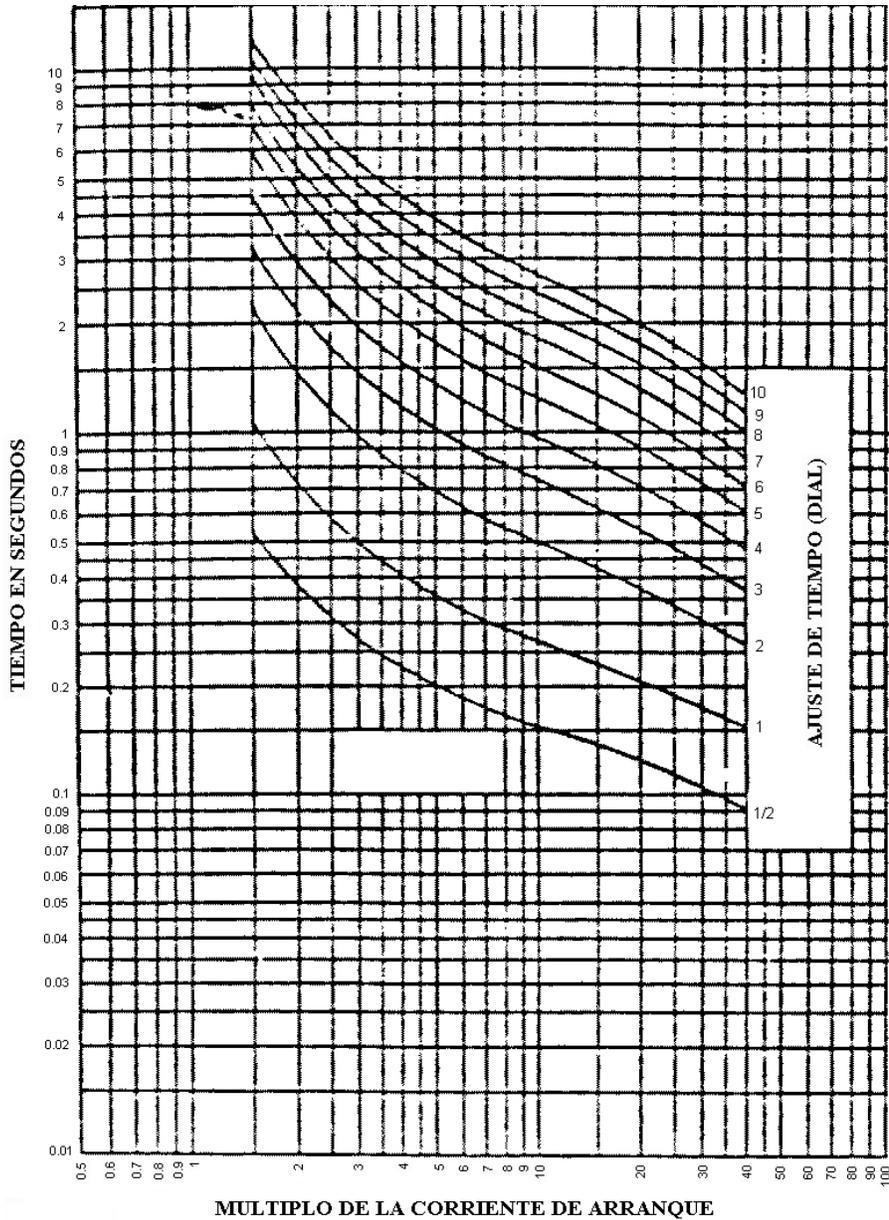
Figura A.1 Curvas de operación del relevador CO-8.

### A.3 Relevador de sobrecorriente General Electric, modelo IFC51.

Relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo e instantáneo (51/50) del tipo electromecánico de la marca General Electric, modelo IFC51 (característica inversa), en la figura A.2 se muestran sus curvas de operación adaptadas de la referencia [28]. En la tabla A.2 se muestra los rangos de operación de este relevador.

**Tabla A.2** Rangos de operación del relevador IFC51 de la marca General Electric.

Modelo	Rango de la unidad de tiempo	TAPS	Rango de la unidad instantánea
IFC51 A	0.5-4 1-12	0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4	-----
B	0.5-4 1-12	1, 1.2, 1.5, 2, 2.5, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12	2-50 6-150



**Figura A.2** Curvas de operación del relevador IFC51.

#### A.4 Relevador de sobrecorriente Siemens, modelo 7SJ511.

Relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo e instantáneo (51/50) del tipo analógico de la marca Siemens, modelo 7SJ511 (características normalmente inversa, muy inversa y extremadamente inversa). Su curva característica se determina de acuerdo a sus algoritmos normalizados en IEC 255 (ecuaciones A.1, A.2 y A.3). En la figura A.3 se muestran sus curvas de operación adaptadas de la referencia [29].

$$t_{op} = \frac{0.14}{(I_F / I_{Pickup})^{0.02} - 1} * t_p \text{ Normalmente Inversa} \quad (A.1)$$

$$t_{op} = \frac{13.5}{(I_F / I_{Pickup}) - 1} * t_p \text{ Muy Inversa} \quad (A.2)$$

$$t_{op} = \frac{80}{(I_F / I_{Pickup})^2 - 1} * t_p \text{ Extremadamente Inversa} \quad (A.3)$$

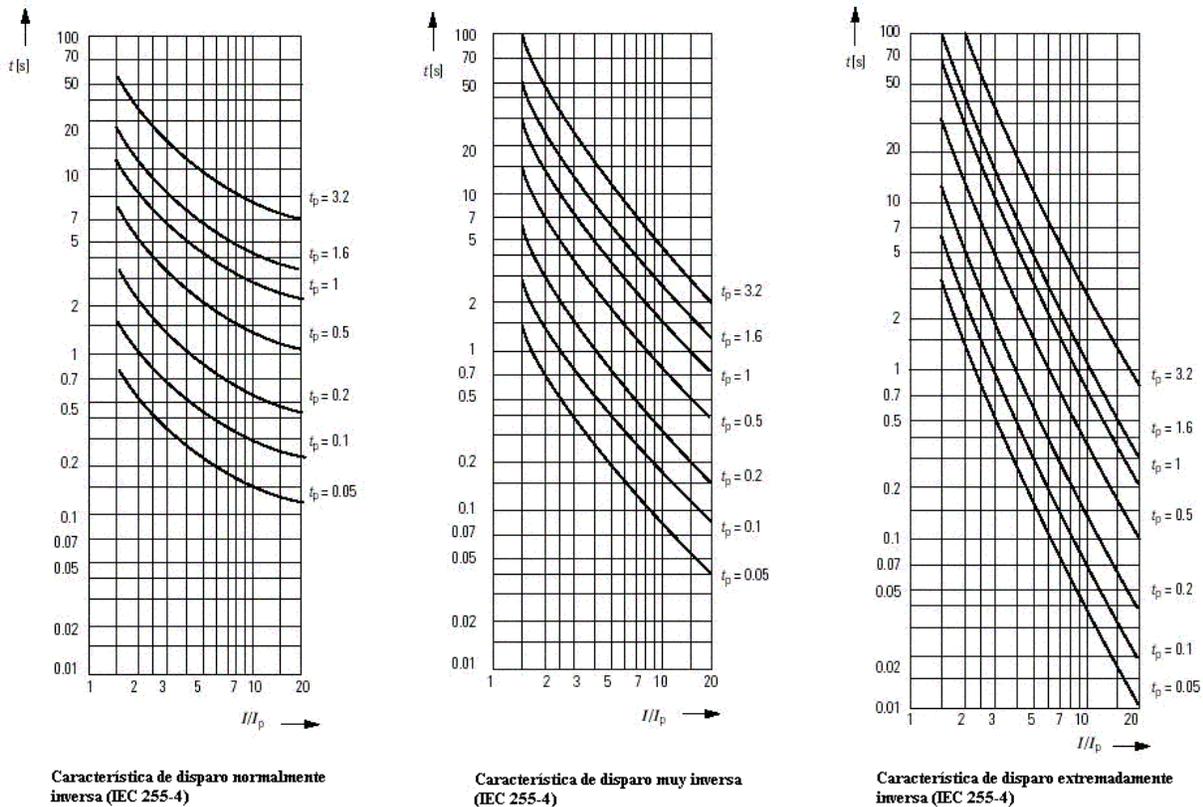


Figura A.3 Curvas de operación del relevador 7SJ511 de la marca Siemens.

### A.5 Relevador de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

Como se menciono anteriormente, los relevadores 46 pueden ser del tipo electromecánico o estático. En la figura A.4 se muestra las características típicas de los dos tipos de relevadores adaptado de la referencia [19].

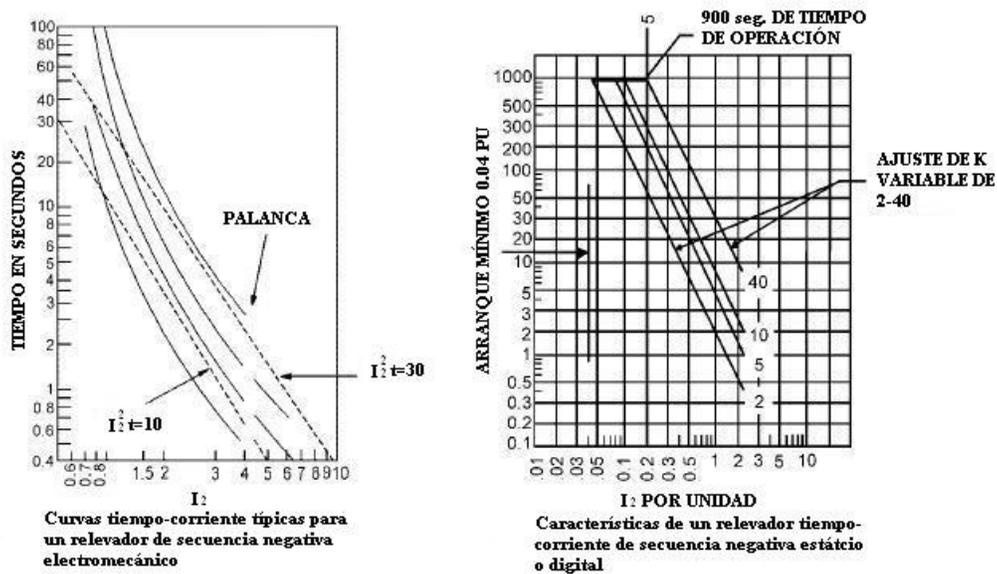


Figura A.4 Curvas tiempo-corriente para un relevador de secuencia negativa.

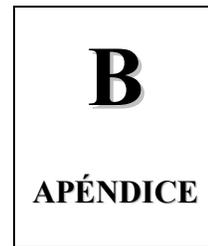
La principal diferencia entre los dos tipos de relevadores es su sensibilidad. El relevador electromecánico tiene un ajuste de arranque mínimo de alrededor de 0.6 a 0.7 pu de la corriente de plena carga. El relevador estático o digital tiene un rango de arranque mínimo de 0.03 a 0.2 pu de la corriente de plena carga.

La protección para corrientes de secuencia negativa debajo de 0.6 pu podría no ser detectada con un relevador electromecánico. Dado los bajos valores de secuencia negativa para desbalances de circuito abierto y también bajos valores por fallas libradas con mucho tiempo, el relevador estático o digital es mucho mejor para cubrir totalmente la capacidad continua del generador.

Para relevadores electromecánicos, el arranque mínimo de la unidad de tiempo puede ser ajustado al 60% de la corriente nominal. Esto proporciona únicamente protección limitada para condiciones de desbalance serie, tales como una fase abierta cuando el relevador electromecánico se utiliza para constantes de generador ( $K$ ) menores de 30.

Las unidades de tiempo del relevador estático o digital puede ser ajustado para proteger generadores con valor de  $K$  de 10 o menos. Un ajuste de alarma asociado con estos relevadores puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa abajo del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relevadores, arranque de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y proporcionando protección para desbalance total [19].

# TECNOLOGÍAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



## **B.1 Definición.**

La Generación Distribuida (GD) se entiende como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.

## **B.2 Fuentes de generación distribuida.**

La GD puede ser suministrada por dos grandes grupos de tecnologías de generación de energía eléctrica. En primer lugar se encuentran las máquinas rotatorias (generadores síncronos y de inducción) los cuales son accionados por un primo motor. Por otro lado están las tecnologías de GD conectadas a la red a través de un inversor. Mediante esta tecnología se genera energía eléctrica directamente en CD o en alta frecuencia para convertirse en CD y posteriormente se convierte a CA para su conexión a la red. Dentro de esta última categoría se incluyen las celdas de combustibles, celdas fotovoltaicas y microturbinas.

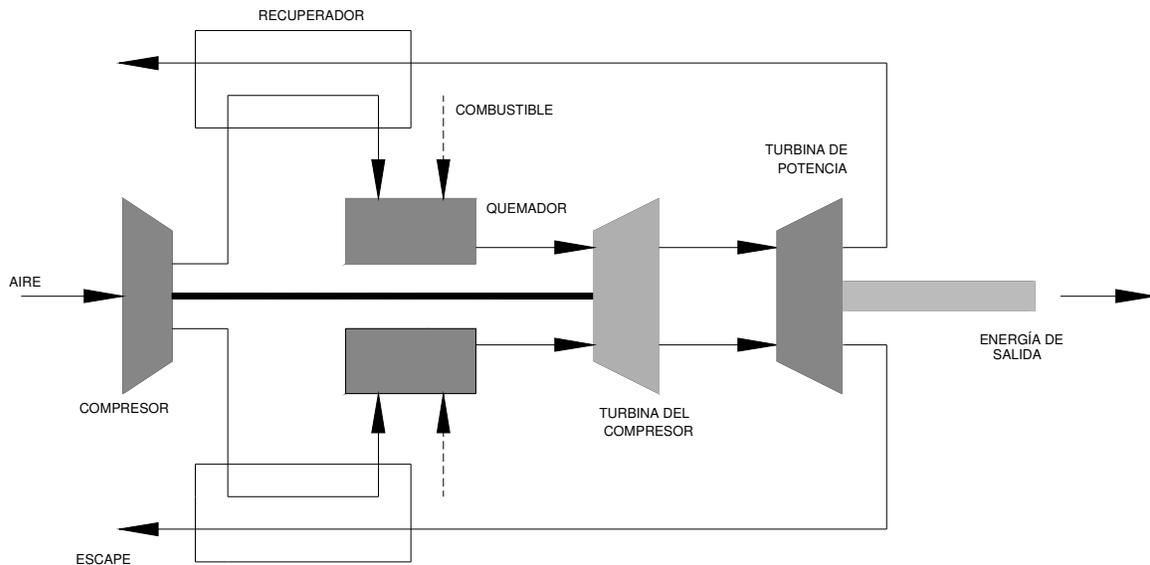
***Máquinas rotatorias:*** Las primeras máquinas rotatorias fueron desarrolladas hace más de 100 años, las cuales manejaron combustibles fósiles. En 1876 Nikolaus August Otto crea la máquina de ciclo Otto, fue el primer paso en el uso exitoso de la combustión interna para las máquinas estacionarias y no estacionarias mediante el movimiento de un pistón en un cilindro, de una forma similar a la máquina de vapor pero con combustión interna. En 1892, años después de la invención de la máquina de ciclo Otto, el Dr. Rudolph Diesel, Ingeniero alemán invento la máquina de ciclo Diesel un tipo de máquina de combustión. Las máquinas de ciclo Otto

(encendido por chispa) y ciclo diesel (encendido por compresión) han ganado difusión en el sector económico. Las máquinas pequeñas se diseñan, principalmente, para la transportación y pueden ser convertidos para generar energía con pequeñas modificaciones. Las máquinas grandes, en general, se diseñan para la generación de energía, dispositivos mecánicos o propulsión marítima. Las máquinas están disponibles por muchos fabricantes en todos los tamaños de GD, con salidas de 30 kW a 60 MW. Para las aplicaciones en la GD, las máquinas ofrecen bajo costo y buena eficiencia, pero requieren de un alto mantenimiento y las unidades alimentadas con diesel tienen un alto nivel de contaminantes. En la figura B.1 se muestra este tipo de tecnología de GD [35].



**Figura B.1** Máquina de combustión interna.

**Microturbinas:** Las microturbinas datan del período de 1950 a 1970, la tecnología usada en las microturbinas de sistemas de energía auxiliares de aeronaves, cargadores de máquinas diesel y en automóviles [11]. Las microturbinas son turbinas de vapor de combustión muy pequeñas y tienen el mismo principio de funcionamiento. Sin embargo, el compresor y el generador funcionan normalmente a altas velocidades, del orden de 70,000 a 120,000 rpm. El alternador, por lo tanto, produce corriente alterna de alta frecuencia (1300 a 1600 Hz) que se convierte a 60 Hz mediante sistemas electrónicos de potencia. Las potencias de salida varían entre 25 y 500 kW. Normalmente las microturbinas utilizan gas natural como combustible, aunque también pueden utilizar otros combustibles, como gasóleo, propano y queroseno. También se ha utilizado el gas que se quema en las antorchas de los pozos petrolíferos y actualmente se están investigando los combustibles producidos a partir de la biomasa [36]. En la figura B.2 se muestra este tipo de tecnología de GD.



**Figura B.2** Diagrama esquemático del diseño de una microturbina de doble flecha.

Algunos expertos de la industria piensan que las microturbinas tendrán un rol importante atendiendo las demandas de carga en el próximo milenio.

**Celdas Fotovoltaicas:** En 1839 el físico francés Edmund Becquerel descubrió que ciertos materiales producen pequeñas corrientes eléctricas cuando se exponen a la luz. Sus primeros experimentos tenían aproximadamente una eficiencia del 1 al 2 % en la conversión de luz en electricidad. El siguiente descubrimiento se dio en los años cuarenta cuando el material de la ciencia evolucionó y el proceso de Czochralski fue desarrollado para producir el silicón cristalino puro (el proceso se nombra después Jan Czochralski, el científico polaco acreditado como inventor). En 1954, Bell Labs usó este proceso para desarrollar un silicón de celda fotovoltaica que aumentó la eficiencia a un 4 % en la conversión de la luz en electricidad [35]. En la figura B.3 se muestra este tipo de tecnología de GD.



**Figura B.3** Celda Fotovoltaica (CF).

La tecnología de las celdas fotovoltaicas para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. La típica estructura de un sistema de celdas fotovoltaicas está constituida por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie para obtener el nivel deseado de tensión de salida. La potencia de un módulo varía entre 50 y 100 W de acuerdo con el número de las celdas solares que estén conectadas en serie o en paralelo.

A diferencia de otras unidades de GD, los sistemas con celdas fotovoltaicas poseen un costo de inversión alto, y un costo de operación muy bajo. No generan calor y son intrínsecamente de escala pequeña. Debido a estas características los sistemas con celdas fotovoltaicas satisfacen las aplicaciones domésticas y comerciales, donde los precios de la potencia adquirida de la red son más altos [37].

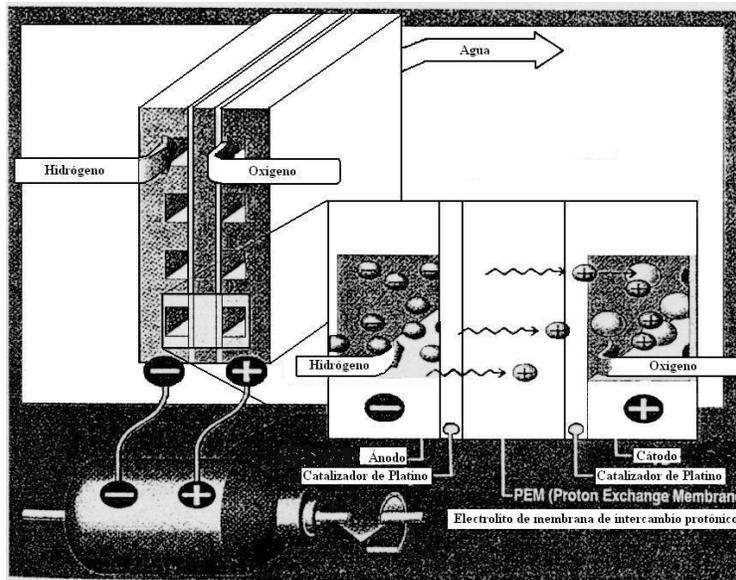
***Celdas de combustible:*** En 1801 Humphry Davy propuso la idea de una celda de combustible con carbonato como combustible y nítrico como oxidante. El primer trabajo en celdas de combustible fue realizado por William Grove en 1839. En la actualidad se sigue considerando su artículo titulado “Batería Voltaica Gaseosa” publicada por la Revista Filosófica en diciembre en 1842 como uno de los artículos excelentes en celdas de combustibles. Él construyó el primer laboratorio para demostrar la reversibilidad del agua. Las siguientes investigaciones fueron por Bacon en Cambridge, Inglaterra en 1932. Después de un cuarto de siglo de trabajo sostenido basado en un acercamiento de la ingeniería Bacon se propuso una unidad de 5 kW en 1959. Su trabajo abrió camino e hizo mucho para estimular el interés en las celdas de combustible, llevando a las unidades a ser usadas por la NASA (National Aeronautics and Space

Administration) en las misiones espaciales. Hubo muchos otros que contribuyeron como Justi de Alemania, Grubb y Niedrach de General Electric y Kordesch de Union Carbide [38].

Las celdas de combustibles (pilas energéticas) son dispositivos electroquímicos en la cual se combinan hidrógeno y oxígeno sin combustión para producir electricidad con la presencia de un catalizador. Las celdas de combustible son similares a las baterías, ya que ambas utilizan un proceso electroquímico para producir corriente continua. Pero, a diferencia de las baterías, las celdas de combustible convierten directamente en electricidad, por un proceso electroquímico, la energía contenida en un combustible rico en hidrógeno y funcionan mientras se mantiene el flujo de combustible [39].

La manera en que operan las celdas de combustible es mediante una celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrolito. El oxígeno proveniente del aire pasa sobre un electrodo y gas hidrógeno pasa sobre el otro. Cuando se ioniza el hidrógeno en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el hidrógeno oxidado (ahora en forma de protón) y el electrón toma diferentes caminos migrando hacia el segundo electrodo llamado cátodo. El hidrógeno lo hará a través del electrolito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo (carga). Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del oxígeno para formar agua junto con el hidrógeno oxidado.

Este proceso produce agua 100% pura, corriente eléctrica y calor útil. La mayor ventaja de las celdas de combustible descansa realmente en el hecho de que no están limitadas por la temperatura, lo cual les otorga el gran beneficio de alcanzar altas temperaturas. En la figura B.4 se muestra el sistema de conversión de energía de las celdas de combustible. Las celdas de combustible se clasifican según el tipo de electrolito utilizado; por ejemplo existen: las de alcalina, las de membrana de intercambio protónico, las de ácido fosfórico, las de carbonato fundido y las de óxido sólido [11].



**Figura B.4** Esquema de una celda de combustible de membrana de intercambio protonico.

### B.3 Aplicaciones de la generación distribuida.

Actualmente, la GD es utilizada por algunos consumidores, para cubrir total o parcialmente sus necesidades de energía eléctrica. Por ejemplo, algunos consumidores utilizan a la GD para reducir el costo de la demanda impuesta por las compañías eléctricas, otros la utilizan para suministrar energía de alta calidad o reducir emisiones ambientales. También pueden ser utilizadas por compañías eléctricas para mejorar sus sistemas de distribución.

Las aplicaciones de la GD pueden diseñarse para encontrar una variedad de requerimientos en servicios y cumplir con las necesidades de muchos consumidores y proveedores del servicio de energía. La GD puede tomar diferentes formas como son:

- a) Continuidad en el suministro de energía.
- b) Cogeneración.
- c) Reducción de los picos en la demanda de energía.
- d) Suministro de energía por medio de fuentes no contaminantes
- e) Cumplir con los requerimientos de potencia
- f) Contar con energía de alta calidad

g) Postergación de inversiones en Transmisión y Distribución.

**a) Continuidad en el suministro de energía.** En esta aplicación, la tecnología de GD opera por lo menos 6000 horas al año para generar parte o toda la energía relativamente libre de interrupciones. Las características importantes de la GD en esta aplicación son: una alta eficiencia, un bajo costo en mantenimiento y un bajo nivel en contaminantes.

Las tecnologías de GD que podrían llevar a cabo esta aplicación son: las máquinas rotatorias, las celdas de combustibles y un poco menos las microturbinas. Esta aplicación se utiliza en industrias como: fábricas de comidas, plásticos, metales y productos químicos. En el sector comercial se incluyen en áreas como: tiendas de comestibles y hospitales.

**b) Cogeneración.** En esta aplicación, la tecnología de GD opera por lo menos 6 000 horas al año para generar parte o toda la energía necesaria. En las tecnologías de generación de energía eléctrica se crean una gran cantidad de calor en el proceso de conversión del combustible en electricidad. Para la planta de energía, dos terceras partes de la energía contenida en la entrada del combustible se convierte en calor. Este calor puede ser utilizado por los consumidores, pero únicamente si la generación de energía se localiza cerca de los consumidores. Las características importantes de la GD en esta aplicación son: un rendimiento térmico alto, un bajo costo en mantenimiento y un nivel bajo en contaminantes.

Las tecnologías de GD que podrían llevar a cabo esta aplicación son: en gran parte las turbinas de combustión industrial y en menor parte las máquinas rotatorias, las microturbinas y las celdas de combustible. La cogeneración es mas comúnmente utilizado por clientes industriales, con una pequeña parte de la instalación total en el sector comercial, en procesos industriales, hospitales, gimnasios, lavanderías, etc.

**c) Reducción de los picos en la demanda de energía.** En esta aplicación, la tecnología de GD opera entre 200 y 300 horas al año para reducir los costos de la energía eléctrica total. Las unidades operan para reducir la demanda de las cargas de la red, para postergar la compra de energía eléctrica durante los periodos de alto costo. Las características importantes de la GD para

esta aplicación son: un bajo costo en instalación, un arranque rápido y un bajo costo en mantenimiento (fijo).

Estas aplicaciones pueden proponerse por las compañías suministradoras a los consumidores que desean reducir el costo del consumo de energía eléctrica durante periodos de alto costo. Las tecnologías de GD que podrían llevar a cabo esta aplicación son: en su mayoría las máquinas rotatorias y un poco menos las microturbinas. Actualmente la GD para esta aplicación se utiliza en su mayoría en el sector comercial. Las aplicaciones más comunes son: centros educativos, residencial, sitios de una variedad de comercios y algunas compañías industriales con perfiles de carga máxima.

**d) *Suministro de energía por medio de fuentes no contaminantes.*** En esta aplicación, la tecnología de GD opera para reducir el nivel de emisiones ambientales desde el suministro de generación de energía. Las características importantes de la GD para esta aplicación son: un bajo nivel en contaminantes, una alta eficiencia y un bajo costo en mantenimiento (variable).

Las tecnologías de GD que podrían llevar a cabo esta aplicación son: las microturbinas, las celdas de combustible, las celdas fotovoltaicas y las turbinas de viento.

**e) *Contar con energía de alta calidad.*** En esta aplicación, la GD se utiliza para proporcionar servicio de energía eléctrica con un alto nivel de confiabilidad y/o calidad de la energía. Este es un sistema independiente que automáticamente proporciona energía eléctrica dentro de un horario específico para reemplazar al suministro normal cuando falle. Las características importantes de la GD para esta aplicación son: una respuesta rápida, un bajo costo de instalación y un bajo costo en mantenimiento.

Las tecnologías de GD que podrían llevar a cabo esta aplicación son: las celdas de combustible y un poco menos las microturbinas.

**f) *Postergación de inversiones en Transmisión y Distribución.*** En algunos casos, la instalación de unidades de GD en lugares estratégicos puede ayudar a postergar la compra de nuevos

sistemas de transmisión y distribución y equipos tales como líneas de distribución y subestaciones. Las características importantes de la GD para la postergación en transmisión y distribución (cuando se utiliza una máxima postergación) son: un bajo costo de instalación y un bajo costo en mantenimiento [35].