

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



TESIS

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS FCL EN
REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN**

PRESENTA

M.I.C.A. ERIKA FERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

**PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA**

SEPTIEMBRE 2016

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



TESIS

**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LOS FCL EN
REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN**

PRESENTA

M.I.C.A. ERIKA FERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

**PARA OBTENER EL GRADO DE DOCTOR EN INGENIERA
ELÉCTRICA**

**DIRECTOR DE TESIS
DR. ARTURO CONDE ENRÍQUEZ**

SEPTIEMBRE 2016

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica****Subdirección de Estudios de Posgrado**

*Los miembros de este comité de tesis recomendamos que la tesis “Evaluación del Impacto de los FCL en Redes Eléctricas de Media Tensión”, realizada por la alumna Erika Fernández Hernández, matrícula 1576999, sea aceptada para su defensa como opción al grado de **Doctor en Ingeniería Eléctrica**.*

El Comité de Tesis

Dr. Arturo Conde Enríquez
Asesor

Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Revisor

Dra. Gina María Idarraga Ospina
Revisor

Dr. Oscar Arreola Soria
Revisor

Dr. Meng Yen Shih
Revisor

Vo.Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado

AGRADECIMIENTOS

Quisiera comenzar estos agradecimientos hacia el Dr. Arturo Conde por su asesoría, paciencia, comentarios y confianza para la realización de este proyecto. A los doctores del posgrado en Ingeniería Eléctrica al Dr. Escalante, Dr. Andrade, Dra. Idarraga y el Dr. Vazquez y en especial a los dos últimos por la revisión realizada a este trabajo.

A mis compañeros del DIE, Paty , Fernando, Daniel, Cut , Eliezer, Hermán, Beto, Carlos, Shih, Fernandito, Leonela, y finalmente al Dr. Galindo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), por el apoyo económico brindado en la elaboración de está investigación.

Mis agradecimientos familiares van en primer lugar a mi madre, Eulalia Hernández, por su apoyo siempre incondicional.

Así también a mi suegra la señora Jacinta Cambray, por apoyarme desde el primer momento que decide regresar a la Universidad.

A unos enormes angeles que son Mamá Juanita y Papá Maxi, que desde el cielo cuidan y ven cada uno de mis pasos como lo hicieron desde que yo era pequeña.

A Mamá Lena, por su amor, cariño y por las porras que siempre me hecha.

A mi queridísima y estimadísima Tía Yasmín, por su incondicionalidad, apoyo, masajes y principalmente por hecharme porras cuando más lo necesite.

A mi Tía Celia y mi Tío Eugenio, a mi madrina Antonia y mi padrino Ranulfo, a Karina y Edgar y a la nueva integrante de la familia Maya, Eliseo.

A todos y cada uno de mis primos, Brenda, Laura, Zuli, Sami, Yuli (Julito), Fabis (Fabita), Memo (Memitto), Pepe y Diego.

Al brillo de mis ojos que son Jimena y Angélica, por tolerar tantas y tantas horas en la Universidad.

Finalmente, a Miguel Jacobo (Teofilo de Antioquía), por sus consejos, regaños, opiniones, observaciones, ayuda, y por ser un compañero de vida en esta aventura llamada "Monterrey".

También quiero agradecer a los compañeros del Academia de Circuitos Eléctricos por brindarme la oportunidad de transmitir a los jóvenes un poco de mis conocimientos en especial al Ing. Noe Hortiales, a Sara, Brenda, Diana y a cada uno de los que forman parte de esta área.

A todos y cada uno de ustedes y a los que por error olvide mencionar,

Gracias, muchas gracias por formar parte de mi vida personal y profesional.

Erika Fernández Hernández♡

RESUMEN

Evaluación del Impacto de los FCL en Redes Eléctricas de Media Tensión

Publicación No. _____
Erika Fernández Hernández, Doctor en Ingeniería Eléctrica
Universidad Autónoma de Nuevo León

Profesor, Asesor: Dr. Arturo Conde Enríquez.

Los sistemas de distribución están cambiando debido al incremento en los niveles de carga, la interconexión con otros sistemas de distribución así como la adición de fuentes de Generación Distribuida (GD). La magnitud de la corriente de corto circuito tiende a incrementarse pudiendo exceder los rangos de valores de protección del equipo primario de la red eléctrica. Existen algunos métodos que se pueden implementar con el propósito de reducir los niveles de corriente de corto circuito, entre los que destacan la creación de nuevas subestaciones, división de buses o actualizaciones de los interruptores por otros de mayor capacidad. Pero estas soluciones imponen un gran costo a los operadores del sistema eléctrico y económicamente no son del todo viables en la mayoría de los sistemas. Otra forma de hacer frente al incremento en los niveles de corriente de corto circuito en los actuales sistemas de distribución es la utilización de dispositivos Limitadores de Corriente de Falla (*FCL*).

Un *FCL* es un dispositivo constituido básicamente por una impedancia que se conecta en serie con el sistema. En estado estable el valor de la impedancia de dicho dispositivo es despreciable en el sistema, pero al momento de ocurrir una falla el valor de dicha impedancia cambia drásticamente con el objetivo de limitar la magnitud de la corriente de corto circuito. El incremento en el valor de impedancia debe reducir el valor de la corriente por debajo de los valores nominales de los interruptores de potencia, por lo tanto se evitaría el costo de sustitución de equipo. Adicional a lo mencionado anteriormente la seguridad del sistema se vería beneficiada con esta acción. Antes de instalar un *FCL* en un sistema de distribución es necesario evaluar su desempeño analizando ciertos aspectos como son su efectividad para limitar la corriente de falla, el Transitorio de Recuperación de Voltaje (*TRV*) en las terminales del interruptor, la caída de voltaje

en líneas no falladas y el tiempo de operación de los sistemas de protección.

Hoy en día existen diferentes tecnologías que son aplicables al diseño y construcción de *FCL*. Entre los más conocidos se encuentran los Limitadores de Corriente de Falla Resonantes (*FCL-R*), Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido (*FCL-ES*) y Limitadores de Corriente de Falla Superconductores (*FCL-S*) entre otros. El comportamiento de la corriente de corto circuito es diferente para cada tipo de *FCL*. Los limitadores resonantes tienen una alta acción limitadora desde los primeros ciclos en que se presenta la falla, después de esto, tienen un comportamiento incremental hasta alcanzar el máximo valor de corriente de corto circuito. Con los limitadores de estado sólido se tiene la acción limitadora constante a partir del segundo ciclo de inicio de la falla. Los limitadores superconductores no son tomados en consideración para el análisis de esta tesis debido a que su diseño y análisis funcional es muy particular ya que se deben contemplar herramientas de elemento finito, así su comparación con otros diseños.

La capacidad interruptiva de los actuales interruptores de potencia puede alcanzar sus niveles máximos debido al incremento en los niveles de corriente de falla, por lo que es necesario implementar acciones que nos permitan alargar la vida útil de estos equipos. Si la magnitud del *TRV* excede los límites de interrupción es probable que el interruptor falle al momento de liberar la falla. Los diferentes tipos de *FCL* tienen un distinto desempeño en el momento de apertura de los contactos debido a los elementos *LC* que se encuentran conectados en el sistema. El *TRV* que se presenta es diferente dependiendo del tipo de limitador que se utilice, razón por la cuál este efecto es evaluado.

En los sistemas de protección un decremento en la magnitud de la corriente de falla no es una condición deseable debido a que la sensibilidad de los relevadores se ve afectada.

Cuando un *FCL* es agregado al sistema de distribución, los esquemas de protección no deben cambiar, su sensibilidad, velocidad y confiabilidad deben mantenerse. La interacción entre los *FCL* y los sistemas de protección deben analizarse, la sensibilidad y la coordinación de las protecciones pueden ser afectadas por la ubicación del *FCL*. Todos estos factores son analizados más ampliamente en CIGRE-WGA. El efecto de una acción sobrelimitadora de la corriente de falla cuando existe demanda mínima así como

en fallas bifásicas debe ser analizado, una reducción excesiva de la corriente de corto circuito puede resultar en pérdida de sensibilidad de la protección y un incremento en los tiempos de operación para un relevador de sobrecorriente. Además, se incrementa la duración de la caída de tensión, degradando la calidad de la energía de la red eléctrica.

En esta tesis se muestra el impacto de diferentes tipos de *FCL* cuando son incorporados al sistema de distribución, el dimensionamiento resultante debe ser evaluado considerando su impacto en la red eléctrica durante condiciones de demanda máxima y demanda mínima. La evaluación en el costo de los *FCL* no es considerada dentro de este estudio debido al constante desarrollo de estos dispositivos. Se utiliza una red radial para realizar el análisis comparativo de los limitadores y su desempeño en la misma.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	II
RESUMEN	IV
ÍNDICE GENERAL	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Estado del Arte.....	2
1.2. Justificación	7
1.3. Hipotesis	7
1.4. Objetivo general.....	7
1.4.1. Objetivos particulares	8
1.5. Alcance	8
1.6. Estructura de la Tesis.....	9
2. Limitadores de Corriente de Falla (<i>FCL</i>)	10
2.1. Requisitos de los <i>FCL</i>	12
2.2. Tipos de <i>FCL</i>	13
2.3. Ubicación de los <i>FCL</i>	14
2.4. Categorías de los <i>FCL</i>	15
2.5. Limitador de Corriente de Falla Resonante (<i>FCL-R</i>)	17

2.5.1.	Limitador Resonante Serie	20
2.5.2.	Limitador Resonante Serie Controlado	20
2.5.3.	Limitador Resonante Serie Paralelo Controlado	22
2.5.4.	Limitador Doble Resonante Controlado	24
2.6.	Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido (<i>FCL-ES</i>)	25
2.6.1.	Limitador <i>FCL-ESDI</i>	26
2.6.2.	Limitador <i>FCL-ESDP</i>	28
3.	Corrientes de falla en redes eléctricas con <i>GD</i>	30
3.1.	Condiciones y elementos que determinan las corrientes de falla en las re- des eléctricas	30
3.2.	Determinación de las corrientes de falla en redes eléctricas	31
3.2.1.	Equivalente de Thevenin	31
3.2.2.	Componentes simétricas	32
3.2.3.	Modelo matricial del sistema en componentes <i>ABC</i>	35
3.3.	Cálculo de las corrientes de falla	45
3.3.1.	Falla de línea a tierra.	46
3.3.2.	Falla de línea a línea.	46
3.3.3.	Falla de línea a línea a tierra.	47
3.3.4.	Falla trifásica a tierra.	47
3.4.	Cálculo de corrientes de falla en un sistema radial	47
3.4.1.	Modelo generador en coordenadas de fase	49
3.4.2.	Modelo del transformador en coordenadas de fase conexión ($\Delta -$ Yg)	50
3.4.3.	Modelo de la línea	50
3.4.4.	Modelo del transformador en coordenadas de fase conexión ($Yg -$ Δ)	51
3.4.5.	Formación de la matriz de admitancia	52
4.	Generación Distribuida (<i>GD</i>)	55
4.1.	Generadores eólicos	57
4.1.1.	Funcionamiento del aerogenerador <i>DFIG</i>	58

4.2.	Conexión de las fuentes de <i>GD</i>	61
4.3.	Impacto de la <i>GD</i> en los sistemas de distribución	61
4.3.1.	Flujos de potencia	62
4.3.2.	Regulación de voltaje	62
4.3.3.	Pérdidas I^2R	63
4.3.4.	Calidad de la energía	63
4.3.5.	Sistemas de protecciones	65
4.4.	Contribución de falla por aerogeneradores	66
4.4.1.	Corrientes de falla balanceadas	67
4.4.2.	Corrientes de falla desbalanceadas	69
5.	Impacto de los <i>FCL</i> en el desempeño de la red	70
5.1.	Dimensionamiento de los <i>FCL</i>	70
5.1.1.	Dimensionamiento de los <i>FCL-R</i>	74
5.1.2.	Dimensionamiento de los <i>FCL-ES</i>	74
5.2.	Estudio Comparativo	75
5.2.1.	Desempeño de la corriente de corto circuito	75
5.2.2.	Tiempo de Operación del Relevador	79
5.2.3.	Comparación de <i>TRV</i>	81
5.2.4.	Caída de Tensión	86
5.2.5.	Contenido Armónico	89
5.3.	Desempeño de la corriente de cortocircuito ante la presencia de <i>GD</i> en el sistema.	92
5.3.1.	Tiempo de Operación del Relevador	95
5.3.2.	Comparación de <i>TRV</i>	96
5.3.3.	Caída de Tensión	100
5.3.4.	Contenido armónico	101
5.4.	Sistema de 30 Nodos	104
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
6.1.	Aportaciones de los resultados obtenidos	116
6.2.	Trabajo futuro	116

<i>ÍNDICE GENERAL</i>	XI
A. Esquemas de protección en redes de distribución	118
B. Datos del sistema de prueba de 30 buses de la IEEE	121
BIBLIOGRAFÍA	127

ÍNDICE DE TABLAS

2.1. Clasificación de los <i>FCL</i> basados en su tecnología.	14
3.1. Características de las submatrices utilizadas en las admitancias de los transformadores trifásicos.	43
3.2. Valores de las componentes simétricas de los elementos del sistema de prueba.	49
5.1. Perfil de voltajes en el sistema de distribución.	71
5.2. Perfil de corrientes en el sistema de distribución.	72
5.3. Perfil de corrientes en el sistema de distribución en condición de falla. ...	73
5.4. Tiempos de operación carga máxima falla trifásica.	80
5.5. Tiempos de operación carga mínima falla bifásica.	81
5.6. Comparación de caída de tensión, <i>dial</i> 1.0.	87
5.7. Comparación de caída de tensión, <i>dial</i> 0.05.	87
5.8. Contenido armónico de la señal.	90
5.9. Comparación de Corriente de Corto Circuito <i>GD</i>	93
5.10. Tiempos de operación carga máxima falla trifásica con <i>GD</i>	95
5.11. Tiempos de operación carga mínima falla bifásica con <i>GD</i>	96
5.12. Comparación de caída de tensión, <i>dial</i> 1.0.	101
5.13. Comparación de caída de tensión, <i>dial</i> 0.05.	101
5.14. Contenido armónico.	102
A.1. Constantes de las curvas estandarizadas.	119
B.1. Datos de generación.	123

B.2. Datos de carga.	123
B.3. Datos de las líneas de transmisión.	124

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Sistema de potencia.	11
2.2. Sistema de potencia modificado.....	12
2.3. Posible ubicación de los <i>FCL</i> en un sistema eléctrico de potencia.	16
2.4. Circuito del limitador resonante.	18
2.5. Respuesta del circuito resonante.	19
2.6. Limitador resonante serie.....	20
2.7. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-RS</i>	21
2.8. Limitador resonante serie controlado.....	21
2.9. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-RSC</i>	22
2.10. Limitador resonante serie paralelo controlado.	23
2.11. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-RSPC</i>	23
2.12. Limitador doble resonante controlado.	24
2.13. Limitador doble resonante controlado al momento de falla.....	25
2.14. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-DRC</i>	26
2.15. Limitador <i>FCL-ESDI</i>	27
2.16. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-ESDI</i>	27
2.17. Limitador <i>FCL-ESDI</i>	28
2.18. Comportamiento de la corriente de falla en el <i>FCL-ESDP</i>	29
3.1. Sistema eléctrico de potencia.	32
3.2. Diagrama fasorial de las componentes simétricas.	33
3.3. Representación del generador en coordenadas de fase.....	36
3.4. Representación de la línea en coordenadas de fase.....	37

3.5. Diagrama de un transformador con dos devanados.	39
3.6. Diagrama de conexiones del transformador $Yg-\Delta$	41
3.7. Transformador trifásico de dos devanados y bobinas acopladas.	42
3.8. Falla de línea a tierra.	46
3.9. Falla de línea a línea.	46
3.10. Falla de línea a línea a tierra.	47
3.11. Falla trifásica a tierra.	48
3.12. Diagrama unifilar del sistema de distribución.	48
4.1. Modelo del aerogenerador doblemente alimentado <i>DFIG</i>	59
4.2. Conexión de las fuentes de <i>GD</i> al sistema de potencia.....	61
4.3. Corrientes a la salida del <i>DFIG</i>	69
5.1. Perfil de voltajes del sistema de distribución.	71
5.2. Perfil de corrientes del sistema de distribución.	72
5.3. Perfil de corrientes del sistema de distribución en condición de falla.....	73
5.4. Corriente de falla en valores <i>rms</i> con <i>FCL-R</i>	76
5.5. Corriente de falla en valores <i>rms</i> con <i>FCL-ES</i>	77
5.6. Diferentes dimensionamientos del <i>FCL-R</i>	78
5.7. Diferentes dimensionamientos del <i>FCL-R</i>	78
5.8. Curvas de coordinación del relevador de sobrecorriente.	80
5.9. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-R</i> demanda máxima.	82
5.10. <i>TRV</i> ante la presenica de los <i>FCL-ES</i> demanda máxima.	83
5.11. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-R</i> demanda mínima.	84
5.12. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-ES</i> demanda mínima.	85
5.13. Comparación del <i>TRV</i> ante diferentes dimensionamientos del <i>FCL-R</i>	86
5.14. Duración de la caída de tensión ante la presencia de los <i>FCL-R</i>	88
5.15. Duración de la caída de tensión ante la presencia de los <i>FCL-E</i>	89
5.16. Filtro pasa bajas.	90
5.17. Análisis del contenido armónico con <i>FCL-R</i>	91
5.18. Análisis del contenido armónico con <i>FCL-ES</i>	92
5.19. Diagrama unifilar del sistema de distribución con fuente de <i>GD</i>	93

5.20. Corriente de falla en valores <i>rms</i> con <i>FCL-R</i>	94
5.21. Corriente de falla en valores <i>rms</i> con <i>FCL-ES</i>	95
5.22. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-R</i> con <i>GD</i> demanda máxima.	97
5.23. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-ES</i> con <i>GD</i> demanda máxima.	98
5.24. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-R</i> con <i>GD</i> demanda mínima.	99
5.25. <i>TRV</i> ante la presencia de los <i>FCL-ES</i> con <i>GD</i> demanda mínima.	100
5.26. Comparación de señales.	102
5.27. Análisis del contenido armónico en el PCC con <i>FCL-R</i> y <i>GD</i>	103
5.28. Análisis del contenido armónico en el PCC con <i>FCL-ES</i> con <i>GD</i>	104
5.29. Sistema de 30 nodos de la IEEE.	105
5.30. Perfil de voltaje del sistema de prueba en estado estable.	106
5.31. Perfil de corrientes del sistema de prueba en estado estable.	107
5.32. Sistema de 30 nodos de la IEEE con <i>GD</i> ; se muestra la ubicación del <i>FCL</i>	108
5.33. Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla.	109
5.34. Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla.	109
5.35. Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla con limitador.	111
5.36. Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla con limitador.	111
5.37. Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla con <i>FCL</i> de distinta impedancia.	112
5.38. Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla con <i>FCL</i> de distinta impedancia.	113
5.39. Nodos afectados negativamente por la incorporación del <i>FCL</i>	114
B.1. Sistema de 30 nodos de la IEEE.	122
B.2. Ubicación FCL en sistema IEEE, Simulink.	125
B.3. Ubicación parque eólico 1 en sistema IEEE, Simulink.	125
B.4. Ubicación parque eólico 2 en sistema IEEE, Simulink.	126
B.5. Ubicación parque eólico 3 en sistema IEEE, Simulink.	126

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Uno de los retos en la gestión de los sistemas eléctricos de distribución es una operación óptima ante la penetración de fuentes de Generación Distribuida (*GD*) [9, 13, 49]. La interconexión entre redes eléctricas [4, 21, 48, 83, 97, 100] y la presencia de generación intermitente, incrementa la complejidad de la red eléctrica provocando incertidumbres en el despacho de generación provocando que los niveles de corriente de falla sean mayores [38]. Una falla provocará un aumento de la corriente en el sistema que puede causar graves daños a la red. Los niveles de falla pueden exceder el rango de operación de los equipos de protección así como de los equipos primarios de la red eléctrica provocando sobre-esfuerzos que pueden originar daños permanentes y como consecuencia un aumento en los programas de mantenimiento de los mismos [13]. Existen varios métodos que se pueden implementar con el propósito de reducir los niveles de corriente de corto circuito entre los que destacan la creación de nuevas subestaciones, división de buses e incluso el reemplazo de los interruptores de potencia por unos de mayor capacidad [36, 64, 83]. Muchas de estas soluciones imponen un gran costo y prácticamente no son viables económicamente para los operadores del sistema eléctrico. Otra alternativa es la utilización de Limitadores de Corriente de Falla (*FCL*), de sus siglas en inglés (*Fault Current Limiter*) [4, 9].

Un *FCL* es un dispositivo formado por una impedancia que se conecta en serie con el sistema. En estado estable el valor de la impedancia es mínima por lo que su presencia es casi inadvertida al sistema, pero al momento que se presenta una falla en el sistema

el valor de impedancia del *FCL* cambia drásticamente con el objetivo de limitar el nivel de corriente de corto circuito [24]. El incremento en el valor de impedancia del *FCL* reduce el valor de la corriente de corto circuito al valor especificado en su diseño, reduciendo la corriente de falla a valores dentro del rango de interrupción de los actuales interruptores de potencia existentes en el sistema, por lo que se evitaría el costo de la sustitución de dicho equipo. Aunado a esto, la confiabilidad y seguridad del sistema se verían beneficiadas con esta acción [27, 47].

Hoy en día existen diferentes tecnologías que son aplicables al diseño y construcción de los limitadores. Entre los que se encuentran los Limitadores de Corriente de Falla Resonantes (*FCL-R*) [14, 26, 47, 100], Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido (*FCL-ES*) [9, 27, 47] y Limitadores de Corriente de Falla Superconductores (*FCL-S*) [47] entre otros mencionados en [9, 47]. El desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de los *FCL* es diferente dependiendo del tipo de limitador que se utilice. En [4] se presenta un listado de los limitadores bajo desarrollo y en operación en redes eléctricas. Por ejemplo, limitadores resonantes están en operación en Japón por la compañía TOSHIBA y en USA por Southern California Edison Substation. Adicionalmente, existen limitadores del tipo *FCL-S* instalados y en operación, uno de ellos se encuentra en una planta hidroeléctrica en Suiza desarrollado por la compañía ABB y existe otro en operación desarrollado por la compañía Nexans en Alemania.

1.1. Estado del Arte

Otro escenario generativo, cada vez más frecuente en los sistemas eléctricos es la incorporación de fuentes de Generación Distribuida (*GD*). Las fuentes de *GD* son fuentes de energía eléctrica conectadas al sistema de potencia, en un punto muy cercano o en la ubicación del consumidor ya sea por el lado de este o de la red, que es suficientemente pequeño comparado con las plantas generadoras. Frecuentemente, el término generación distribuida es usado en combinación con una cierta categoría de tecnologías, por ejemplo, las referidas a energías renovables [8]. De acuerdo con el departamento de energía de los Estados Unidos (DOE, de sus siglas en inglés, *Department of Energy*), la *GD* se define como “generación eléctrica modular o de almacenamiento situada cerca del punto

de uso, los sistemas de *GD* comprenden generadores basados en biomasa, turbinas de combustión, sistemas de energía solar, térmica y fotovoltaica, pilas de combustible, turbinas de viento, microturbinas, tecnologías de almacenamiento y control conectados a la red o independientes de la red” [87]. Este tipo de fuentes son conectadas generalmente en los sistemas de distribución.

Los sistemas de potencia enfrentan muchos problemas cuando las fuentes de *GD* son incorporadas en los sistemas de distribución, debido a que los sistemas de potencia no fueron diseñados contemplando la incorporación de estas fuentes de generación. Las fuentes de *GD* influye en problemas de la calidad de la energía, degradación en la confiabilidad del sistema, reducción de su eficiencia, sobrevoltajes y algunas cuestiones de seguridad [61, 70].

La capacidad interruptiva de los actuales interruptores de potencia así como los ajustes en los relevadores de protección fueron diseñados para el sistema sin la presencia de fuentes de *GD*, es posible, que se presenten algunas condiciones de falla que se impondrán a la capacidad de interrupción de los interruptores de potencia así como la configuración de los relevadores de protección. Estas situaciones pueden dar lugar a la degradación de la seguridad del sistema de energía eléctrica.

El efecto de una fuente intermedia no representa condiciones desconocidas para los esquemas de protección. Sin embargo, la conexión de estas fuentes de generación se realizan a través de convertidores electrónicos, la ubicación de estos dispositivos se realiza generalmente cerca de la carga, introduciendo señales de falla distorsionadas a la red eléctrica [74]. Estas señales podrían no ser filtradas de forma adecuada, afectando el funcionamiento de los relevadores de protección [31, 43].

Los *FCL* son comúnmente utilizados para mitigar el incremento de la corriente de falla entregada por las fuente de *GD*. Los *FCL*, son dispositivos que permiten el flujo de corriente entre sistemas en condiciones normales de operación y al mismo tiempo brindan protección cuando se presenta una condición de corto circuito en el sistema, estos dispositivos actúan más rápido que los interruptores de potencia del sistema limitando la corriente de falla y permitiendo a los interruptores de potencia actuar dentro de sus rangos de operación. Sin embargo, antes de la incorporación de un *FCL* en los sistemas de distribución es necesario evaluar su desempeño analizando ciertos aspectos

como son la efectividad para limitar la corriente de corto circuito, el Transitorio de Recuperación de Voltaje (*TRV*) en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla, el tiempo de operación de los sistemas de protección y la caída de tensión en las líneas asociadas.

Existen diferentes categorías para los *FCL* dependiendo de sus características al momento de limitar la corriente [118], entre las que destacan Limitadores de Corriente de Falla Resonantes *FCL-R*, Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido *FCL-ES*, Limitadores de Corriente de Falla Superconductores *FCL-S*, entre otros mencionados en [47].

Los *FCL-R*, son limitadores formados por una bobina L y un capacitor C , estos elementos son ajustados a la frecuencia de resonancia de la fuente de voltaje [14]. Debido a que la frecuencia del sistema no cambia significativamente cuando se presenta una falla, el punto de resonancia se obtiene mediante un cambio topológico combinando tanto al inductor como al capacitor, teniendo como resultado un incremento en el valor de impedancia al momento que se presenta la falla en el sistema. En condiciones normales de operación, el valor de impedancia del limitador resonante es casi imperceptible en el sistema y solo se presenta una pequeña caída de tensión dada por la resistencia propia del inductor. Los limitadores resonantes tienen la característica especial de forzar un incremento gradual de la corriente, esta propiedad permite un “suavizado” del transitorio que se presenta en la corriente de corto circuito. En otras palabras, el limitador resonante no permite un incremento instantáneo de la corriente cuando se presenta la falla, esta propiedad se ilustra en [9, 83, 119]. Existen diferentes tipos de configuraciones para los *FCL-R*, entre los que destacan resonantes serie mencionados en [14, 41, 52, 57, 83, 100, 101, 112], los resonantes controlados por tiristores que tienen diferentes configuraciones como resonantes serie-paralelo, reactor serie controlado por tiristores, resonantes paralelo, entre otros mencionados en [26, 48, 97, 117].

Los *FCL-ES* están constituidos de elementos semiconductores los cuales permiten reducir la corriente de corto circuito dentro de los dos primeros ciclos cuando la falla es detectada. Para lograr este objetivo, es necesario la utilización de elementos que permitan la conmutación de elementos como es el caso de los GTO's (*Gate Turn-off Thyristor*), GCT's (*Gate Commuted Thyristor*) [5] o el uso de tiristores y diodos en

combinación con inductores y capacitores, entre los que se mencionan en [10, 20, 27, 36–39, 63, 66, 77, 78, 85]. Con estos dispositivos de estado sólido es posible tener un cambio de estado en cuestión de milisegundos y limitar la corriente de falla [86]. De acuerdo con [9, 36], los *FCL-ES* proporcionan grandes beneficios al sistema ya que estos dispositivos son de bajo costo, gran confiabilidad y presentan una baja caída de tensión en estado estable. Los *FCL-ES* tienen una acción limitadora constante a partir del segundo ciclo en que se detectó la falla pero antes de la detección se puede llegar a tener valores de corriente de corto circuito iguales como si no estuviera el limitador en el sistema.

Dentro de los *FCL-S*, su diseño se basa en la utilización de materiales superconductores, existen diferentes tipos entre los que se encuentran los de núcleo saturado mencionados en [7, 29, 73, 80, 81, 106, 115], del tipo transformador [2, 69, 104], con reactor limitador [55, 75, 98] y algunos otros que utilizan materiales superconductores como películas de YBCO (por sus siglas en inglés, *Yttrium Barium Cooper Oxide*), que es un material cerámico compuesto de óxidos de itrio, bario y cobre, con propiedades de superconductor a temperaturas relativamente altas (95 Kelvin) [46, 56, 76], en este tipo de limitadores que consideran elementos térmicos en su composición y debido al tipo de material que utilizan, su análisis de desempeño y funcionalidad se realiza utilizando herramientas de elemento finito, razón por la cual no son tomados en consideración para su análisis en este trabajo de tesis ya que su modelado es específico y diferente a los otros tipos de limitadores.

La capacidad de interrupción de los actuales interruptores de potencia que se encuentran en los sistemas de distribución pueden alcanzar sus niveles máximos debido al incremento en los niveles de corriente de corto circuito; por lo que es necesario implementar acciones que nos permitan alargar la vida útil de estos equipos. Si la magnitud del *TRV* excede los límites de interrupción es muy probable que este elemento falle al momento de operar [53, 90]. Los diferentes tipos de *FCL* tienen un distinto desempeño al momento de la apertura de contactos del interruptor debido a los elementos *LC* que se encuentran conectados al sistema. El *TRV* que se presenta es diferente dependiendo del tipo de limitador que se utiliza, por lo cual este efecto es evaluado [11].

En los sistemas de protección un decremento en la magnitud de la corriente de corto

circuito no es una condición deseable debido a que la sensibilidad de los relevadores se ve afectada. Cuando un limitador es incorporado al sistema, los esquemas de protección no deben cambiar su sensibilidad, velocidad y su confiabilidad debe mantenerse [27]. La interacción entre los *FCL* y los sistemas de protección deben analizarse así como la sensibilidad y la coordinación de las protecciones puede verse afectada por la ubicación de estos dispositivos. Todos estos factores son analizados en CIGRE-WGA [6]. En ese sentido, el efecto de una acción limitadora de la corriente de corto circuito cuando existe demanda mínima en el sistema y durante fallas bifásicas debe ser analizado. Una reducción excesiva de la corriente de corto circuito puede resultar en pérdida de la sensibilidad de las protecciones y un incremento no deseable en los tiempos de operación de los relevadores de sobrecorriente. Así mismo, si se incrementa la duración de la caída de tensión asociada al evento de falla la calidad de la energía de la red eléctrica se degrada, ante esta condición es posible que se presente la desconexión de cargas eléctricas sensibles.

En una red eléctrica que cuenta con *FCL* y *GD* se pueden presentar componentes en las señales de voltaje y corriente, especialmente durante las condiciones de falla que alteren la operación de instrumentos de medición y relevadores [61] que basan su funcionamiento en la componente fundamental. Para solventar esta problemática es necesario analizar tanto en estado estable como en estado dinámico el impacto de estos elementos (*FCL* y *GD*) en su desempeño en el sistema y la operación de los esquemas de protección para determinar las condiciones que sean tolerantes.

Se ha reportado la instalación y evaluación en distintas redes eléctricas de algunos tipos de *FCL* [35, 102], y se han simulado diversos escenarios de operación de estos equipos. Prácticamente en todos los casos se ha requerido analizar el sistema para ajustar los esquemas de protecciones y con ello evitar pérdidas en la coordinación de los sistemas de protección. También, existen *FCLs* que de acuerdo a su diseño ofrecen ventajas adicionales a los ya comerciales, pero aún se encuentran en fase de evaluación y se requiere estudiar su comportamiento mediante simulaciones que permitan predecir que alteraciones provocarán en el sistema eléctrico de potencia.

1.2. Justificación

Los *FCL* y las fuentes de *GD* modifican la respuesta del sistema eléctrico en condiciones de falla, estas nuevas condiciones impactan en la calidad de la energía del sistema, la duración de la caída de tensión, la magnitud de la corriente de falla, así como la coordinación de las protecciones debido a que los criterios han sido establecidos para sistemas que no cuentan con este tipo de elementos. Por lo tanto se requiere analizar el comportamiento de la red, incluyendo la operación de estos dispositivos tanto en estado estable como en estado dinámico para poder establecer los nuevos criterios de operación del sistema de distribución.

1.3. Hipotesis

La adición de dispositivos que limitan la magnitud de la corriente de falla como son los *FCL*, así como la incorporación de fuentes de *GD* en los sistemas de distribución representan cambios topológicos en la red, por lo que el análisis de estos elementos tanto en estado estable como en estado dinámico (falla) nos permitirá conocer el desempeño de las redes eléctricas ante la presencia de estos nuevos elementos y poder evaluar sus efectos como es el comportamiento de la corriente de falla, el TRV en los interruptores encargados de liberar la falla, así como los tiempos de operación de los relevadores ante esta nueva condición.

1.4. Objetivo general

El objetivo de este trabajo de tesis es realizar un análisis en estado dinámico de los *FCL* y las fuentes de *GD* en un sistema de distribución para determinar el dimensionamiento de los *FCL* que resulte en menor afectación en la operación de los sistemas de protecciones, calidad de la energía y esfuerzo en los interruptores de potencia.

1.4.1. Objetivos particulares

1. Establecer el estado del arte de los *FCL* identificando tecnologías, topologías, ventajas y desventajas de su instalación.
2. Determinar los modelos equivalentes de los *FCL*.
3. Determinar el cambio de impedancia de la red al incorporar un *FCL* al sistema.
4. Analizar la respuesta en estado estable y transitoria del sistema ante la presencia de los *FCL*.
5. Analizar el comportamiento del esquema de protecciones de la red en condiciones de demanda máxima y demanda mínima.
6. Analizar la respuesta en estado estable y transitorio del sistema ante las fuentes de *GD*.
7. Evaluar índices de calidad de la energía y el esfuerzo de los interruptores de potencia en condiciones de demanda máxima y demanda mínima ante la presencia de los *GD* y *FCL*.

1.5. Alcance

- Analizar los efectos que se tienen en el sistema de distribución tanto en estado estable como en estado dinámico ante la presencia de los *FCL* y las fuentes de *GD*.
- Evaluar los índices de calidad de voltaje e índices de contenido armónico en las señales eléctricas en presencia de los *FCL* en diferentes condiciones de operación de la red eléctrica.
- Ponderar el efecto en la coordinación de relevadores ante la presencia de los *FCL*.
- Ponderar los esfuerzos de voltaje transitorio en interruptores de potencia para los diferentes modelos de *FCL*.

1.6. Estructura de la Tesis

El presente trabajo de tesis está estructurado en seis capítulos. En el capítulo uno se presenta la introducción, la problemática del incremento de la corriente de corto circuito, posibles soluciones y los objetivos de este trabajo de tesis.

En el capítulo dos, se presentan los modelos de los limitadores utilizados en este trabajo de tesis, su funcionamiento, dimensionamiento y características de las fuentes de generación distribuida, en especial de las turbinas eólicas doblemente alimentadas.

En el capítulo tres, se presentan los diferentes tipos de análisis de corriente de falla en los sistemas eléctricos de potencia.

En el capítulo cuatro, se presenta el impacto de los *FCL* en el desempeño de la red, analizando el comportamiento de la corriente de corto circuito, el *TRV*, tiempos de operación del relevador de sobrecorriente, duración de la caída de tensión, contenido armónico en condiciones de demanda máxima y demanda mínima.

En el capítulo cinco, se presenta el desempeño de la corriente de corto circuito en la red con la presencia de fuentes de *GD* y *FCL* tanto en un sistema radial como en un sistema anillado

En el capítulo seis, se presentan las conclusiones generales acerca de este trabajo de tesis, algunas observaciones de los *FCL* y su incorporación en los sistemas de distribución y su análisis ante la presencia de fuentes de *GD*, en especial, los generadores eólicos doblemente alimentados. Se muestran las aportaciones de este trabajo, sus contribuciones y recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

Limitadores de Corriente de Falla (*FCL*)

El crecimiento en la generación de energía eléctrica, así mismo de las redes de distribución y el aumento en las interconexiones a dichas redes, tiene como consecuencia que el nivel de corriente de corto circuito se incremente considerablemente ante estos nuevos cambios topológicos. Estos niveles de corriente de falla pueden llegar a exceder el rango de operación de los equipos primarios de la red provocando sobre-esfuerzos que pueden causar daños permanentes o incluso que se incrementen la frecuencia de los programas de mantenimiento, y en algunos casos se lleguen a exceder los rangos permisibles de los interruptores por lo que se recomienda hacer uso de equipos que ayuden a disminuir el impacto que tiene esta corriente permitiendo proteger a dichos equipos [4,67].

Dentro de las soluciones que se presentan para limitar la corriente de corto circuito se encuentra el uso de *FCL*, debido a que pueden limitar la corriente de falla que pasa a través de ellos dentro del primer medio ciclo, alargando la vida útil del equipo primario así como de los interruptores de potencia encargados de liberar la falla

Los *FCL*, limitan la cantidad de corriente que circula por el sistema de forma continua, sin causar ninguna interrupción en la operación del sistema eléctrico, tienen una función similar al equipo de protección contra sobrevoltaje limitando el daño. Los *FCL* tienen un valor de impedancia bajo en condiciones normales de operación y un valor de alta impedancia en condiciones de falla.

Como se mencionó anteriormente, el papel de los *FCL* es limitar la corriente de falla a niveles manejables sin que esto represente un impacto significativo en los sistemas de distribución [95]. En la Figura 2.1, se muestra el modelo simple de un sistema de potencia, el cuál consiste en una fuente de voltaje V_s , una impedancia Z_s y una carga Z_{LOAD} . En condiciones normales de operación, es decir, sin falla en el sistema, el valor de la corriente nominal en el circuito I_n , está dada por 2.1.

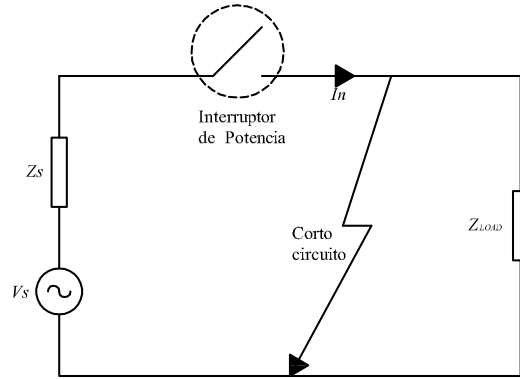


Figura 2.1: Sistema de potencia.

$$I_n = \frac{V_s}{Z_s + Z_{LOAD}} \quad (2.1)$$

Si una falla causa que la carga este corto circuitada, la corriente de falla I_f se calcula como:

$$I_f = \frac{V_s}{Z_s + Z_{falla}} \quad (2.2)$$

Como la impedancia de la fuente es mucho menor que la impedancia de carga, la corriente de falla es mucho mayor que la corriente nominal. En la Figura 2.2, se muestra el sistema modificado con la adición de un elemento limitador de corriente con una impedancia Z_{FCL} . Para que está impedancia actúe como *FCL*, la impedancia Z_{FCL} debe incrementar su valor automáticamente al momento de presentarse la falla. En la ecuación 2.3 se muestra el nuevo valor de I_f . Idealmente, el valor de Z_{FCL} debe ser igual a cero en condiciones de estado estable.

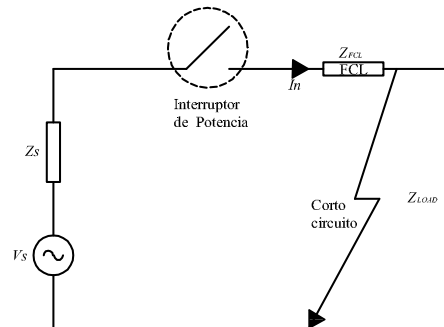


Figura 2.2: Sistema de potencia modificado.

$$I_f = \frac{V_s}{Z_s + Z_{falla} + Z_{FCL}} \quad (2.3)$$

La ecuación 2.3, nos dice que el valor de I_f estará en función del valor de impedancia de Z_s , de la impedancia de falla Z_{falla} y de la impedancia del FCL Z_{FCL} . Por lo tanto, para un valor de voltaje específico y un incremento en el valor de impedancia Z_{FCL} , el valor de I_f se reducirá.

2.1. Requisitos de los FCL

Los FCL deben contar con ciertas características para que puedan ser considerados aceptables en un sistema eléctrico, entre los que se encuentran [60, 106, 107]:

- Tener bajos niveles de impedancia en condiciones normales de operación (Un FCL no debe causar caídas de voltaje significantes).
- Tener un tiempo corto de recuperación.
- Tener un alto nivel de impedancia ante condiciones de falla.
- Limitar la corriente de falla dentro del primer ciclo que se detecta.

- Tener una rápida respuesta ante cualquier magnitud de falla y un rendimiento adecuado al limitar la corriente (los *FCL* deben actuar rápido para poder limitar desde el primer pico de la corriente de falla).
- Tener una recuperación automática con un periodo corto de restablecimiento (después que la falla ha sido despejada el *FCL* debe regresar a su condición inicial de baja impedancia).
- No sufrir deterioro durante su periodo de vida útil.
- Tener un alto grado de confiabilidad.
- No influir en la estabilidad de la tensión del sistema.
- No influir en el funcionamiento de los equipos de protección (relevadores e interruptores de potencia).
- Tener un bajo costo inicial y presentar bajas pérdidas.
- Ser de tamaño pequeño y bajo peso.
- No presentar riesgos para el personal operativo.
- Ser amigable con el ambiente (no utilizar sustancias que puedan afectar el medio ambiente como gases de efecto invernadero).
- No presentar alguna acción debido a efectos transitorios del sistema (por ejemplo, arranque de un motor, magnetización del transformador, etc).
- Poder ser utilizado en conjunto con los actuales sistemas de protección.
- Requerir el mínimo mantenimiento.

2.2. Tipos de *FCL*

En la Tabla 2.1, se presenta la clasificación de los *FCL* propuesto por Čvorić y otros en [30, 88, 107].

Tabla 2.1: Clasificación de los *FCL* basados en su tecnología.

		Tipos de <i>FCL</i>	
Tecnología de los <i>FCL</i>	<i>FCL</i> no semiconductores	<i>FCL</i> utilizando transición de enfriamiento con materiales superconductores <i>FCL</i> basados en saturación de núcleo <i>FCL</i> resonantes <i>FCL</i> del tipo Transformador paralelo con circuitos resonantes	Inmediata Reacción ante falla
	<i>FCL</i> de estado sólido	<i>FCL</i> tipo puente <i>FCL</i> con descarga capacitiva <i>FCL</i> con compensación serie <i>FCL</i> utilizando efectos resonantes de LC en circuitos en paralelo o serie	Retrazada
	<i>FCL</i> híbridos	<i>FCL</i> utilizando interruptores mecánicos (<i>FCL</i> híbridos)	

La mayoría de los limitadores de falla aplicados en los sistemas de potencia son del tipo que no utiliza elementos semiconductores, debido a que estos dispositivos están conectados de manera permanente en el sistema de potencia y no necesitan ser activados o controlados por una señal externa para actuar. Cuando se produce una falla, la corriente de corto circuito se reduce o se limita automáticamente. Muchos de los limitadores mencionados anteriormente se encuentran bajo investigación o incluso en etapas de desarrollo, a pesar de que existen algunos prototipos de algunos de ellos muy pocos han sido instalados en los sistemas de potencia.

2.3. Ubicación de los *FCL*

La ubicación de los limitadores de corriente de falla dentro de un sistema eléctrico se puede dar en diferentes puntos del sistema, pero siempre buscando ofrecer ciertas ventajas como son:

- Incremento de la interconexión de energía renovable y unidades independientes de generación.
- Incremento de la capacidad de transmisión de energía en largas distancias.
- Reducción de las caídas de voltaje causadas por la falla.
- Mejoramiento de la estabilidad del sistema.

- Mejoramiento en la confiabilidad y seguridad del sistema.

En los sistemas de potencia radiales, la ubicación de los limitadores de corriente de falla no tiene mucha dificultad, pero en un sistema de potencia en anillo, la ubicación del limitador se vuelve mucho más compleja cuando más de una ubicación tiene problemas de altos niveles de corriente de falla. En dichos sistemas, las corrientes de falla pueden venir de varias direcciones y no ser fácilmente bloqueadas por un limitador. Se propone un análisis de sensibilidad para localizar las mejores ubicaciones para los limitadores de corriente como se menciona en [84,109,110], donde se propone un método utilizando las impedancias equivalentes de los limitadores de corriente.

Adicional a lo antes mencionado, Noe en [88], dice que los *FCL* pueden ser ubicados en cualquier parte del sistema de potencia, tanto en los sistemas de generación como en los sistemas de distribución, pero la aplicación de los limitadores en los rangos de voltaje en el área de transmisión aún no es posible evaluarla debido a que no se han diseñado equipos con el grado dieléctrico suficiente para soportar las magnitudes de corriente que se puedan presentar. Sin embargo, si es posible describir algunas posibles ubicaciones de los limitadores con la información que actualmente se cuenta del sistema de potencia.

Las posibles ubicaciones que se describen pueden ser:

- *FCL* en la barra de acoplamiento de la alimentación del transformador.
- *FCL* en la alimentación del generador.
- *FCL* en las plantas de potencia auxiliares.

En la Figura 2.3, se muestran las posibles ubicaciones de los limitadores de corriente de falla en un sistema eléctrico de potencia [6].

2.4. Categorías de los *FCL*

Las tres principales categorías que existen actualmente para los *FCL*, según Noe en [88] son:

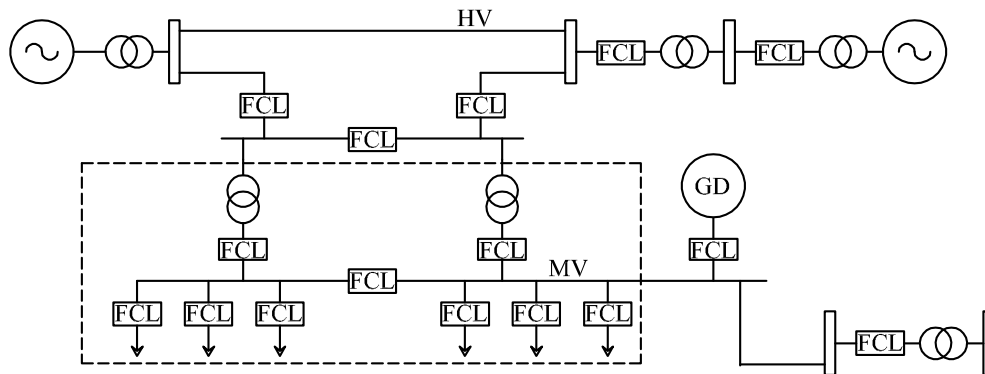


Figura 2.3: Posible ubicación de los *FCL* en un sistema eléctrico de potencia.

- Limitadores de Corriente de Falla Resonantes (*FCL-R*)
- Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido (*FCL-ES*)
- Limitadores de Corriente de Falla Superconductores (*FCL-S*)

Una parte importante de los *FCL* elaborados con materiales no semiconductores, es que ellos reaccionan ante la falla de manera casi inmediata y de forma gradual hasta llegar al valor determinado en su diseño como es el caso de los *FCL-R*. No existe acción de atraso, debido a que no se necesita detección de la falla para la operación del limitador. Una vez que la falla ha sido liberada el limitador vuelve a su estado inicial.

Los *FCL-ES* utilizan interruptores de electrónica de potencia. Estos interruptores conducen cuando el sistema se encuentra en estado estable y proveen un camino de baja impedancia para valores de corriente nominales. En caso de falla, los interruptores son apagados o encendidos, según sea el caso, desviando la corriente de falla a un camino paralelo que comprende la impedancia limitadora. Los limitadores que pertenecen a este grupo, deben disparar ante una detección de falla en circuito, lo que resulta en un retardo en el tiempo.

El concepto de utilizar materiales superconductores para transportar la energía eléctrica y utilizarlos para limitar los picos de corriente ha estado presente desde el

descubrimiento de estos materiales y debido a que tienen propiedades no lineales. Para ser más precisos, la limitación de la corriente depende de la respuesta no lineal a la temperatura, la corriente y las variaciones en el campo magnético. El incremento de cualquiera de estos tres parámetros puede causar una transición entre el superconductor y su operación en el sistema en estado estable [32].

Los *FCL-S* se pueden clasificar dentro de tres grandes grupos, de los cuales los dos primeros dependen de la acción de enfriamiento de los superconductores y el tercer tipo de núcleo saturado.

1. Limitadores de Corriente de Falla Superconductores Resistivos (*Resistive SFCL*).
2. Limitadores de Corriente de Falla Superconductores de Núcleo Blindado (*Shielded Core SFCL*).
3. Limitadores de Corriente de Falla Superconductores de Núcleo Saturado (*Saturable-Core SFCL*).

2.5. Limitadores de Corriente de Falla Resonantes (*FCL-R*)

Los *FCL-R* son limitadores formados por una bobina L y un capacitor C , estos elementos son ajustados a la frecuencia de resonancia de la fuente de voltaje [14]. Debido a que la frecuencia del sistema no cambia significativamente cuando se presenta una falla, el punto de resonancia se obtiene mediante un cambio topológico combinando el inductor y el capacitor, teniendo como resultado un incremento en el valor de impedancia al momento que se presenta una falla en el sistema. En condiciones normales de operación, el valor de impedancia del limitador resonante es casi imperceptible en el sistema y solo se presenta una pequeña caída de tensión dada por la resistencia propia del inductor. Los limitadores resonantes tienen la característica especial de forzar un incremento gradual de la corriente, esta propiedad permite un “suavizado” del transitorio que presenta la corriente de corto circuito. En otras palabras, el *FCL-R* no permite un incremento instantáneo de la corriente cuando se presenta la falla, esta propiedad

se ilustra en [9, 83, 119]. El principio del funcionamiento de los *FCL-R* se muestra en la Figura 2.4. En este circuito la frecuencia de resonancia de los elementos series *LC* está ajustada a la de la fuente de voltaje. Por lo que la frecuencia angular $\omega = 1/\sqrt{LC}$. Por lo tanto la impedancia del circuito resonante es cero, y el valor de la corriente es $i = 1/R$.

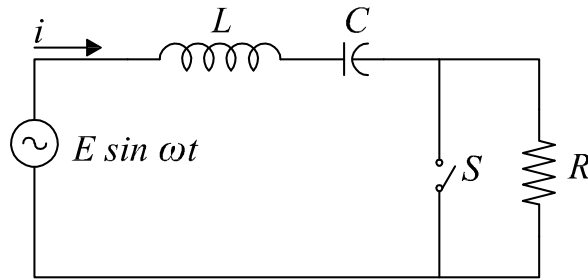


Figura 2.4: Circuito del limitador resonante.

El valor de reactancia se calcula utilizando 2.4

$$X = \omega L = \frac{1}{\omega C} \quad (2.4)$$

Mientras tanto, al momento de una falla, el valor de la corriente se obtiene resolviendo la ecuación diferencial 2.5

$$L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int i dt = E \sin \omega t \quad (2.5)$$

Asumiendo que la falla ocurre en $t = 0$, el valor de la corriente se da por 2.6

$$i = \frac{E}{R} \sin \omega t + \frac{E}{2L} t \sin \omega t \quad (2.6)$$

Este resultado nos demuestra que la corriente de corto circuito no se incrementa instantáneamente, sino a una razón de cambio constante su amplitud aumenta gradualmente. En los *FCL-R* es posible tener una infinita cantidad de valores de reactancia X que cumplan la condición de resonancia; dada esta propiedad, para un valor grande de reactancia X el incremento de la corriente de corto circuito es lento, es decir, la

corriente de falla tendrá un crecimiento lento con valores pequeños de C . Posiblemente el voltaje se incremente tanto en el capacitor como en el inductor, pero este crecimiento es independiente del valor de la reactancia [57, 112, 119]. En la Figura 2.5, se muestra un ejemplo de la forma de onda de este efecto creciente.

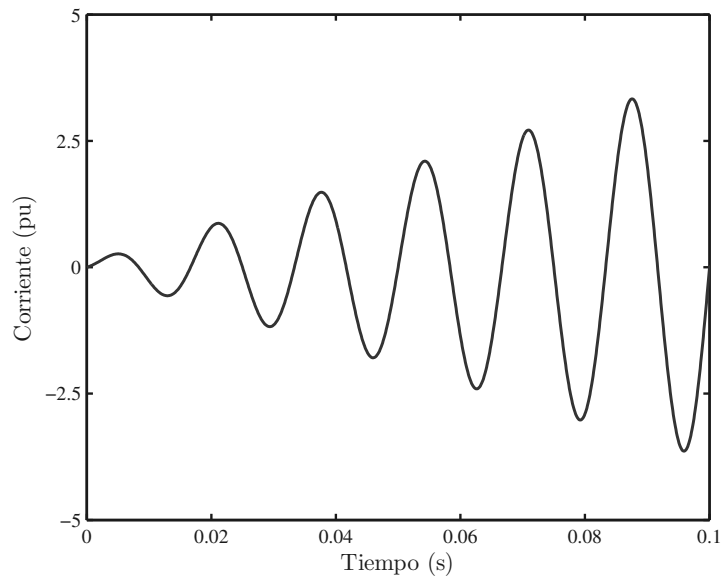


Figura 2.5: Respuesta del circuito resonante.

Con el fin de elegir el valor de reactancia apropiado, hay algunos aspectos que deben ser tomados en consideración:

- a) la razón del incremento en el voltaje en el inductor y el capacitor no dependen del valor de reactancia X ,
- b) al comienzo de la falla, la corriente de corto circuito se incrementa lentamente con valores grandes de reactancia X ,
- c) el valor del capacitor no debe ser muy pequeño, para evitar excesivos sobrevoltajes tanto en el inductor como en el capacitor en condiciones de estado estable, debido a que un valor menor de la capacitancia C significa un valor grande de inductancia L , con un incremento en la resistencia propia del inductor y sus respectivas pérdidas,

d) un valor de reactancia pequeño, significa un valor de capacitancia grande.

En algunos modelos de este tipo de limitadores, el cambio de valor de impedancia es controlado utilizando elementos de electrónica de potencia. En este trabajo de tesis se estudian los siguientes modelos: 1) Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie (*FCL-RS*), 2) Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie Controlado (*FCL-RSC*), 3) Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie Paralelo Controlado (*FCL-RSPC*) y 4) Limitador de Corriente de Falla Doble Resonante Controlado (*FCL-DRC*)

2.5.1. Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie (*FCL-RS*)

En la Figura 2.6, se muestra el diagrama del *FCL-RS*. El cual consiste en un circuito *LC* serie sintonizado a la frecuencia del sistema de 60Hz . En condiciones normales de operación, el *FCL-RS* es casi invisible al sistema. Solo se tiene una pequeña caída de tensión debido a la resistencia propia del inductor [14, 52, 57, 112]. En la Figura 2.7, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de este limitador.

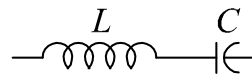


Figura 2.6: Limitador resonante serie *FCL-RS*.

2.5.2. Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie Controlado (*FCL-RSC*)

El *FCL-RSC* limita la corriente de falla con la inserción de un inductor en serie con el sistema. La Figura 2.8, muestra el diagrama de este limitador. En condiciones normales de operación, los tiristores se encuentran apagados. La caída de tensión debido a la presencia del limitador es casi imperceptible debido a que el inductor se encuentra

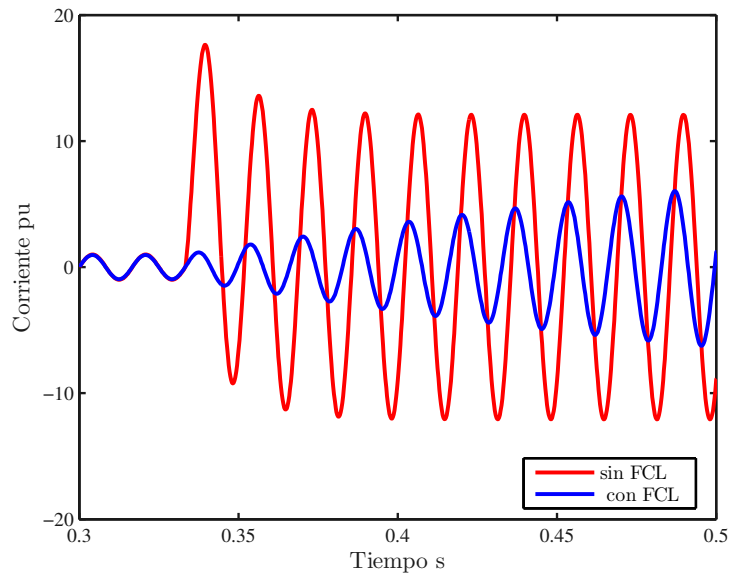


Figura 2.7: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-RS*.

en serie con el capacitor y ambos están ajustados a la frecuencia del sistema de 60Hz . Cuando se detecta una falla en el sistema, se manda la orden de encendido al puente de tiristores, por lo que el capacitor se corto circuita, dejando únicamente al inductor en serie para limitar la corriente de falla [26]. En la Figura 2.9, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de este limitador.

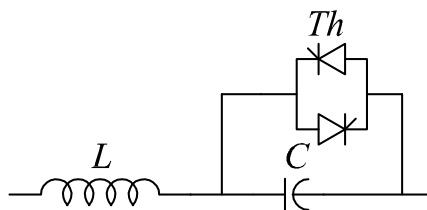


Figura 2.8: Limitador resonante serie controlado *FCL-RSC*.

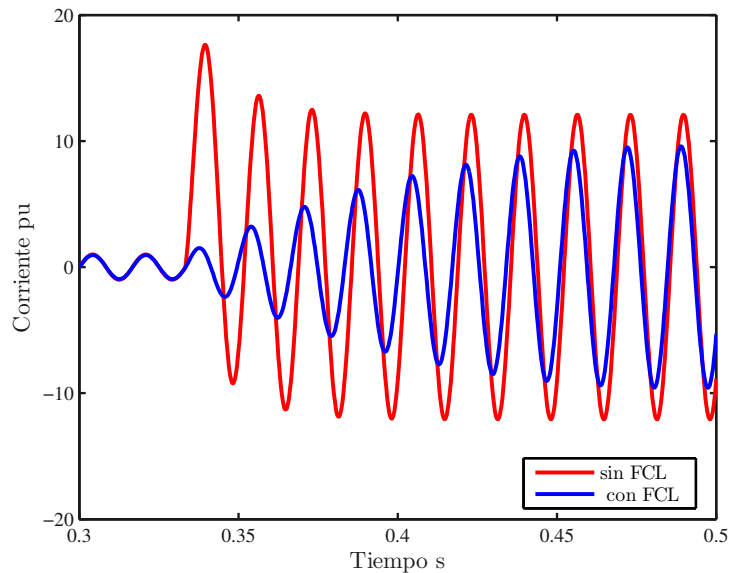


Figura 2.9: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-RSC*.

2.5.3. Limitador de Corriente de Falla Resonante Serie Paralelo Controlado (*FCL-RSPC*)

El *FCL-RSPC*, está conformado por dos circuitos resonantes como se muestra en la Figura 2.10. En estado estable los tiristores del puente *Th* se encuentran apagados, quedando el sistema resonante en serie conectado al sistema. La caída de voltaje del *FCL-RSPC*, es casi despreciable debido a que el inductor y el capacitor están ajustados a la frecuencia de resonancia del sistema de 60Hz . Cuando la corriente de carga supera el umbral establecido en el control de tiristores, se manda la orden de encendido a los tiristores del puente *Th*, por lo que en ese momento se forma un circuito resonante paralelo que es lo que limita la corriente de falla [26]. En la Figura 2.11, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de este limitador.

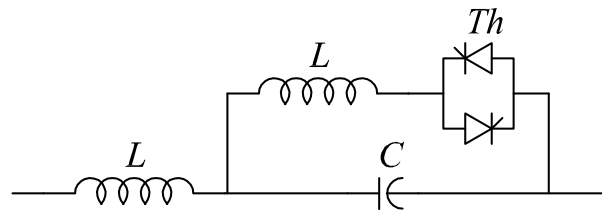


Figura 2.10: Limitador de corriente de falla resonante serie paralelo controlado *FCL-RSPC*.

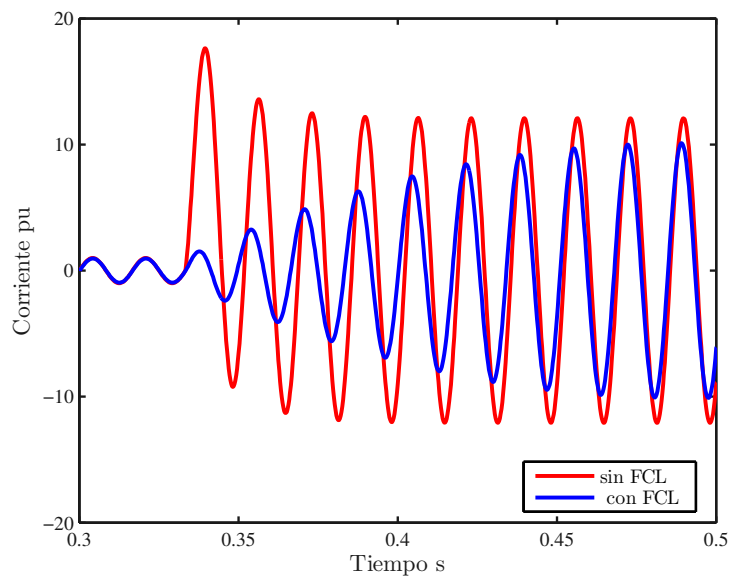


Figura 2.11: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-RSPC*.

2.5.4. Limitador de Corriente de Falla Doble Resonante Controlado (*FCL-DRC*)

El *FCL-DRC* consiste en una conmutación de resonancia serie en estado estable y resonancia en paralelo en estado activo. Este limitador está constituido por dos ramas de circuitos resonantes $L_1 - C_1$ y $L_2 - C_2$, un puente de tiristores *Th* encargado de hacer la conmutación y una resistencia *R*. En la Figura 2.12, se muestra el diagrama de este limitador. Cuando el sistema se encuentra en estado estable, los tiristores se encuentran apagados por lo que las ramas resonantes del limitador están corto circuitadas $L_1 - C_1$ y $L_2 - C_2$ [54].

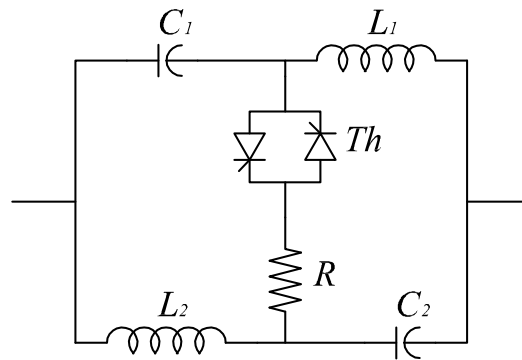


Figura 2.12: Limitador doble resonante controlado *FCL-DRC*.

Las relaciones entre $L_1 - C_1$ y $L_2 - C_2$, se muestran en 2.7

$$\begin{aligned} jL_1\omega &= \frac{1}{jC_1\omega} \\ jL_2\omega &= \frac{1}{jC_2\omega} \end{aligned} \quad (2.7)$$

De esta manera, cuando el sistema se encuentra operando de manera normal la reactancia equivalente es cero, el limitador no tendrá efecto en la carga del sistema. Cuando una falla se presenta y el valor de la corriente nominal supera el valor preestablecido,

el control manda la orden de encendido a los tiristores y en ese momento la corriente circula por el puente de tiristores y la resistencia del limitador por lo que se limita la corriente de corto circuito.

La magnitud de la impedancia equivalente y por lo tanto la magnitud de la corriente de falla dependen del valor de la resistencia del limitador y el circuito conmuta a una resonancia en paralelo. Sin utilizar la resistencia y al momento que los tiristores son encendidos la impedancia equivalente del limitador es infinita, en la Figura 2.13, se muestra este efecto. En la Figura 2.14, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de este limitador.

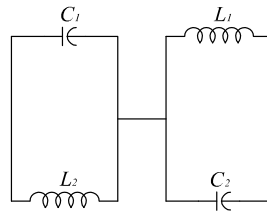


Figura 2.13: Limitador *FCL-DRC* al momento de falla sin la presencia de la resistencia [54].

2.6. Limitadores de Corriente de Falla de Estado Sólido (*FCL-ES*)

Los *FCL-ES* están constituidos por elementos semiconductores los cuales permiten reducir la corriente de corto circuito dentro de los dos primeros ciclos cuando la falla es detectada en el sistema. Para lograr este objetivo, es necesario la utilización de elementos que permitan la conmutación de elementos como es el caso de los GTO's (*Gate Turn-off Thyristor*), IGBTs (*Insulated Bipolar Transistor*), GCTs (*Gate Commuted Thyristor*), o el uso de tiristores y diodos en combinación con inductores y capacitores [5]. Con estos dispositivos de estado sólido es posible tener un cambio de estado en cuestión de milisegundos y limitar la corriente de falla [86]. De acuerdo con [9, 36], los *FCL-ES* proporcionan grandes beneficios al sistema ya que estos dispositivos son de bajo costo,

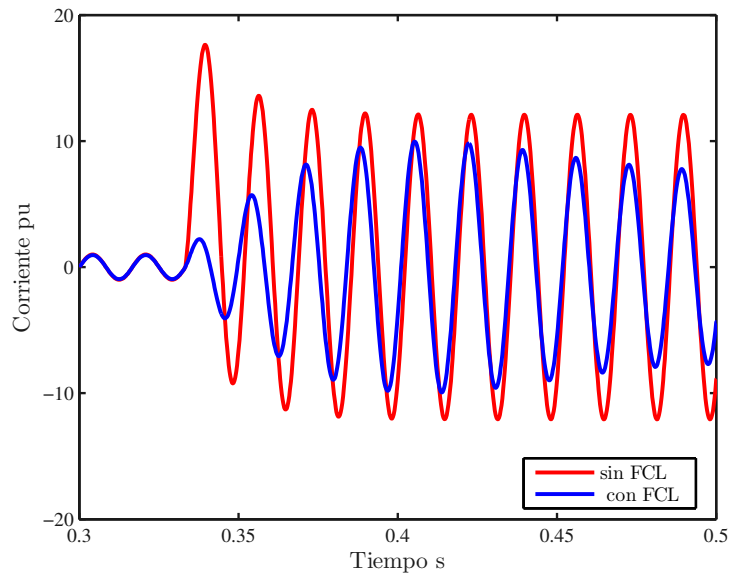


Figura 2.14: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-DRC*.

gran confiabilidad y presentan una baja caída de tensión en estado estable. En este trabajo de tesis se analizan los siguientes modelos: 1) Limitador de Corriente de Falla de Estado Sólido Doble Inductor (*FCL-ESDI*) y 2) Limitador de Corriente de Falla de Estado Sólido Doble Puente (*FCL-ESDP*).

2.6.1. Limitador de Corriente de Falla de Estado Sólido Doble Inductor (*FCL-ESDI*)

Este limitador está integrado por un par de diodos D_1 y D_2 , un par de tiristores T_1 y T_2 , un par de inductores L_{LES} y L_1 y un apartarayos ZnO conectado en paralelo al limitador con el objetivo de protegerlo de sobrevoltajes. El diagrama del *FCL-ESDI* se muestra en la Figura 2.15. Cuando el sistema se encuentra en estado estable los tiristores T_1 y T_2 se encuentran encendidos, por lo tanto, el puente se encuentra activo y se presenta un divisor de corriente entre L_{LES} y L_1 , ya que el valor de $L_{LES} \gg L_1$, y la mayor parte de la corriente circula por L_1 . Al momento de detectarse una falla en el sistema, el sistema de control manda la orden de apagado a los tiristores, quedando

los diodos D_1 y D_2 trabajando en rodada libre hasta que el valor de la corriente del inductor L_1 cae gradualmente hasta cero, lo que obliga a la corriente a circular a través del inductor L_{LES} y limitar la magnitud de la corriente de falla [36]. En la Figura 2.16, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia del *FCL-ESDI*.

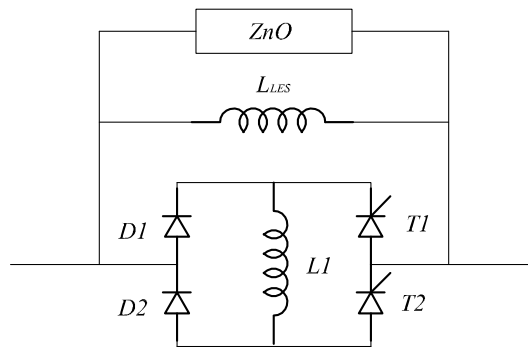


Figura 2.15: Limitador de corriente de falla de estado sólido doble inductor *FCL-ESDI*.

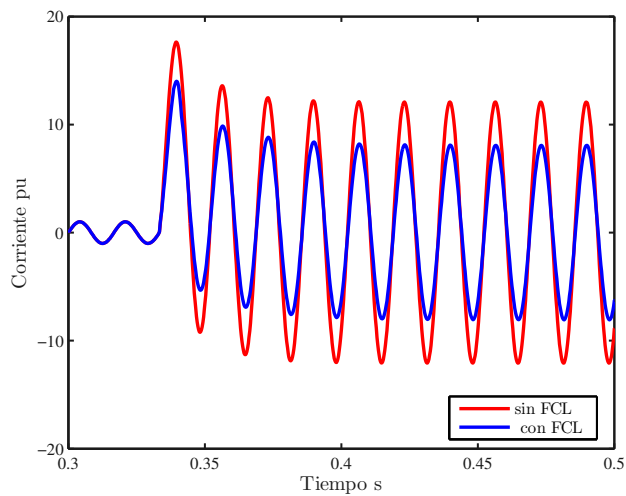


Figura 2.16: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-ESDI*.

2.6.2. Limitador de Corriente de Falla de Estado Sólido Doble Puente (*FCL-ESDP*)

El diagrama del *FCL-ESDP* se muestra en la Figura 2.17, el cuál esta formado por dos ramas conectadas en paralelo. En cada rama, se encuentra un puente de tiristores Th_1 y Th_2 , un inductor L_{LES} que está conectado en serie con el puente de tiristores Th_1 , así como un apartarayos ZnO para protegerlo de sobrevoltajes [15, 49].

Cuando el sistema se encuentra en estado estable, los tiristores del puente Th_1 se encuentran operando, por lo que la corriente circula por esta rama. Cuando el valor de corriente de carga supera el umbral establecido, se manda la orden de apagado a los tiristores del puente Th_1 y la orden de encendido a los tiristores del puente Th_2 , con lo que obligamos a la corriente de falla a circular a través del inductor limitador L_{LES} . En la Figura 2.18, se muestra el desempeño de la corriente de corto circuito ante la presencia de este limitador.

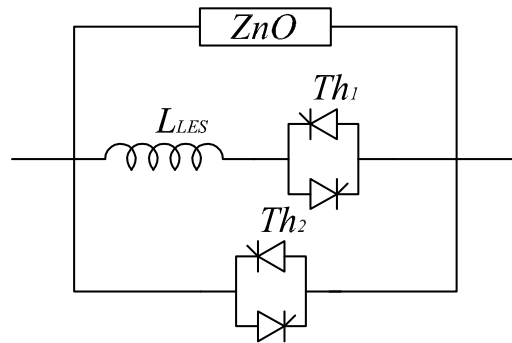
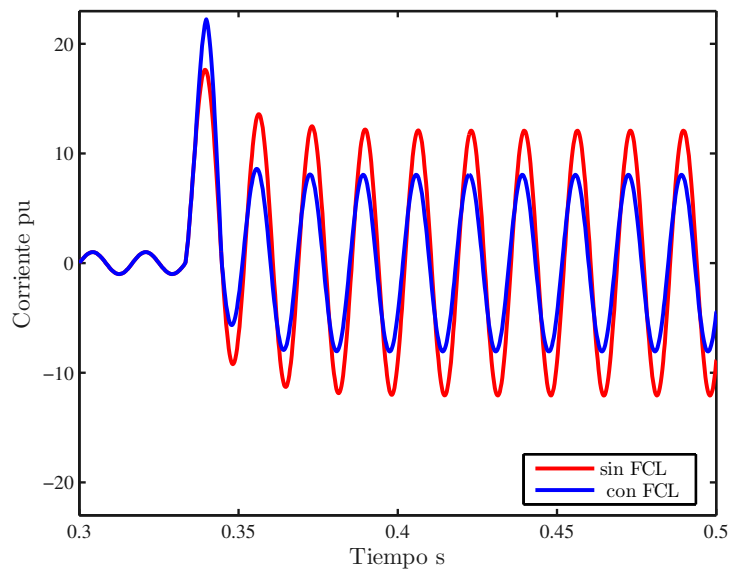


Figura 2.17: Limitador de corriente de falla de estado sólido doble puente *FCL-ESDP*.

Figura 2.18: Comportamiento de la corriente de falla en el *FCL-ESDP*.

CAPÍTULO 3

Corrientes de falla en redes eléctricas con *GD*

En los sistemas eléctricos los estudios de análisis de fallas son comúnmente utilizados con diferentes propósitos, entre los que se encuentran la especificación de los equipos de protección del sistema, definir estrategias de operación sin superar los niveles de corriente de corto circuito, así como definir el ajuste las protecciones de la red.

3.1. Condiciones y elementos que determinan las corrientes de falla en las redes eléctricas

Una falla en los sistemas eléctricos de potencia es una condición anormal que involucra daño en el funcionamiento de los equipos del sistema de potencia. Existen diversos factores que intervienen para que se presente una condición de falla, entre las que se pueden mencionar:

- Degradación del aislamiento y ruptura.
- Ruptura de conductores, aisladores y estructuras (postes, torres, etc) debido al viento, ramas de árbol, choques, etc.
- Daños en el aislamiento por roedores, pájaros, etc.

- Fuego.

Las fallas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia se clasifican en temporales y permanentes. Una falla temporal es aquella que desaparece antes que se presente un daño severo en el equipo. Una falla temporal puede convertirse en permanente si no se libera con rapidez. Una falla permanente es aquella que persiste independientemente de la velocidad con la que el circuito es desenergizado.

3.2. Determinación de las corrientes de falla en redes eléctricas

El análisis de fallas en un sistema eléctrico de potencia se emplea para especificar la capacidad del equipo de interrupción, definir los ajustes en los sistemas de protección así como conocer la capacidad de los elementos del sistema eléctrico para soportar los efectos térmicos y mecánicos, para realizar este estudio existen diferentes métodos que se muestran a continuación.

3.2.1. Equivalente de Thevenin

Los teoremas de superposición y equivalente de Thevenin son muy útiles para calcular las corrientes y los voltajes debido a fallas en los sistemas eléctricos de potencia. De acuerdo con el principio de superposición la suma de corrientes y voltajes es la suma de todos estos elementos antes de que se presentará la falla y a los cambios debidos a la propia falla [111].

Si consideramos la red que se muestra en la Figura 3.1, se puede apreciar que los generadores $G_1 - G_n$ así como las cargas $L_1 - L_p$ se conectan entre los buses $1 - n$ a través del sistema de transmisión. Despreciando las cargas y suponiendo que ocurre una falla trifásica en el bus j al momento de cerrar el switch S [105]. Tenemos que la corriente de falla del sistema aplicando el teorema de Thevenin, es igual a:

$$I_f = \frac{V_j}{Z_{th} + Z_f} \quad (3.1)$$

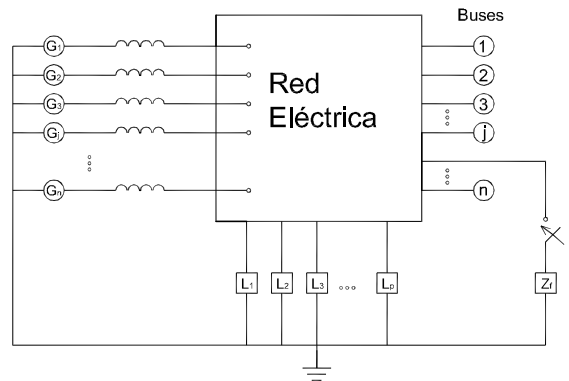


Figura 3.1: Sistema eléctrico de potencia.

o en el caso de una falla sólida a tierra, cuando $Z_f = 0$, la corriente de corto circuito es a igual a:

$$I_f = \frac{V_j}{Z_{th}} \quad (3.2)$$

donde:

V_j es el voltaje de prefalla en el bus j
 Z_{th} es la impedancia de Thevenin medida en la red desde el bus j ,
 apagando todas la fuentes

Los pasos que resumen la utilización del equivalente de Thevenin en el análisis de corto circuito tal y como lo expresa Saadat en [96] son:

- La red fallada se reduce a un equivalente de Thevenin visto desde el bus fallado.
- Los voltajes de prefalla se obtienen de los resultados del análisis de flujos.
- Los voltajes durante la falla se obtienen por superposición.

3.2.2. Componentes simétricas

De acuerdo con el teorema de Fortescue, tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de fasores tal y como lo

describe Grainger y Glover en [44, 45]. Los conjuntos balanceados de componentes son:

- *Componentes de secuencia positiva* que consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados el uno del otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales,
- *Componentes de secuencia negativa* que consisten en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales y
- *Componentes de secuencia cero* que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

Estás componentes permiten un análisis sencillo del sistema de potencia en condiciones de falla y desbalanceado. Una vez que el sistema es solucionado en componentes simétricas los resultados se pueden transformar componentes de fase. En la Figura 3.2 se muestran estos tres conjuntos de componentes simétricas.

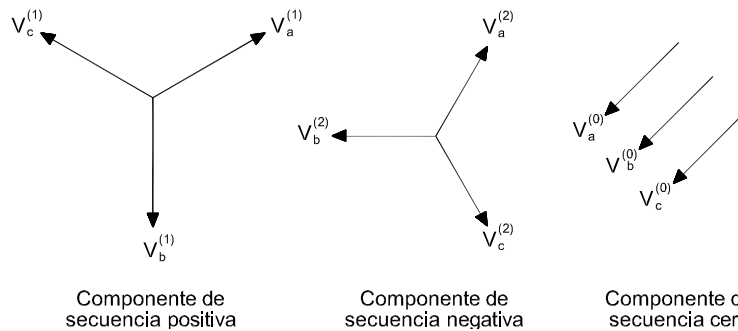


Figura 3.2: Diagrama fasorial de las componentes simétricas [45].

Dado un grupo de tres fasores, por ejemplo, I_a, I_b, I_c se pueden representar como la suma de sus componentes.

$$\begin{aligned}
 I_a &= I_a^{(0)} + I_a^{(+)} + I_a^{(-)} \\
 I_b &= I_b^{(0)} + I_b^{(+)} + I_b^{(-)} \\
 I_c &= I_c^{(0)} + I_c^{(+)} + I_c^{(-)}
 \end{aligned} \tag{3.3}$$

donde:

$I_a^{(0)}, I_b^{(0)}, I_c^{(0)}$ es la secuencia cero
 $I_a^{(+)}, I_b^{(+)}, I_c^{(+)}$ es la secuencia positiva
 $I_a^{(-)}, I_b^{(-)}, I_c^{(-)}$ es la secuencia negativa

Conversión de componentes simétricas a componentes de fase.

Dado que sólo tres de los valores de secuencia son únicos, $I_a^{(0)}, I_a^{(+)}, I_a^{(-)}$, los demás se determinan de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 \alpha &= 1\angle 120^\circ \\
 \alpha + \alpha^2 + \alpha^3 &= 0 \\
 \alpha^3 &= 1
 \end{aligned} \tag{3.4}$$

por definición $I_a^{(0)} = I_b^{(0)} = I_c^{(0)}$
 por lo tanto;

$$\begin{aligned}
 I_b^{(+)} &= \alpha^2 I_a^{(+)} \\
 I_c^{(+)} &= \alpha I_a^{(+)} \\
 I_b^{(-)} &= \alpha I_a^{(-)} \\
 I_c^{(-)} &= \alpha^2 I_a^{(-)}
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = I_a^{(0)} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + I_a^{(+)} \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} + I_a^{(-)} \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(+)} \\ I_a^{(-)} \end{bmatrix} \tag{3.7}$$

definiendo la matriz de transformación de componentes simétricas

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

por lo tanto:

$$I = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} I_a^{(0)} \\ I_a^{(+)} \\ I_a^{(-)} \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} I^{(0)} \\ I^{(+)} \\ I^{(-)} \end{bmatrix} = AI_s \quad (3.9)$$

Conversión de componentes de fase a componentes simétricas.

Tomando la inversa de la matriz de transformación podemos convertir los valores de componentes de fase a componentes simétricas.

$$I_s = A^{-1}I \quad (3.10)$$

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Esta definiciones se pueden utilizar tanto en voltajes como en corrientes.

3.2.3. Modelo matricial del sistema en componentes *ABC*

El análisis de corto circuito está basado en componentes simétricas. Sin embargo, si los elementos del sistema tienen parámetros desbalanceados, introducen acoplamientos mutuos entre las redes de secuencia por lo que el uso de componentes simétricas se pierde [71, 72]. La presencia de líneas de transmisión sin transposición en los sistemas de potencia, hace necesario que se modelen en componentes *ABC*. La representación de la red mediante un sistema de ecuaciones en coordenadas de fase permite modelar diferentes tipos de fallas mediante modificaciones del sistema de ecuaciones de acuerdo

al tipo de falla.

El sistema de ecuaciones que relaciona la impedancia nodal y los voltajes nodales, pueden ser expresado por la ecuación 3.12.

$$V_{abc} = Z_{abc}I_{abc} \quad (3.12)$$

donde:

- V_{abc} es el vector de los voltajes nodales
- Z_{abc} es la matriz de impedancias de la red
- I_{abc} es el vector de las corrientes nodales

Generador

El modelado de los generadores para estudios de corto circuito está representado por una fuente de voltaje en serie con impedancias transitorias [51]. En la Figura 3.3 se muestra un generador conectado en estrella aterrizada, mediante la transformación de fuentes de voltaje a fuentes de corriente con la impedancia propia del generador conectada en paralelo. La corriente de los generadores está dada por $I_G = E_1/x_d''$, donde E_1 es el voltaje de prefalla del generador y x_d'' es la reactancia subtransitoria por fase.

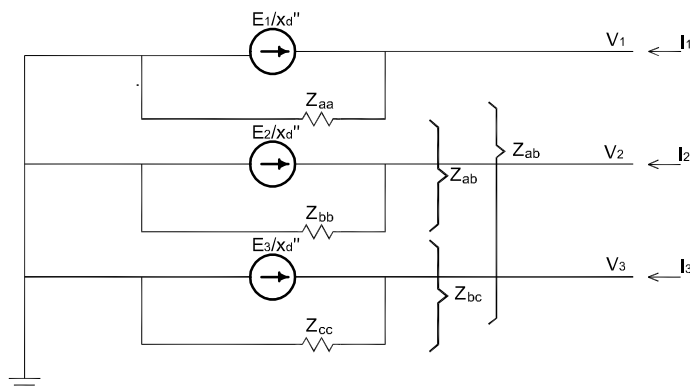


Figura 3.3: Representación del generador en coordenadas de fase [51].

La ecuación del generador se puede representar de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 + (E_1/x_d'') \\ I_2 + (E_2/x_d'') \\ I_3 + (E_3/x_d'') \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

donde Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc} son las impedancias propias y Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ac} son las impedancias mutuas del generador. Para un generador balanceado se cumple que $Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc}$ y $Z_{ab} = Z_{bc} = Z_{ac}$. Así como las corrientes son iguales $E_1/x_d'' = E_2/x_d'' = E_3/x_d''$

Modelo de la línea

El cálculo de las impedancias y admitancias de las líneas se describe en [12, 71]. La línea se puede modelar como una matriz de impedancias. La matriz incluye la impedancia mutua entre fases y la impedancia propia. La matriz de impedancias de 3×3 que se obtiene utilizando las ecuaciones de Carson's y la reducción de Kron como se muestra en 3.4 y se demuestra en [12].

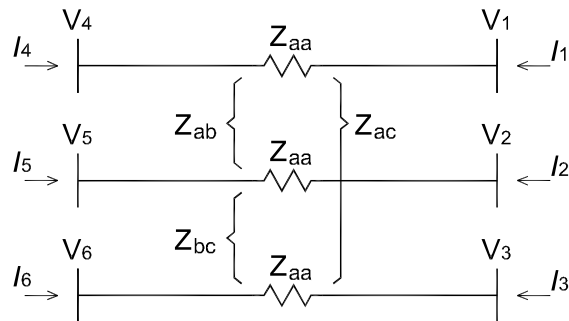


Figura 3.4: Representación de la línea de transmisión en coordenadas de fase [51].

Las ecuaciones que relacionan la diferencia de tensiones entre los extremos de la

línea y las corrientes se presentan en 3.14 y como lo describe He en [51].

$$\begin{aligned}
 (V_4 - V_1) &= Z_{aa}I_a + Z_{ab}I_b + Z_{ac}I_c \\
 (V_5 - V_2) &= Z_{ba}I_a + Z_{bb}I_b + Z_{bc}I_c \\
 (V_6 - V_3) &= Z_{ca}I_a + Z_{cb}I_b + Z_{cc}I_c
 \end{aligned} \tag{3.14}$$

en forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_4 - V_1 \\ V_5 - V_2 \\ V_6 - V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \tag{3.15}$$

Las corrientes de fase pueden relacionarse como:

$$\begin{aligned}
 I_a &= -I_1 = I_4 \\
 I_b &= -I_2 = I_5 \\
 I_c &= -I_3 = I_6
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

La matriz de admitancia de la línea se puede definir como:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} &= - \begin{bmatrix} Y_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_4 - V_1 \\ V_5 - V_2 \\ V_6 - V_3 \end{bmatrix} \\
 \begin{bmatrix} I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Y_{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_4 - V_1 \\ V_5 - V_2 \\ V_6 - V_3 \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

Combinando las ecuaciones anteriores, la matriz de la línea en forma trifásica puede

escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} & & & & & \\ & Y_{abc} & -Y_{abc} & & & \\ & & & & & \\ & & & & & \\ -Y_{abc} & & & & Y_{abc} & \\ & & & & & \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Transformador

Los transformadores trifásicos están devanados en un núcleo en común y sus devanados están acoplados. En la Figura 3.5, se muestra un transformador con dos devanados.

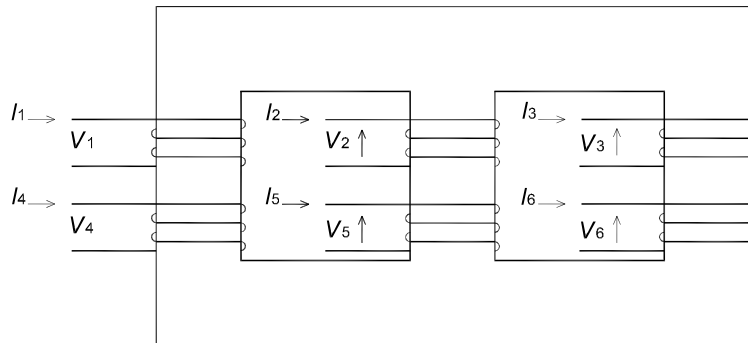


Figura 3.5: Diagrama de un transformador con dos devanados [17].

La matriz de admitancia primitiva puede ser representada de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} & y_{14} & y_{15} & y_{16} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} & y_{24} & y_{25} & y_{26} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} & y_{34} & y_{35} & y_{36} \\ y_{41} & y_{42} & y_{43} & y_{44} & y_{45} & y_{46} \\ y_{51} & y_{52} & y_{53} & y_{54} & y_{55} & y_{56} \\ y_{61} & y_{62} & y_{63} & y_{64} & y_{65} & y_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Suponiendo que el flujo está distribuido simétricamente en todos los devanados 3.19 puede simplificarse en 3.20.

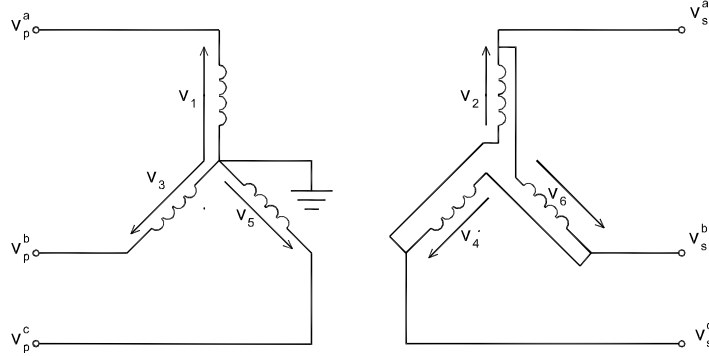
$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -y_m & y''_m & y''_m \\ y'_m & y_p & y'_m & y''_m & -y_m & y''_m \\ y'_m & y'_m & y_p & y''_m & y''_m & -y_m \\ -y_m & y''_m & y''_m & y_s & y'''_m & y'''_m \\ y''_m & -y_m & y''_m & y'''_m & y_s & y'''_m \\ y''_m & y''_m & -y_m & y'''_m & y''_m & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

donde:

- y'_m es la admitancia mutua en el devanado primario de la submatriz;
- y''_m es la admitancia mutua entre los devanados primario y secundario;
- y'''_m es la admitancia mutua entre el devanado secundario de la submatriz.

Tomando como referencia la conexión del transformador $Yg - \Delta$ que se muestra en la Figura 3.6, sus conexiones se pueden escribir por inspección entre la rama primitiva de voltajes y voltajes nodales [16].

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_p^a \\ V_p^b \\ V_p^{cc} \\ V_s^a \\ V_s^b \\ V_s^c \end{bmatrix} \quad (3.21)$$


 Figura 3.6: Diagrama de conexiones del transformador Yg- Δ [16].

en otras palabras

$$[V]_{rama} = [C] [V]_{nodo} \quad (3.22)$$

y se puede escribir de la siguiente manera

$$[Y]_{nodo} = [C]^T [Y]_{prim} [C] \quad (3.23)$$

utilizando la $[Y]$ de la ecuación 3.20, tenemos:

$$[Y]_{NODO} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -(y_m + y''_m) & (y_m + y''_m) & 0 \\ y'_m & y_p & y'_m & 0 & -(y_m + y''_m) & (y_m + y''_m) \\ y'_m & y'_m & y_p & (y_m + y''_m) & 0 & -(y_m + y''_m) \\ -(y_m + y''_m) & 0 & (y_m + y''_m) & 2(y_s - y'''_m) & -(y_s - y'''_m) & -(y_s - y'''_m) \\ (y_m + y''_m) & -(y_m + y''_m) & 0 & -(y_s - y'''_m) & 2(y_s - y'''_m) & -(y_s - y'''_m) \\ 0 & (y_m - y''_m) & -(y_m - y''_m) & -(y_s - y'''_m) & -(y_s - y'''_m) & 2(y_s - y'''_m) \end{bmatrix} \begin{matrix} a \\ b \\ c \\ A \\ B \\ C \end{matrix} \quad (3.24)$$

En general un transformador trifásico de dos devanados se puede representar utilizando dos bobinas acopladas como lo muestra [16, 17, 28]. El sistema y la matriz de admitancia se muestra en la Figura 3.7.

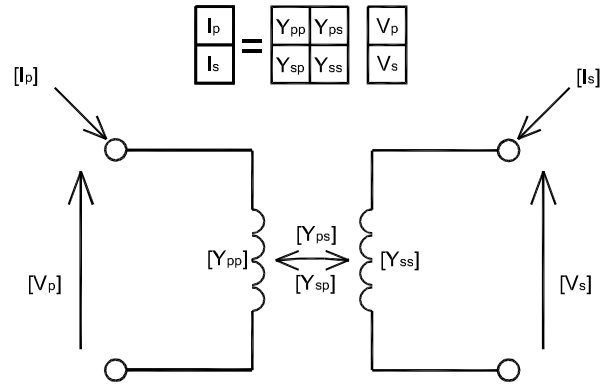


Figura 3.7: Transformador trifásico de dos devanados y bobinas acopladas [17].

Se puede apreciar que:

$$[Y_{sp}] = [Y_{ps}]^T \quad (3.25)$$

debido a que el acoplamiento entre las bobinas es bilateral y se asume que los parámetros de las tres fases están balanceadas. Las conexiones trifásicas más comunes para ser modeladas se resumen en tres submatrices. Las submatrices, $[Y_{pp}]$, $[Y_{ps}]$, etc., se detallan en la Tabla 3.1 para las conexiones más comunes en los transformadores.

Las submatrices utilizadas en la formulación de las admitancias nodales de las co-

Tabla 3.1: Características de las submatrices utilizadas en las admitancias de los transformadores trifásicos.

Conexión		Admitancia propia		Admitancia mutua	
Bus p	Bus s	Y_p^{abc}	Y_s^{abc}	Y_{ps}^{abc}	Y_{sp}^{abc}
$Y - g$	$Y - g$	Y_I	Y_I	$-Y_I$	$-Y_I$
$Y - g$	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
$Y - g$	Δ	Y_I	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Y	$Y - g$	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Y	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$
Y	Δ	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}	Y_{III}^t
Δ	$Y - g$	Y_{II}	Y_I	Y_{III}^t	Y_{III}
Δ	Y	Y_{II}	Y_{II}	Y_{III}^t	Y_{III}
Δ	Δ	Y_{II}	Y_{II}	$-Y_{II}$	$-Y_{II}$

nexiones más comunes de los transformadores son:

$$\begin{aligned}
 Y_I &= \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \\
 Y_{II} &= \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} \\
 Y_{III} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & -y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

Componentes simétricas de los transformadores trifásicos

En la mayoría de los casos la falta de datos evitará que se utilice el modelo de la matriz de admitancias y justificará que se le de un enfoque en términos de sus componentes simétricas. Se derivarán las componentes de secuencia de los circuitos equivalentes tomando en cuenta las suposiciones con el fin de obtener los modelos convencionales.

Tomando como referencia la conexión de un transformador $Y-g/\Delta$ como se muestra en la Figura 3.6, tenemos que su matriz Y_{NODAL} se forma de la siguiente manera:

$$Y_{NODAL} = \begin{bmatrix} Y_I & Y_{III} \\ Y_{III}^t & Y_{II} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

Lado primario

$$Y_{012}^p = A^{-1} \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} A \quad (3.28)$$

resultando

$$Y_{012}^p = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Lado secundario

$$Y_{012}^s = \frac{1}{3} A^{-1} \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} A \quad (3.30)$$

resultando

$$Y_{012}^s = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \begin{matrix} 0 \\ I \\ II \end{matrix} \quad (3.31)$$

La admitancia mutua de la submatriz 3.27,

$$Y_{012}^m = \frac{1}{\sqrt{3}} A^{-1} \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & -y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} A \quad (3.32)$$

resultando

$$Y_{012}^m = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_t \angle 30^\circ & 0 \\ 0 & 0 & -y_t \angle -30^\circ \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

y su matriz transpuesta queda de la siguiente manera:

$$Y_{012}^m = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_t \angle -30^\circ & 0 \\ 0 & 0 & -y_t \angle 30^\circ \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Hay que resaltar el cambio de 30° en adelante en la secuencia positiva en la matriz de admitancia, así como el atraso de 30° en la secuencia negativa.

Combinando las componentes de secuencia la matriz de admitancias del transformador en componentes simétricas queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} I_0^p \\ I_1^p \\ I_2^p \\ I_0^s \\ I_1^s \\ I_2^s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 & 0 & -y_t \angle 30^\circ & 0 \\ 0 & 0 & y_t & 0 & 0 & -y_t \angle -30^\circ \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_t \angle -30^\circ & 0 & 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & -y_t \angle 30^\circ & 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0^p \\ V_1^p \\ V_2^p \\ V_0^s \\ V_1^s \\ V_2^s \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$Y_{abc} = A * Y_{012} * A^{-1} \quad (3.36)$$

3.3. Cálculo de las corrientes de falla

El cálculo de la corriente de corto circuito puede ser modelado a partir del circuito equivalente de Thevenin de un sistema trifásico.

3.3.1. Falla de línea a tierra.

La corriente de corto circuito debido a una falla de la fase $A - G$, se simula en el nodo i y se puede modelar como se muestra en la Figura 3.8 [65].

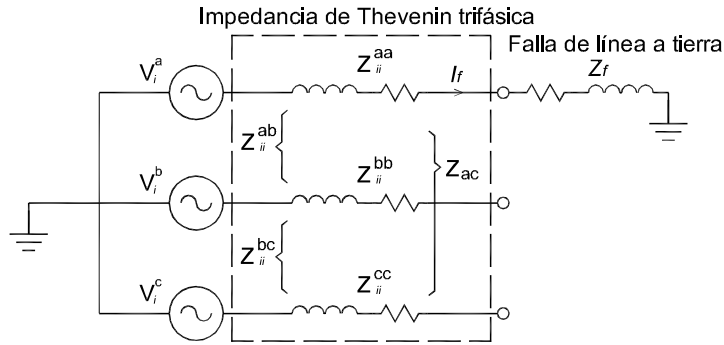


Figura 3.8: Falla de línea a tierra [65].

$$I_f = \frac{V_i^a}{Z_{ii}^{aa} + Z_f} \quad (3.37)$$

3.3.2. Falla de línea a línea.

El modelo de una falla de línea a línea se modela como se muestra en la Figura 3.9.

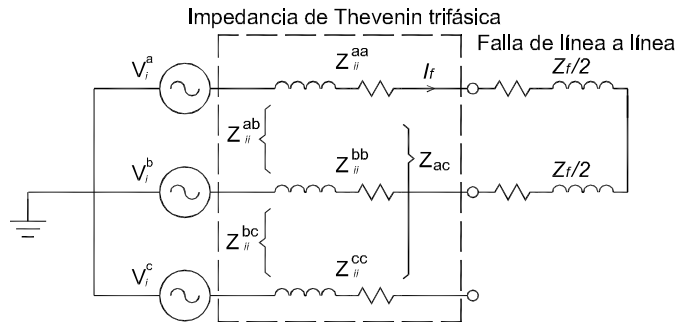


Figura 3.9: Falla de línea a línea [65].

$$I_f = \frac{V_i^a - V_i^b}{Z_{ii}^{aa} + Z_{ii}^{bb} - Z_{ii}^{ab} - Z_{ii}^{ba} + Z_f} \quad (3.38)$$

3.3.3. Falla de línea a línea a tierra.

El modelo de una falla de línea a línea a tierra se representa por el circuito de la Figura 3.10, las corrientes de falla pueden ser modeladas en forma matricial como se muestra en 3.39.

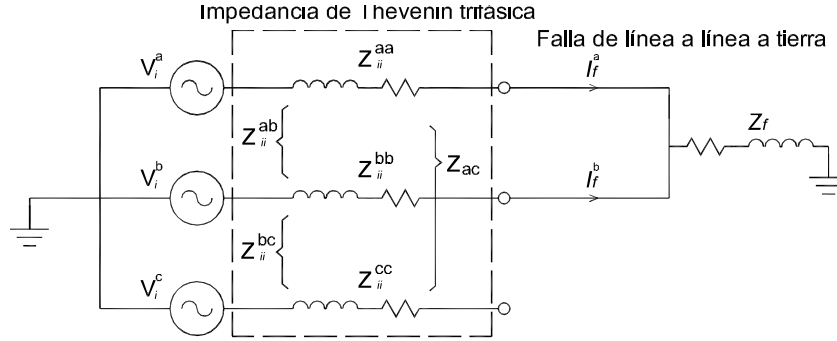


Figura 3.10: Falla de línea a línea a tierra [65].

$$\begin{bmatrix} I_f^a \\ I_f^b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{ii}^{aa} + Z_f & Z_{ii}^{ab} + Z_f \\ Z_{ii}^{ba} + Z_f & Z_{ii}^{bb} + Z_f \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

3.3.4. Falla trifásica a tierra.

La falla trifásica se modela con el circuito que se presenta en la Figura 3.11, y los valores de las corrientes se determinan con 3.40.

$$\begin{bmatrix} I_f^a \\ I_f^b \\ I_f^c \end{bmatrix} = \left(I_{3Z_f} + \begin{bmatrix} Z_{ii}^{aa} & Z_{ii}^{ab} & Z_{ii}^{ac} \\ Z_{ii}^{ba} & Z_{ii}^{bb} & Z_{ii}^{bc} \\ Z_{ii}^{ca} & Z_{ii}^{cb} & Z_{ii}^{cc} \end{bmatrix} \right)^{-1} \begin{bmatrix} V_i^a \\ V_i^b \\ V_i^c \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

3.4. Cálculo de corrientes de falla en un sistema radial.

En la Figura 3.12, se muestra el diagrama unifilar del sistema de distribución que se utilizó para desarrollar las pruebas de los diferentes limitadores.

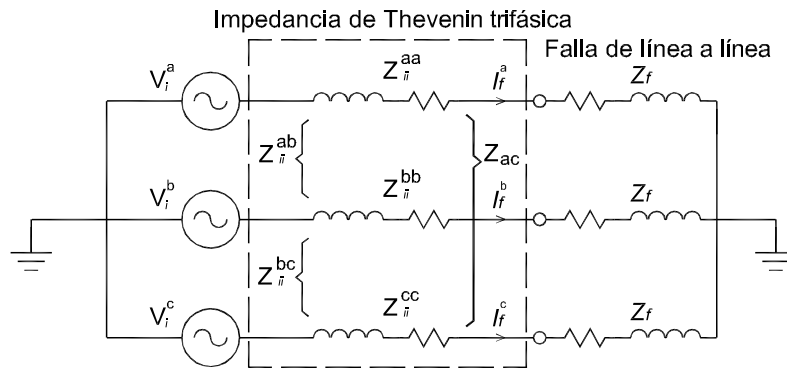


Figura 3.11: Falla trifásica a tierra [65].

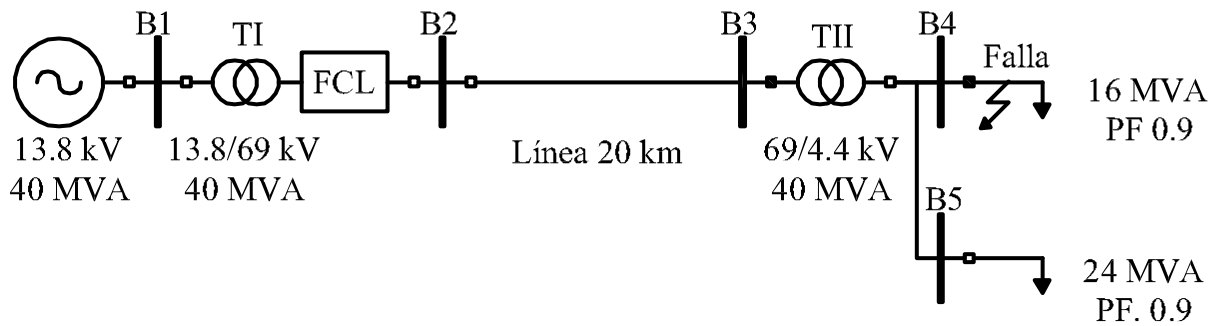


Figura 3.12: Diagrama unifilar del sistema de distribución.

En la Tabla 3.2, se muestran los valores de las componentes simétricas de cada uno de los elementos del sistema de la Figura 3.12.

Tabla 3.2: Valores de las componentes simétricas de los elementos del sistema de prueba.

Elemento	Secuencia		
	0	1	2
Generador	0.022	0.045	0.045
Transformador I ($\Delta - Y$)	0.015	0.015	0.015
Línea	0.01	0.02	0.02
Transformador II ($Y - \Delta$)	0.015	0.015	0.015

3.4.1. Modelo generador en coordenadas de fase

La matriz de secuencia del generador se muestra en 3.41 y su conversión a valores de fase.

$$Z_{012gen} = \begin{bmatrix} 0.022i & 0 & 0 \\ 0 & 0.045i & 0 \\ 0 & 0 & 0.045i \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

$$Z_{abcgen} = A * \begin{bmatrix} 0.022i & 0 & 0 \\ 0 & 0.045i & 0 \\ 0 & 0 & 0.045i \end{bmatrix} A^{-1} \quad (3.42)$$

$$Z_{abcgen} = \begin{bmatrix} 0.0373i & -0.0077i & -0.0077i \\ -0.0077i & 0.0373i & -0.0077i \\ -0.0077i & -0.0077i & 0.0373i \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

$$Y_{abcgen} = Z_{abcgen}^{-1} \quad (3.44)$$

$$Y_{abcgen} = \begin{bmatrix} -29.966i & -7.744i & -7.744i \\ -7.744i & -29.966i & -7.744i \\ -7.744i & -7.744i & -29.966i \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

3.4.2. Modelo del transformador en coordenadas de fase conexión ($\Delta - Yg$)

Definiendo el valor de admitancias del transformador como:

$$y_t = \frac{1}{0.015i} \quad (3.46)$$

la matriz de admitancia se forma de la siguiente manera utilizando las submatrices definidas en 3.29, 3.31, 3.33 y 3.34.

$$Y_{NODAL} = \begin{bmatrix} Y_{II} & Y_{III}^t \\ Y_{III} & Y_I \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

$$Y_{012t1} = \begin{bmatrix} 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & -66.666i & 0.000 & 0.000 & 33.333 + 57.735i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -66.666i & 0.000 & 0.000 & -33.333 + 57.735i \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & -66.666i & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & -33.333i + 57.735i & 0.000 & 0.000 & -66.666i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 33.333 + 57.735i & 0.000 & 0.000 & -66.666i \end{bmatrix} \quad (3.48)$$

$$Y_{abct1} = A * Y_{012t1} * A^{-1} \quad (3.49)$$

3.4.3. Modelo de la línea

La matriz de secuencia de la línea se muestra en 3.50 y su conversión a valores de fase.

$$Z_{012gen} = \begin{bmatrix} 0.01i & 0 & 0 \\ 0 & 0.02i & 0 \\ 0 & 0 & 0.02i \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

$$Z_{abclin} = A * \begin{bmatrix} 0.01i & 0 & 0 \\ 0 & 0.02i & 0 \\ 0 & 0 & 0.02i \end{bmatrix} A^{-1} \quad (3.51)$$

$$Z_{abclin} = \begin{bmatrix} 0.01i & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.01i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 0.01i \end{bmatrix} \quad (3.52)$$

$$Y_{abclin} = Z_{abclin}^{-1} \quad (3.53)$$

$$Y_{abclin} = \begin{bmatrix} -100.0i & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & -100.0i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -100.0i \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

3.4.4. Modelo del transformador en coordenadas de fase conexión ($Yg - \Delta$)

El valor de admitancia del transformador es igual como se muestra en 3.46.

La matriz de admitancia se forma de la siguiente manera utilizando las submatrices definidas en 3.29, 3.31, 3.33 y 3.34.

$$Y_{NODAL} = \begin{bmatrix} Y_I & Y_{III} \\ Y_{III}^t & Y_{II} \end{bmatrix} \quad (3.55)$$

$$Y_{012t2} = \begin{bmatrix} -66.666i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & -66.666i & 0.000 & 0.000 & -33.333 + 57.735i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -66.666i & 0.000 & 0.000 & 33.333 + 57.735i \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & 33.333i + 57.735i & 0.000 & 0.000 & -66.666i & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -33.333 + 57.735i & 0.000 & 0.000 & -66.666i \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

$$Y_{abct2} = A * Y_{012t2} * A^{-1} \quad (3.57)$$

3.4.5. Formación de la matriz de admitancia

La formación de la matriz de admitancia se forma a partir de las matrices de cada elemento del sistema quedando de la siguiente manera:

$$Y_{abc} = \begin{bmatrix} Y_{gen} + Y_{TII} & Y_{TIII}^t & & & & \\ & Y_{TIII} & Y_{TI} + Y_{lin} & -Y_{lin} & & \\ & & -Y_{lin} & Y_{lin} + Y_{TI} & Y_{TIII} & \\ & & & & Y_{TIII}^t & Y_{TII} \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

$$\begin{bmatrix}
 -0.744i & 0.144i & 0.144i & 0.144i & 0.384i & 0.000 & -0.384i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 0.144i & -0.744i & 0.144i & 0.144i & -0.384i & 0.384i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 0.144i & 0.144i & -0.744i & 0.000 & 0.000 & -0.384i & 0.384i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 0.384i & -0.384i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 0.000 & 0.384i & -0.384i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 -0.384i & 0.000 & 0.384i & 0.384i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 0.000 & 0.384i & -0.384i & 0.000 & 0.000 \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 0.000 & 0.384i & -0.384i & 0.000 \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 1.000i & 0.000 & 0.000 & -1.666i & 0.000 & 0.000 & 0.384i & -0.384i \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.384i & 0.000 & 0.000 & -0.384i & -0.444i & 0.222i & 0.222i \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & -0.384i & 0.384i & 0.000 & 0.222i & -0.444i & 0.222i & -0.444i \\
 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.384i & 0.222i & 0.222i & 0.222i & -0.444i
 \end{bmatrix}$$

(3.59)

$Y_{abc} = 1X10^2$

$$Z_{abc} = Y_{abc}^{-1} \quad (3.60)$$

El cálculo de la corriente de falla trifásica a tierra en el bus 4 se realiza de la siguiente manera:

$$Z_{abc4} = \begin{bmatrix} Z_{abc}(10, 10) & Z_{abc}(10, 11) & Z_{abc}(10, 12) \\ Z_{abc}(11, 10) & Z_{abc}(11, 11) & Z_{abc}(11, 12) \\ Z_{abc}(12, 10) & Z_{abc}(12, 11) & Z_{abc}(12, 12) \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$V^{th} = \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

$$I_{f4} = [Z_{abc4}]^{-1} [V_{th}] \quad (3.63)$$

$$I_f = \begin{bmatrix} 13.2182 \angle -93.00^\circ \\ 12.0797 \angle 143.41^\circ \\ 12.0000 \angle 30.00^\circ \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

CAPÍTULO 4

Generación Distribuida (*GD*)

De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (*DOE*, por sus siglas en inglés, Department of Energy), la Generación Distribuida *GD* es la producción de electricidad con instalaciones pequeñas en comparación con las grandes centrales de generación, de forma que se pueden conectar casi en cualquier punto del sistema eléctrico. Son sistemas de generación o de almacenamiento que están situadas dentro o cerca de los centros de carga o conectados directamente a los sistemas de distribución, tienen una unidad máxima de generación de $50MW$ a $100MW$ y su incorporación al sistema eléctrico no ha sido planeada como se menciona en [8, 58, 94]. Las diferencias en la definición de la *GD* dependen de la potencia, tecnología, interconexión con la red y niveles de tensión.

Algunas definiciones permiten la inclusión de grandes escalas de generación a través de granjas conectadas a la red de transmisión, otras ponen atención a la generación en pequeña escala conectadas a la red de distribución y consideradas como parte de la generación distribuida. Uno de los grandes cambios en los sistemas de distribución es la incorporación de estas fuentes así como los factores que impulsan este movimiento a la necesidad de integrar fuentes de generación de energía renovables en los sistemas de distribución [79, 92].

Las fuentes de *GD* tienen algunos atributos característicos como son [59]:

- no son planificadas,
- su potencia es pequeña comparada con las fuentes de generación convencionales,

- son generalmente propiedad privada,
- no son centralizadas,
- son conectadas a la red de distribución,
- no contribuyen al control de frecuencia o control de voltaje,
- usualmente no están consideradas dentro de la planeación de la red local.

Conectar las fuentes de *GD* a los sistemas de distribución tiene numerosas ventajas entre las que destacan [19]:

- dan soporte de voltaje,
- reducción en las pérdidas,
- liberación en la capacidad de los sistemas de distribución,
- confiabilidad en el sistema.

Sin embargo, se pueden presentar algunos problemas en la coordinación de los sistemas de protección debido a los cambios en valor y dirección del flujo de corriente en condiciones de estado estable y estado dinámico (condición de falla) [25]. El impacto que tienen las fuentes de *GD* en la coordinación de los sistemas de protección dependen de su tamaño, ubicación y tipo de tecnología utilizada en la *GD* [33].

La capacidad de los interruptores y la configuración de los sistemas de protección para los que fueron diseñados inicialmente en el sistema sin fuentes de *GD* no podrán manejar de manera confiable las fallas, debido a que se puede sobrepasar la capacidad interruptiva de los interruptores de potencia y los relevadores de protección podrían estar en bajo alcance [40]. Este tipo de situaciones puede resultar en la degradación de la seguridad del sistema de energía eléctrica. Después de la instalación de las *GD* pueden existir algunos relevadores en el sistema que necesitan ser reajustados [87].

En la actualidad, hay una amplia variedad de tecnologías disponibles en el mercado para las fuentes de *GD*, entre las que destacan:

- Microturbinas,

- Celdas fotovoltaicas,
- Generadores eólicos, etc.

4.1. Generadores eólicos

El aprovechamiento de la energía del viento se realiza por medio de aerogeneradores, la cual consiste en transformar la energía cinética que tiene el viento en energía mecánica y está a su vez en energía eléctrica. La energía eólica hoy en día juega un papel muy importante en los mercados de energía en el mundo, ya que de toda la potencia instalada en el 2009, el 39 % corresponde a la energía eólica, seguida por un 26 % por el gas y un 16 % de energía solar o fotovoltaica.

Existen algunas ventajas de la energía eólica respecto a otras fuentes de energía, entre las que se destacan:

- Reducir la dependencia de los combustibles fósiles.
- Reducir la emisión de de contaminantes asociadas al consumo de combustibles fósiles.
- Las tecnologías de la energía eólica se encuentran desarrolladas para competir con las fuentes de generación tradicional.

En los inicios de la energía eólica, la mayor parte de las turbinas eólicas estaban equipadas con generadores asíncronos tipo jaula de ardilla. Estas turbinas funcionaban a velocidad de giro prácticamente constante, lo que implicaba menor eficiencia en la conversión de la energía del viento y mayores esfuerzos mecánicos en el aerogenerador. En la década de los 90's aparecieron las turbinas eólicas de velocidad variable que están equipadas con generadores asíncronos de rotor bobinado cuyo rotor está alimentado a través de un convertidor de potencia, a este tipo de generador se le conoce como doblemente alimentado (*DFIG*), ya que precisan de un convertidor de potencia encargado de inyectar a los devanados corrientes con la frecuencia, amplitud y fase apropiadas. Esta topología presenta la ventaja de mayor eficiencia energética y menores esfuerzos mecánicos por lo que se ha convertido en uno de los diseños dominantes en el mercado.

El funcionamiento seguro y confiable de los sistemas de potencia requiere la capacidad de predecir y modelar las fuentes de corriente de falla, incluyendo las contribuciones hechas por las plantas de generación eólica, con el fin de seleccionar equipo con la capacidad adecuada para su funcionamiento y configurar correctamente los sistemas de protección. Los grupos de generadores de turbinas eólicas se agrupan formando plantas eólicas de diferentes capacidades para el suministro de energía [3].

Existen 5 diferentes tipos de turbinas eólicas las cuales son:

- Tipo I, generador de inducción tipo jaula de ardilla,
- Tipo II, generador de inducción tipo jaula de ardilla con rotor externo,
- Tipo III, generador doblemente alimentado,
- Tipo IV, generador convertidor de potencia, y
- Tipo V, generador síncrono conectado mecánicamente a través de un convertidor de par.

4.1.1. Funcionamiento del aerogenerador *DFIG*

El aerogenerador asíncrono doblemente alimentado (*DFIG*) se utiliza en la generación de energía eólica para proporcionar una operación de velocidad variable en intervalo amplio (típicamente $\pm 30\%$ de la velocidad síncrona), es muy sensible a la potencia reactiva y a las capacidades de regulación de voltaje de corriente alterna. Dado tanto en la línea como en lado del rotor se utilizan elementos de estado sólido, los controles operan con rapidez, típicamente entre dos o tres ciclos para lograr la respuesta completa [3].

La principal característica del *DFIG* es que puede ser excitado tanto del estator como del rotor [108]. Eso se aprecia en la Figura 4.1, donde los devanados del estator están directamente conectados a la red, mientras que los del rotor se conectan a esta mediante un convertidor de potencia bidireccional. El convertidor del lado de la red trabaja siempre a la frecuencia de la red, mientras que el convertidor del lado del rotor lo hace a la frecuencia variable dependiendo del punto de operación [59]. Adicionalmente, la potencia procesada por el convertidor de potencia es sólo una fracción de la potencia

total de la turbina eólica, y por lo tanto su tamaño, costo y pérdidas son mucho menores comparadas con un convertidor de potencia de escala completa (full scale) utilizando el concepto de velocidad variable.

Los aerogeneradores con turbinas *DFIG* permiten una velocidad variable de operación en un amplio y a la vez restringido rango. Entre menor sea el rango de velocidad operacional menor potencia tendrá que ser manejada por el convertidor de potencia bidireccional conectado al rotor [50].

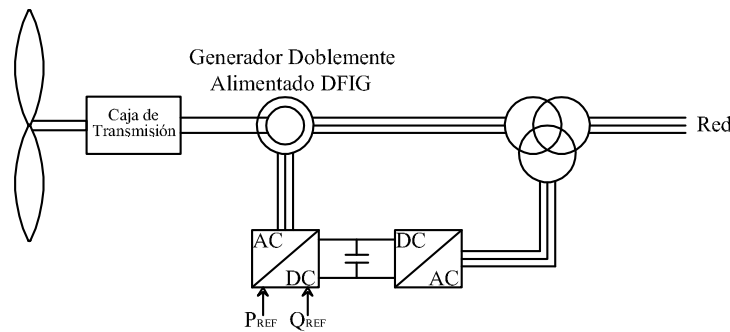


Figura 4.1: Modelo del aerogenerador doblemente alimentado *DFIG*.

El *DFIG* contiene un rotor devanado trifásico de anillos colectores que le permiten al rotor ser “excitado” por un convertidor de potencia externo. El estator del *DFIG* se conecta directamente a la red eléctrica. Los tres devanados del rotor están conectados a un convertidor electrónico de potencia que proporciona la magnitud variable y la frecuencia de la corriente del rotor. Por otro lado, el convertidor es *back-to-back* de AC-DC-AC que está conectado a la red. En términos de excitación, el *DFIG* es similar a una máquina síncrona, sin embargo, la excitación aplicada al rotor es de CA con una frecuencia variable y una rotación de fase reversible [3].

La aplicación de una excitación de CA provoca una rotación aparente del campo magnético del rotor, relativo a la rotación del rotor. Esta rotación aparente agrega o resta de la (en el caso de la secuencia negativa aplicada al rotor) rotación física del rotor. La rotación angular de campo del estator, ω_s es la suma de la velocidad angular

de rotación mecánica del rotor, ω_m es la frecuencia de la tensión de campo del rotor ω_r , como se muestra en 4.1, p_s y p_r son el número de polos del rotor y del estator.

$$\frac{\omega_s}{p_s} = \frac{\omega_r}{p_r} \pm \omega_m \quad (4.1)$$

Cuando la turbina eólica opera por debajo de su velocidad síncrona (velocidad subsíncrona), la excitación aplicada crea un campo aparente de rotación en la misma dirección que la rotación mecánica del rotor, por lo tanto, el campo magnético visto desde el estator es la suma de la velocidad mecánica de rotación del rotor más la velocidad aparente de rotación causada por la excitación de CA aplicada. De la misma manera, cuando la turbina eólica está operando por arriba de su velocidad síncrona (velocidad supersíncrona), la secuencia negativa de excitación se aplica al rotor causando el aparente campo de rotación opuesto a la dirección de rotación física del rotor. Tanto en el funcionamiento sub-síncrono y super-síncrono la secuencia de frecuencia y fase que se aplican para excitar al rotor, es tal que el campo magnético de rotación, visto desde el rotor, tiene una velocidad síncrona.

Operando en el modo sub-síncrono, se debe aplicar potencia real al rotor con el fin de crear la rotación de campo aparente hacia adelante. Esta potencia se deriva de la potencia de salida del estator a través del convertidor de potencia *back-to-back*. Durante su operación en modo super-síncrono, el flujo de potencia real está afuera del rotor. Está potencia se convierte a la frecuencia de la red y agrega a la potencia producida en los devanados del estator.

El *DFIG* es similar a una máquina síncrona, debido a que el flujo en el rotor gira a velocidad síncrona. Sin embargo, su forma de operar es diferente. Las características propias de la máquina *DFIG* proporcionan un control rápido a la salida de la potencia real y reactiva en la turbina eólica. Estas características son la capacidad de control de los convertidores de la fuente de tensión utilizados en la máquina y el hecho que la excitación de CA que el rotor requiere necesita un diseño de rotor devanado. Un rotor devanado resulta en constantes de tiempo cortas de flujo en el rotor, mucho más cortas que el generador síncrono. En la práctica, estos factores producen una fuente constante de potencia real y la respuesta en la regulación de voltaje es mucho más rápida que la respuesta de un generador síncrono.

4.2. Conexión de las fuentes de *GD*

La conexión de las fuentes de *GD* en los sistemas de potencia tradicionales toma en consideración los siguientes aspectos:

- (I) Nivel de tensión al cual será conectado.
- (II) Nivel de corto circuito.
- (III) Aspectos técnicos y
- (IV) Económicos.

La conexión de las fuentes de *GD* se conectan al sistema de potencia a través de un punto de acoplamiento (PCC), como se muestra en la Figura 4.2.

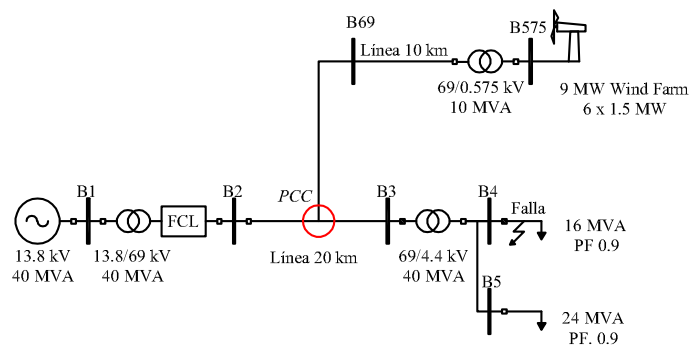


Figura 4.2: Conexión de las fuentes de *GD* al sistema de potencia.

4.3. Impacto de la *GD* en los sistemas de distribución

La incorporación de las fuentes de *GD* en los sistemas eléctricos de potencia requiere analizar algunos de los efectos que se tienen con la incorporación de estas fuentes como son:

- Flujos de potencia.
- Regulación de voltaje.
- Pérdidas I^2R .
- Calidad de la energía.
- Nivel de corto circuito.
- Sistemas de protecciones.

4.3.1. Flujos de potencia

Los actuales sistemas de distribución reciben la energía eléctrica de las subestaciones primarias y la distribuyen a los consumidores. Por lo tanto, los flujos de potencia activa (P), y potencia reactiva (Q) manejan los niveles de alta tensión a baja tensión. Sin embargo, con la incorporación de las fuentes de *GD*, pueden aparecer flujos de potencia inversos, y la red pasa de un sistema pasivo alimentando cargas, a un sistema activo donde los flujos de potencia y tensiones son determinados por la generación y la carga [59]. En los casos donde la potencia generada por las fuentes de *GD* es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la redes de alta tensión.

4.3.2. Regulación de voltaje

La regulación de voltaje se basa en flujos de potencia radiales desde la subestación a la carga. Esto se alcanza mediante transformadores con cambiadores de taps. La regulación de voltaje también se mejora con bancos capacitivos posicionados a lo largo del alimentador [18].

La introducción de las fuentes de *GD* a los sistemas de distribución reducen la capacidad de potencia que debe ser proporcionada desde la subestación, por lo que se reduce la caída de tensión a lo largo del alimentador. En el caso que las fuentes de *GD* produzcan más potencia que la carga local, la potencia neta fluirá aguas arriba. Si este

flujo en reversa es lo suficientemente grande superará la caída de tensión causada por el flujo de potencia reactiva, pudiendo resultar en un sobrevoltaje [18].

4.3.3. Pérdidas I^2R

El impacto que las fuentes de *GD* pueden ocasionar en la red de distribución desde el punto de vista de las pérdidas es muy variado debido a que depende de varios factores [103]:

- Ubicación de la *GD* en el sistema.
- Topología y estructura del sistema.
- Grado de penetración de la *GD* en el sistema.
- Perfil de demanda del sistema.
- Tipo de generación.

Se considera que las pérdidas a nivel de transmisión y subtransmisión son aproximadamente del 4% por lo cual la generación distribuida contribuye a la reducción de las mismas ya que esta generación se conecta en los niveles de distribución.

4.3.4. Calidad de la energía

Uno de los problemas comunes en la calidad de la energía es la reducción momentánea de la tensión (*sag*), que tienen una duración de aproximada entre medio ciclo y 1 minuto. Este tipo de eventos afectan al sistema de distribución de dos maneras: 1) las fallas y los arranques de las máquinas asociadas con las fuentes de *GD* producen *sags*, 2) algunas fuentes de *GD* requieren de dispositivos de electrónica de potencia, los cuales se ven afectados por los *sags*, y como resultado, salen de operación causando otros problemas como liberación de cargas.

Flicker

Las variaciones de voltaje causadas por cargas fluctuantes y/o por producción es la causa más común de quejas en la calidad del voltaje. La principal causa de flicker es el frecuente switcheo de encendido y apagado cuando el viento alimenta al generador a una velocidad cercana a la velocidad de corte. La compañía a la cual los generadores están conectados generalmente limita la cantidad de switcheos a no más de 3 o 4 veces por hora. También estas fluctuaciones en la tensión se puede presentar por el comportamiento aerodinámico de la turbina debido a:

- Estratificación del viento.
- Variación de viento estocástico.
- Ráfagas de viento.
- Oscilaciones en el sistema mecánico.

Armónicos

Los armónicos son un fenómeno asociado con la distorsión de la señal fundamental de los voltajes en la red, la cual es puramente senoidal en situaciones ideales. Los disturbios por armónicas son producidas por muchos dispositivos eléctricos, dependiendo del orden de armónicas, éstas pueden causar diferentes tipos de daños. Todas las armónicas causan que la magnitud de la corriente se incremente y provoque sobrecalentamientos [99]. Las cargas que causan una gran distorsión de la señal son los convertidores de frecuencia sin filtro, cuya tecnología se basa en tiristores y elementos de electrónica de potencia similar. Los nuevos diseños de transistores se utilizan en las turbinas eólicas de velocidad variable. La conexión de las fuentes de *GD* pueden inyectar componentes armónicas a las señales de tensión y corriente del sistema de distribución. El tipo y la magnitud de éstas armónicas depende de la fuente de generación, las máquinas rotativas, los inversores, los variadores de velocidad así como de los elementos de interconexión. El grado de penetración de estas señales armónicas en el sistema depende las características específicas en el punto de conexión.

4.3.5. Sistemas de protecciones

Ante la presencia de fuentes de *GD* en los sistemas eléctricos de potencia se pueden presentar los siguientes problemas en las protecciones:

- Desconexión en falso de alimentadores,
- Desconexión sin sentido de las unidades de producción,
- Incremento o decremento en los niveles de corriente de falla,
- Pérdida de sensibilidad de las protecciones,
- Formación de islas,
- entre otras.

Uno de los efectos más significativos de la conexión de *GD* es que la red de distribución deja de ser radial, por lo que se requiere modificar los esquemas de protección y la operación del sistema se vuelve más compleja. Además, cuando ocurre una falla en algún punto del sistema la corriente de falla no solo es alimentada desde la subestación que atiende a la red de distribución, sino desde el nodo donde está la fuente de *GD*, en algunos casos pueden circular corrientes de falla por tramos de la red donde no ocurre la falla.

La aparición de este tipo de problemas depende tanto de las características de la red como de las fuentes de *GD* debido a:

- incremento en la complejidad en la operación de la red,
- afectación en la confiabilidad,
- disminución de la carga en redes de transmisión o subtransmisión,
- modificación de las corrientes de falla,
- disminución y/o aumento de pérdidas de energía,
- impacto significativo en el sistema de protecciones,

- efectos sobre la calidad de la energía (sags, armónicos, flicker).

Los efectos mencionados anteriormente dependen también de:

- capacidad de la fuente de *GD* a conectar,
- ubicación y tipo de la fuente de *GD*,
- características de la red,
- distribución y tipo de carga que atiende la red.

4.4. Contribución de falla por aerogeneradores

La magnitud de la corriente de falla en los sistemas de distribución está cambiando constantemente, y es debido a cambios topológicos que se presentan en la red. Estos cambios son como la conexión de nuevos generadores o cargas lo que puede dar como consecuencia un incremento en los niveles de falla. Los actuales equipos de protección han sido seleccionados para un determinado valor de operación dentro de un rango de tolerancia.

La incorporación de la fuentes de *GD* en los sistemas de distribución tiene el efecto de incrementar los niveles de corriente de corto circuito en puntos de la red cercanos al punto de conexión. La incorporación de estas fuentes cambia la relación X/R del sistema vista desde el punto de falla [58]. El incremento en los niveles de falla en el punto de conexión se debe a la presencia del generador, y se define como contribución de falla del generador [91]. Por lo tanto si el nivel de corriente de falla en ese punto ya es está cercano a los niveles del sistema, la contribución de la *GD* puede hacer que este nivel sobrepase el limite definido en un inicio.

Aunque las fuentes de *GD* pueden inyectar una corriente significativa al momento de la falla su contribución puede ser baja, conduciendo a dificultades en el funcionamiento de los sistemas de protección contra sobrecorrientes y/o retardos de tiempo [68].

4.4.1. Corrientes de falla balanceadas

Fallas severas causan una tensión excesiva al ser inducidas al rotor de la máquina que a su vez se imponen en el convertidor de potencia. No es económico diseñar un convertidor que soporte sobre tensiones y sobre corrientes debido a falla. Por lo que se utiliza una palanca con el fin de desviar la corriente del rotor inducido. Hay varios enfoques que se le dan a esta barra, entre los que destacan:

- Dispositivo de corto circuito (generalmente utilizando tiristores) se conecta en derivación entre el rotor y el convertidor de potencia. Esta palanca puede incluir una impedancia en la trayectoria del corto circuito.
- Corto circuito del rotor a través de la conmutación del convertidor de potencia del lado del rotor
- Un interruptor de corte en el bus convertidor de CD, para limitar la tensión en el bus de CD. El desvío de parte o la totalidad de la corriente procedente del rotor es utilizada con mayor frecuencia en los nuevos diseños.

Mientras la palanca esta activada, el *DFIG* se convierte en un generador de inducción. Después de la aplicación de la palanca, es posible que un gran deslizamiento pueda crear corrientes inducidas en el rotor con componentes de frecuencia en los devanados del estator, produciendo corrientes de falla sinusoidales que no son de la frecuencia de la fundamental.

En un modo forzado, el comportamiento por falla se define por las ecuaciones de flujo de la máquina. Cuando la palanca no está acoplada, la máquina funciona de acuerdo con su diseño de control. A diferencia del desempeño de la corriente de falla en las máquinas de inducción, la cual se establece por las características físicas de la máquina, existe una amplia variedad de posibilidades en el diseño y control de las máquinas *DFIG*. Se puede tener un amplia gama de variaciones dependiendo de los fabricantes y de los diferentes modelos del mismo fabricante, debido a que el diseño y control evolucionan con el tiempo en respuesta a las necesidades de la red y capacidad del equipo. Algunas características de los generadores *DFIG* son:

- El generador tenderá a mantener la potencia de salida constante en fallas remotas que no causen una gran caída de voltaje.
- Los controles pueden mantener constante la potencia reactiva en caso de una falla lejana, el control podría responder incrementando la salida de potencia reactiva con el fin de apoyar a la tensión. El aumento de la potencia reactiva se puede dar a través de una función de regulación de tensión.
- En caso de fallas más severas, el mantener la potencia constante y/o aumentar la potencia reactiva daría lugar a tener corrientes excesivas debido a la disminución de voltaje. El generador puede pasar a un modo de corriente limitada. Está limitación en la corriente puede ser fija o puede depender del tiempo.
- Para falla aún más severas, se puede dar prioridad a la salida de potencia reactiva por medio de la potencia activa de salida.

Además de las variaciones en el comportamiento controlado, los criterios de aplicación, y de eliminación de la palanca también pueden variar ampliamente. Se pueden utilizar diferentes medidas para el umbral en la palanca, tales como la corriente AC del rotor o la tensión de CD en el bus, así como diferentes umbrales en la magnitud para cada una de estas medidas. En diseños previos, una vez que la máquina es forzada, está se dispara. Por lo tanto no hay eliminación de la palanca durante el funcionamiento. Sin embargo, es incompatible con los requisitos de respaldo en la transición de falla de la corriente. Diferentes diseños pueden utilizar diferentes criterios para la eliminación de la palanca. En diseños actuales de la turbina *DFIG*, una falla trifásica dentro de una planta eólica, o muy cerca de su interconexiones, podría dar lugar a la aplicación de la palanca durante los ciclos que dure la falla, con la eliminación de la palanca es posible que la falla sea liberada en menor tiempo. Las fallas en los sistemas de transmisión lejos de los buses de interconexión resulta en una no acción de la palanca. Otros diseños pueden desencadenar la palanca para cualquier gran caída de tensión en los terminales, y la palanca puede permanecer hasta que se solucione la falla.

En resumen, existen básicamente tres formas de comportamiento de la corriente de fallas en los aerogeneradores *DFIG*, dependiendo de la gravedad de la falla:

- Fallas muy graves, cuando la palanca se aplica y no se elimina, proporcionando así un rendimiento en la corriente de falla de un motor de inducción simple.
- Fallas de suficiente severidad para causar la acción de la palanca, para los que inyectan corrientes y controlan el rendimiento es muy similar a las turbinas eólicas de conversión completa.
- Fallas de gravedad intermedia, donde las no linealidades de operación de la palanca son críticas, lo que resulta en un comportamiento complejo.

4.4.2. Corrientes de falla desbalanceadas

El comportamiento de las turbinas de eólicas *DFIG* ante fallas desbalanceadas es sustancialmente diferente al comportamiento de los generadores síncronos y de inducción convencionales. Ambos generadores se modelan con una fuente de voltaje de Thevenin en secuencia positiva y una impedancia pasiva en la secuencia negativa. El rendimiento de ambas secuencias positiva y negativa está completamente desacoplado de los modelos para los generadores convencionales, por lo que es fundamental realizar el análisis de componentes simétricas en el análisis de cortocircuito. En la Figura 4.3, se muestra el comportamiento típico de estas señales.

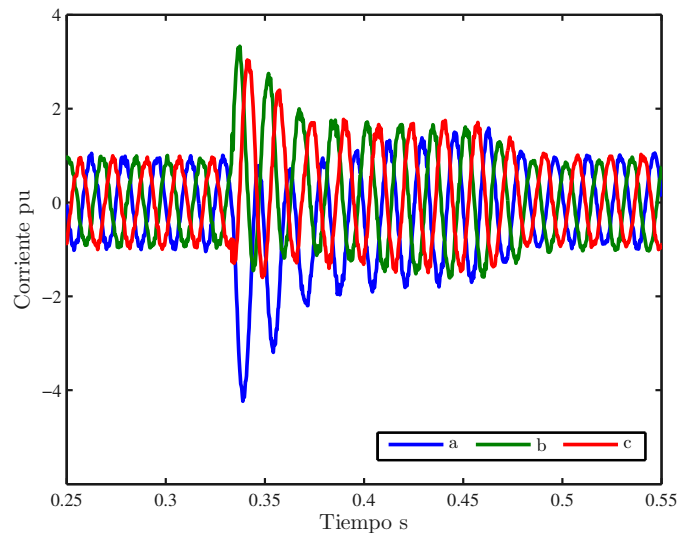


Figura 4.3: Corrientes a la salida del *DFIG*.

CAPÍTULO 5

Impacto de los *FCL* en el desempeño de la red

Con el fin de realizar un estudio comparativo del impacto que se tiene en un sistema de distribución con los diferentes limitadores presentados anteriormente se utiliza el sistema radial que se muestra en la Figura 3.12. Para la evaluación del desempeño e impacto de los limitadores se aplica una falla trifásica sólida a tierra en la línea de carga de 16 MVA.

5.1. Dimensionamiento de los *FCL*

El dimensionamiento de los limitadores se realiza considerando el valor máximo de la corriente que se tiene ante una falla trifásica sólida a tierra [6, 47], en el sistema de prueba que se muestra en la Figura 3.12. El perfil de voltaje del sistema en condiciones de demanda máxima y demanda mínima se muestran en la Figura 5.1 y en la Tabla 5.1, el perfil de corrientes en condiciones de demanda máxima y demanda mínima se muestra en la Figura 5.2 y en la Tabla 5.2, en todos los casos los valores de voltaje y corriente están normalizados.

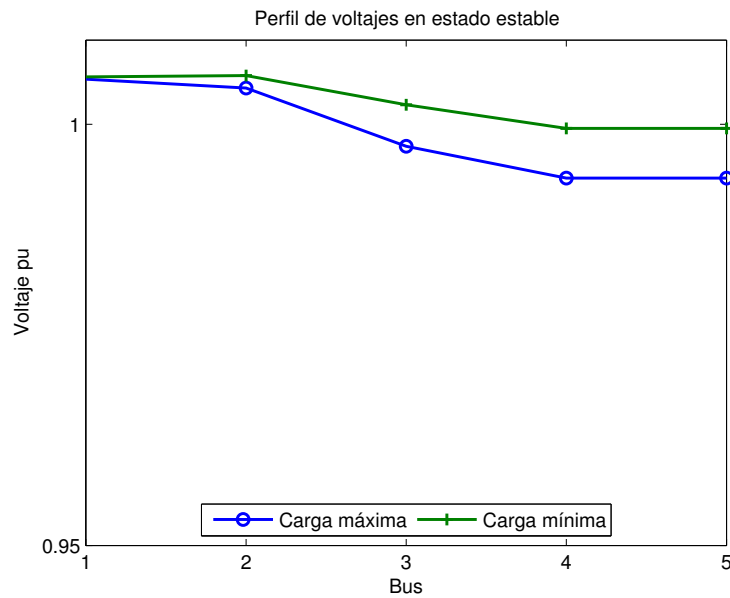


Figura 5.1: Perfil de voltajes del sistema de distribución.

Tabla 5.1: Perfil de voltajes en el sistema de distribución.

Bus	Carga máxima <i>pu</i>	Carga mínima <i>pu</i>
1	1.00	1.00
2	1.00	1.00
3	0.99	1.00
4	0.99	0.99
5	0.99	0.99

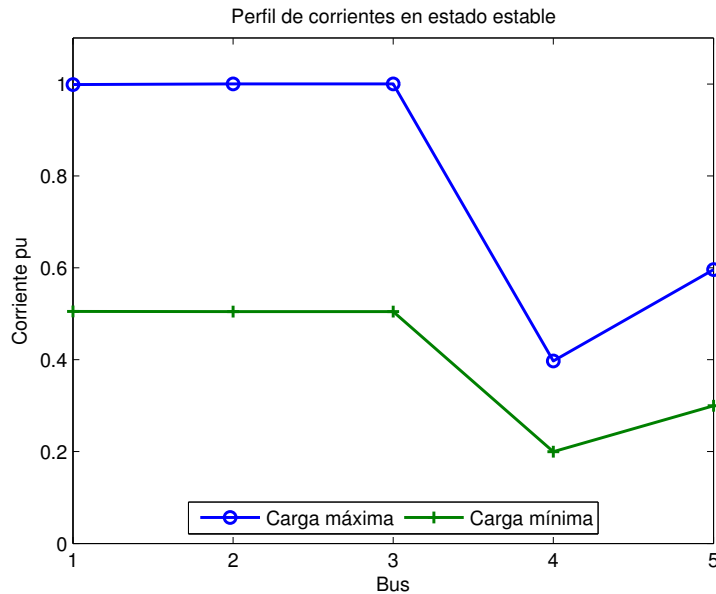


Figura 5.2: Perfil de corrientes del sistema de distribución.

Tabla 5.2: Perfil de corrientes en el sistema de distribución.

Bus	Carga máxima <i>pu</i>	Carga mínima <i>pu</i>
1	0.99	0.50
2	1.00	0.50
3	1.00	0.50
4	0.39	0.19
5	0.59	0.29

Con el objetivo de reducir el esfuerzo del interruptor encargado de liberar la falla, en la Figura 5.3 se muestra el perfil de corriente en condiciones de falla para demanda máxima y demanda mínima y sus valores normalizados en la Tabla 5.3. Las condiciones de demanda mínima se establecieron a un 50 % de la capacidad de la fuente de generación y de la carga, para tal fin se modificó el valor de la impedancia de Thévenin y el valor de la carga con el fin de emular una situación de carga media. En condiciones de demanda máxima la corriente de falla es 12 veces el valor de la corriente nominal, este valor se reducirá hasta un valor aproximado de 8 veces el valor de la corriente nominal

al insertar el limitador en serie con el sistema. Algunos de los aspectos analizados en el desempeño de los limitadores es: 1) dimensionamiento de los *FCL*, 2) forma de onda de la corriente, 3) tiempo de operación del relevador de sobrecorriente, 4) *TRV* en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla, 5) duración de la caída de tensión en la línea no fallada y 6) contenido armónico presente en las señales. En el análisis del tiempo de operación del relevador de sobrecorriente y la duración de la caída de tensión se analizaron los casos, el primero en una condición de carga máxima y el segundo en una condición de carga mínima.

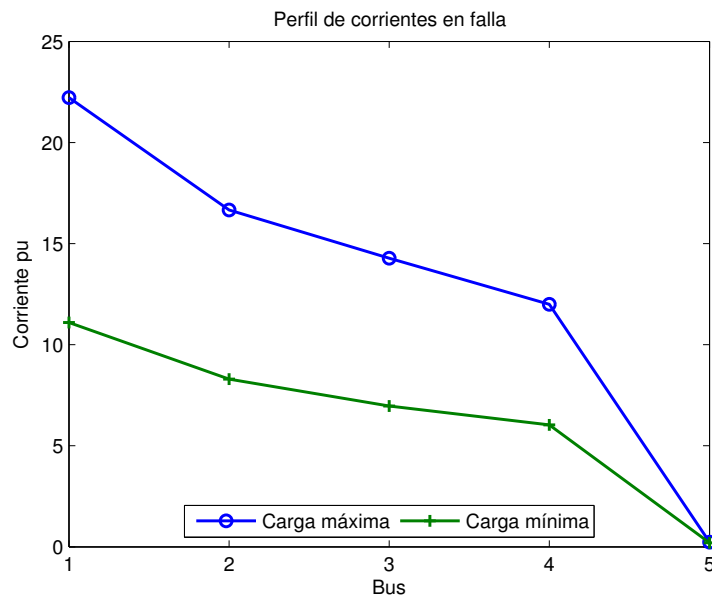


Figura 5.3: Perfil de corrientes del sistema de distribución en condición de falla.

Tabla 5.3: Perfil de corrientes en el sistema de distribución en condición de falla.

Bus	Carga máxima	Carga mínima
	<i>pu</i>	<i>pu</i>
1	22.22	11.11
2	16.66	8.3
3	14.28	6.97
4	12.04	6.03
5	0.00	0.43

5.1.1. Dimensionamiento de los *FCL-R*

Para obtener los valores del inductor y del capacitor utilizados en los *FCL-R*, se obtiene la Z_{th} del sistema.

Para calcular la corriente de falla, tenemos (5.1)

$$I_k(F) = \frac{V_k}{Z_{th} + Z_f} \quad (5.1)$$

donde:

- $I_k(F)$ es la corriente de falla en el bus k
- V_k es el voltaje de pre-falla en el bus k o voltaje de Thévenin del sistema
- Z_{kk} impedancia de Thevenin en el bus k
- Z_f impedancia de falla, pero en este caso por considerarse una falla trifásica sólida su valor es de cero

Con la adición del *FCL* al sistema se está esta agregando una reactancia. El valor de reactancia del limitador dependerá del valor de la corriente de falla a la que se desea reducir su magnitud tal y como se muestra en (5.2).

$$I_k(F_{NEW}) = \frac{V_k}{Z_{th} + Z_{FCL}} \quad (5.2)$$

Por lo tanto, el valor de impedancia del *FCL-R* se obtiene despejando el valor de Z_{FCL} de la ecuación (5.2). Los valores del inductor y del capacitor de los *FCL-R* en condiciones iniciales deben satisfacer la ecuación (5.3), tal y como lo demuestra Zhang en [117].

$$\omega^2 LC = 1 \quad (5.3)$$

5.1.2. Dimensionamiento de los *FCL-ES*

El valor del inductor limitador se determina tomando en consideración el valor de la impedancia del *FCL* igual a la reactancia inductiva del reactor limitador, la cual

está dada por la ecuación 5.4, según se muestra en [36, 47, 49, 77]:

$$\begin{aligned} |Z_{LES}| &= |\omega L_{LES}| = \frac{V_k}{I_{LES}} \\ L_{LES} &= \frac{V_k}{\omega I_{LES}} \\ I_{LES} &= kI_r \end{aligned} \tag{5.4}$$

donde:

- L_{LES} es el inductor limitador
- ω es la frecuencia en radianes
- I_r es el valor de corriente de carga
- V_k es el voltaje de fase del sistema
- k es la constante de sobrecorriente

Si se minimiza la energía almacenada en L_1 , el valor del inductor alcanza su valor mínimo de acuerdo con Fei en [36] como se muestra en la ecuación 5.5.

$$L_1 = \frac{0.0942\sqrt{3}V_k}{\omega I_r} \tag{5.5}$$

5.2. Estudio Comparativo

5.2.1. Desempeño de la corriente de corto circuito

La corriente de falla tiene un comportamiento diferente dependiendo del tipo de limitador que se utilice, como en el caso con los *FCL-R*, donde la corriente de cortocircuito se atenúa lenta y gradualmente al momento de presentarse la falla. La reducción de la corriente de falla en los *FCL-ES* se lleva a cabo después del primer medio ciclo que ocurre la falla debido al tiempo que le toma a los tiristores mandar la orden de encendido o apagado, según sea el caso para que el limitador actúe.

La diferencia en el comportamiento entre los *FCL-R* y los *FCL-ES* se centra en un intervalo de medio ciclo posterior al instante de la falla. En los limitadores resonantes aún cuando la corriente de falla es muy sensible al valor de reactancia definida del

limitador, la magnitud de la corriente no llega a exceder el valor dado. Sin embargo está condición de limitación puede causar problemas en los sistemas de distribución al extender el tiempo de liberación de la falla debido a que los dispositivos de protección de sobrecorriente tardarán más tiempo en operar. Por otra parte, los limitadores de estado sólido pueden presentar valores mayores de corriente de falla en los sistemas eléctricos que incluso sin la presencia de limitadores, pudiendo comprometer la operación de los elementos instantáneos de protección, resultando en disparos en falso. Otra diferencia entre estos dos tipos de limitadores son los elementos de electrónica de potencia que se utilizan así como la combinación de elementos pasivos como son los inductores y los capacitores que en conjunto logran un efecto limitante, y el arreglo resultante afectará la respuesta transitoria.

En la Figura 5.4, se muestra una comparación del comportamiento de la corriente de cortocircuito cuando no hay *FCL* y con los diferentes modelos de limitadores resonantes. Se aprecia que el comportamiento de la corriente de falla es altamente dependiente de los parámetros definidos en los limitadores resonantes, en [57] se proponen métodos numéricos para definir estos valores.

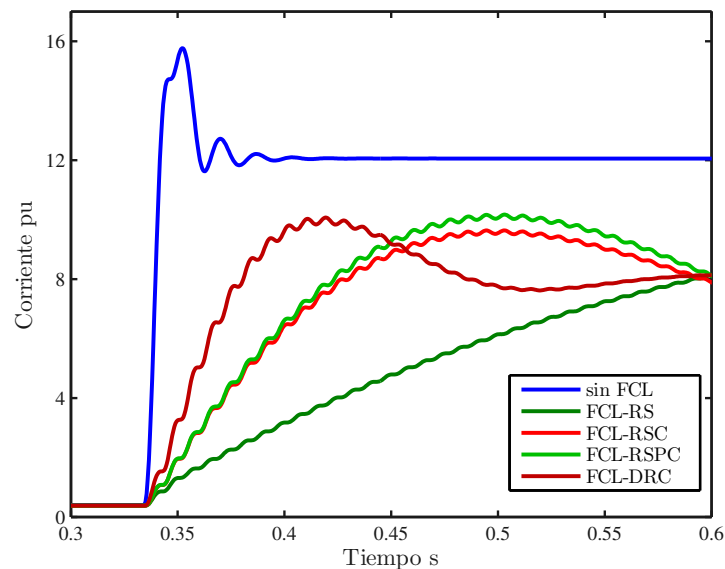


Figura 5.4: Corriente de falla en valores *rms* con *FCL-R*.

En la Figura 5.5, se presenta la comparación de la corriente de corto circuito cuando no hay *FCL* y con los diferentes modelos de limitadores de estado sólido, se distingue un primer pico en la corriente dentro de los primeros ciclos que se presenta la falla, después de este tiempo la corriente de falla se reduce al valor de corriente especificado en su diseño. El comportamiento de la corriente de cortocircuito es similar y proporcional cuando se tienen niveles de demanda mínima en el sistema, por lo que estos valores no se presentan.

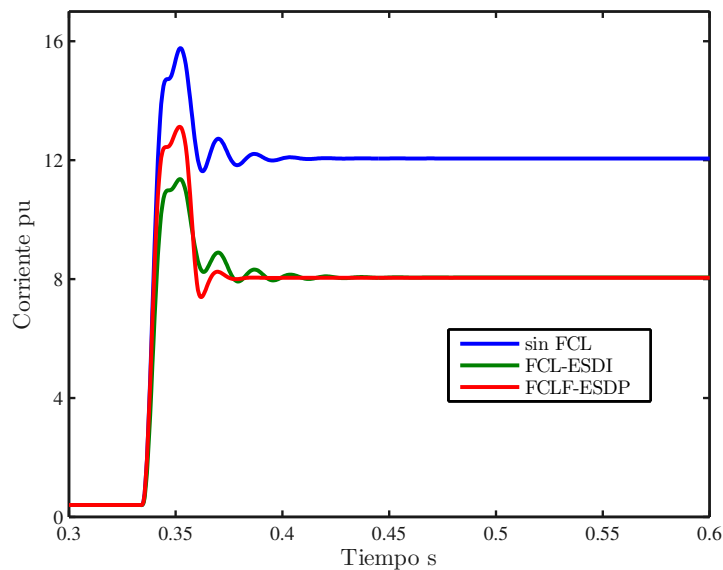


Figura 5.5: Corriente de falla en valores *rms* con *FCL-ES*.

Como se mostró en el capítulo 2, en el diseño de los *FCL-R*, estos limitadores pueden tener una infinita variedad de valores como se muestra en las Figuras 5.6 y 5.7, se muestra el comportamiento de la corriente de cortocircuito tanto en valores nominales como en valores *rms* con diferentes valores de reactancia del *FCL-R*, es decir, diferentes reducciones de la corriente de falla.

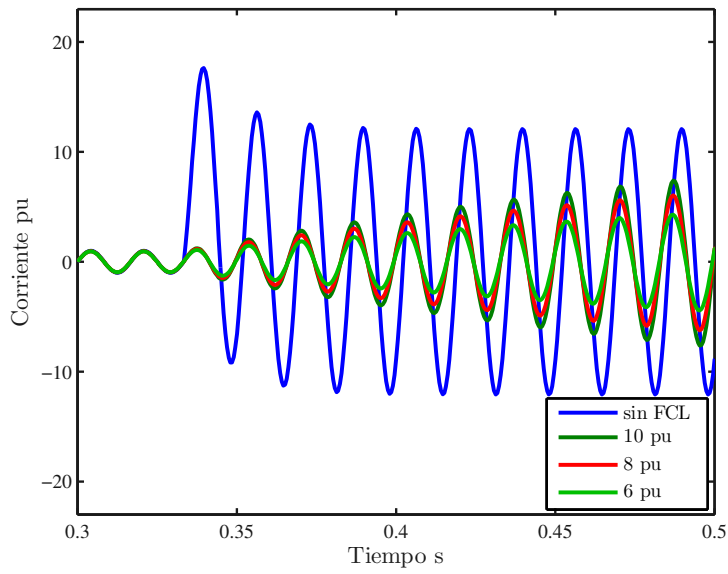


Figura 5.6: Diferentes dimensionamientos del *FCL-R*.

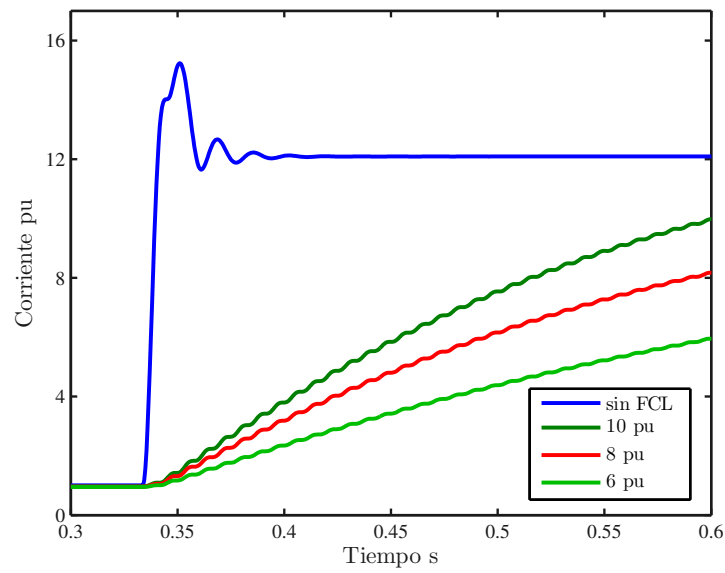


Figura 5.7: Diferentes dimensionamientos del *FCL-R*.

5.2.2. Tiempo de Operación del Relevador

En la Tabla 5.4 y en la Tabla 5.5, se presenta el impacto de los *FCL* en los tiempos de operación de los relevadores ante condiciones de carga máxima y carga mínima, se presenta el impacto del uso de diferentes valores de la palanca de tiempo (*dial*) para el reajuste de los relevadores. Cuando se conecta un limitador en la red eléctrica los perfiles de la corriente corto circuito se modifican, de esa manera los relevadores deben ser re-coordinados. El proceso de coordinación es efectuado para determinar el valor de la palanca de tiempo considerando el valor de falla en demanda máxima únicamente [23]. Para el ejemplo de coordinación de la Figura 5.8 la palanca del primario su valor es de 1.0 y el valor obtenido del respaldo es de 0.697. Se observa en las Tablas 5.4 y 5.5, que los tiempos de operación se ven incrementados ante la presencia de los limitadores. Se ha reportado en numerosos trabajos [89, 114] el uso de valores mínimos de *dial* para efectos de mejorar la coordinación y reducir los tiempos de exposición de falla del equipo primario; en las Tablas 5.4 y 5.5, se observa que el tiempo de respuesta del limitador es más sensible a valores pequeños de *dial*. Este criterio hace que el relevador sea más sensible a transitorios de la red, pudiendo presentar variaciones en los tiempos de operación de los relevadores. Esta tendencia a la operación en falso no sucede con valores mayores de *dial* en relevadores de tiempo inverso. Este comportamiento se presenta también en elementos instantáneos, los valores de ajuste deben ser mayores para evitar la operación en falso. Además se observa que el uso de un dial con un valor mínimo no representa un beneficio sustancial en el relevador de respaldo, ya que esta curva es asintótica a la I_{pickup} , así la curva definida como muy inversa se comporta como extremadamente inversa.

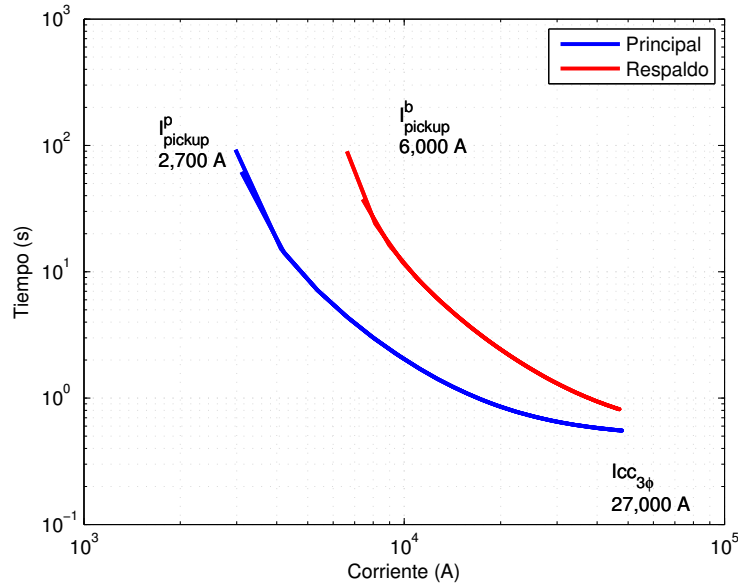


Figura 5.8: Curvas de coordinación del relevador de sobrecorriente.

Durante la condición de carga mínima el tiempo de operación del relevador es mayor, incrementado el tiempo de exposición del equipo primario a corrientes de falla [34,62,82] y la duración de la caída de tensión debida a la falla, por lo que la calidad de voltaje en las líneas no falladas se degrada. Este comportamiento aunque es esperado, debe ponderarse en su impacto a la red eléctrica.

Tabla 5.4: Tiempos de operación carga máxima falla trifásica.

Limitador	DIAL=1.0			DIAL=0.05		
	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$
sin <i>FCL</i>	0.67	0.97	0.30	0.03	0.33	0.30
<i>FCL-RS</i>	0.88	1.47	0.59	0.13	0.50	0.37
<i>FCL-RSC</i>	0.99	2.53	1.54	0.08	0.87	0.79
<i>FCL-RSPC</i>	0.97	2.49	1.51	0.07	0.85	0.77
<i>FCL-DRC</i>	0.90	2.03	1.12	0.06	0.69	0.63
<i>FCL-ESDI</i>	0.89	2.03	1.14	0.04	0.70	0.65
<i>FCL-ESDP</i>	0.89	2.03	1.14	0.04	0.70	0.66

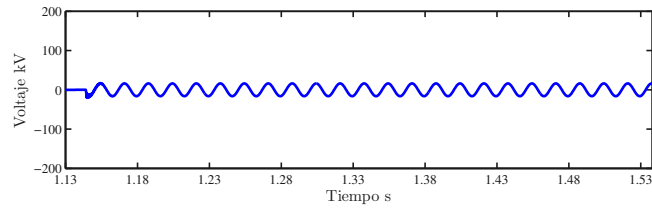
Tabla 5.5: Tiempos de operación carga mínima falla bifásica.

Limitador	DIAL=1.0			DIAL=0.05		
	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$
sin <i>FCL</i>	1.21	3.11	1.90	0.06	1.07	1.01
<i>FCL-RS</i>	1.42	4.01	2.59	0.15	1.38	1.22
<i>FCL-RSC</i>	1.10	1.41	0.31	0.13	0.30	0.17
<i>FCL-RSPC</i>	1.56	1.79	0.23	0.12	0.42	0.30
<i>FCL-DRC</i>	2.12	2.68	0.55	0.10	0.92	0.82
<i>FCL-ESDI</i>	1.66	5.96	4.30	0.07	2.05	1.97
<i>FCL-ESDP</i>	1.62	3.54	1.92	0.07	1.21	1.14

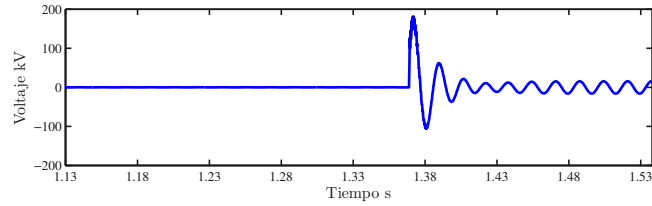
5.2.3. Comparación de *TRV*

Después de la interrupción de la corriente de cortocircuito por un fusible o interruptor de potencia, se presenta inmediatamente un voltaje de recuperación transitorio (*TRV*, de sus siglas en inglés, Transient Recovery Voltage), que aparece a través de las terminales del dispositivo encargado de liberar la falla. Si se tiene en cuenta que en condiciones de estado estable se almacena energía en el campo electromagnético que se divide de igual manera entre el campo eléctrico y el campo magnético, la interrupción de corriente provoca una transferencia de la energía contenida únicamente al campo eléctrico. Lo que resulta en una oscilación del voltaje. La forma de onda en la oscilación del voltaje está determinada por la configuración del sistema de potencia. El *TRV* está presente inmediatamente después de la interrupción de la corriente. La duración del *TRV* es del orden de milisegundos, pero la razón de cambio y su amplitud son de vital importancia para un funcionamiento exitoso del dispositivo de interrupción [113]

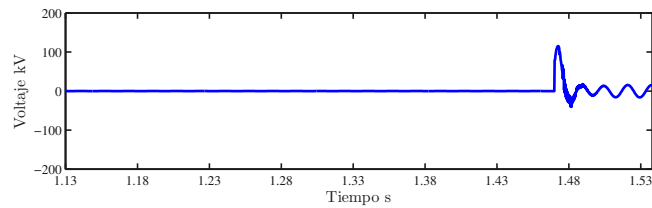
En la Figura 5.9, se muestra el *TRV* que se presenta en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla en el sistema en condiciones de carga máxima ante la presencia de los diferentes limitadores resonantes presentados anteriormente. En la Figura 5.10 se muestra este mismo efecto ante la presencia de los limitadores de estado sólido también presentados. Se puede apreciar que la magnitud de este transitorio se ve influenciado por el tipo de *FCL*, dependiendo del arreglo, la interacción con el sistema eléctrico se presenta de forma diferente.



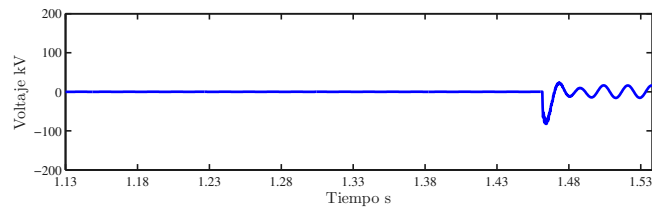
(a)



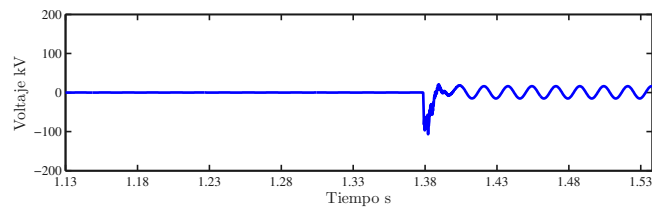
(b)



(c)

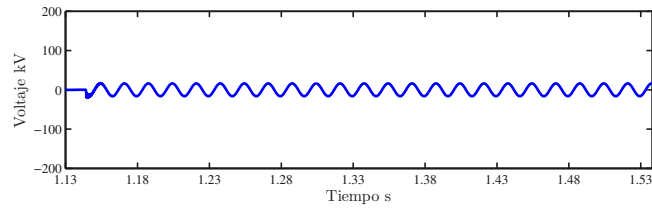


(d)

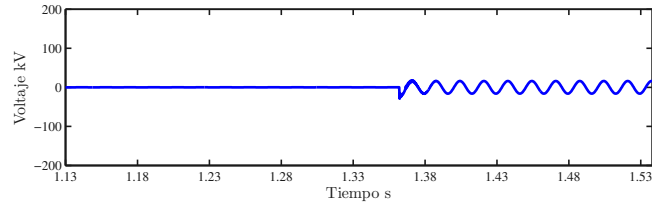


(e)

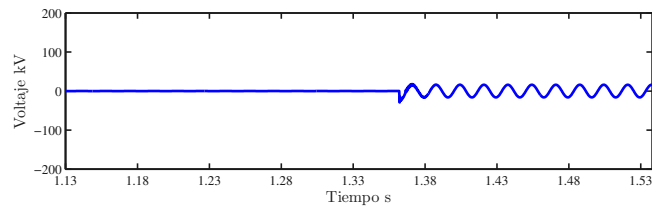
Figura 5.9: *TRV* ante la presencia de los *FCL-R* en condiciones de demanda máxima a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, c) *FCL-RSC*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.



(a)



(b)



(c)

Figura 5.10: TRV ante la presenica de los $FCL-ES$ en condiciones de demanda máxima a) sin FCL , b) $FCL-ESDI$, c) $FCL-ESDP$.

En la Figura 5.11 y en la Figura 5.12, se muestra el TRV que se presenta en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla en el sistema en condiciones de demanda mínima ante la presencia de los diferentes limitadores presentados anteriormente. El TRV se ve reducido cuando el sistema se encuentra en estas condiciones.

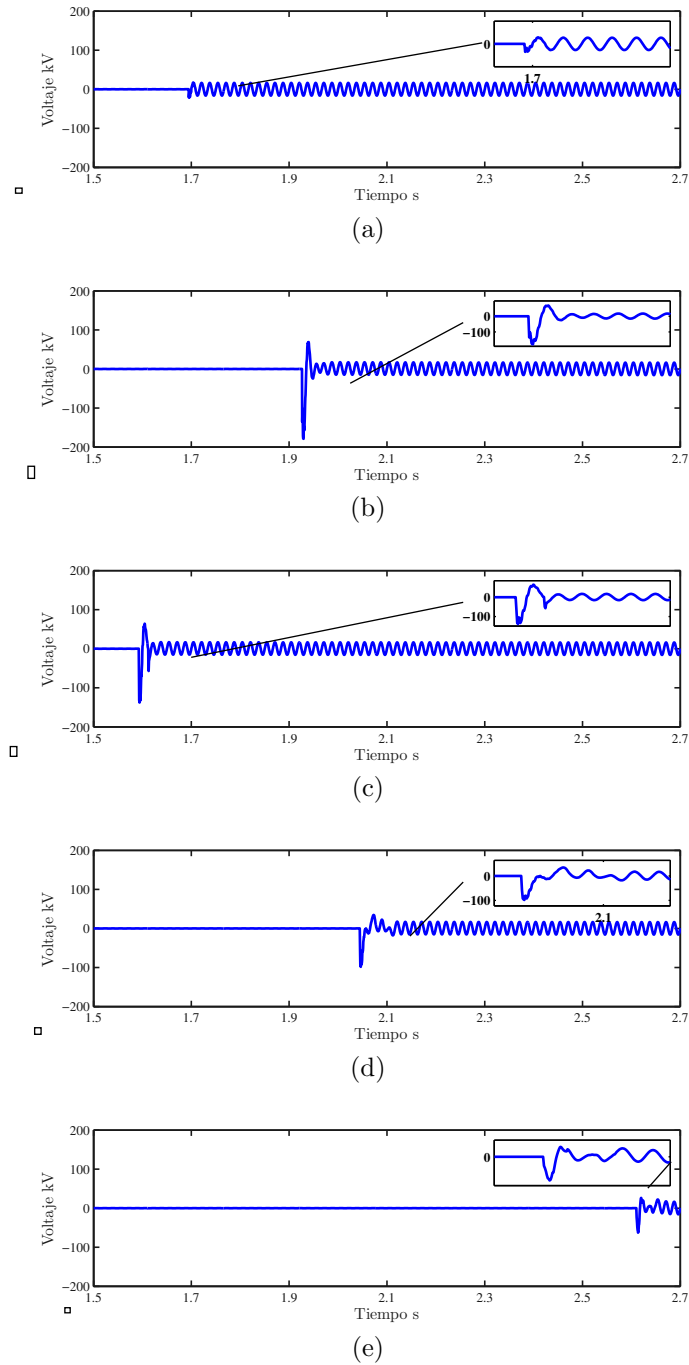


Figura 5.11: *TRV* ante la presencia de los *FCL-R* en condiciones de demanda mínima a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, c) *FCL-RSC*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.

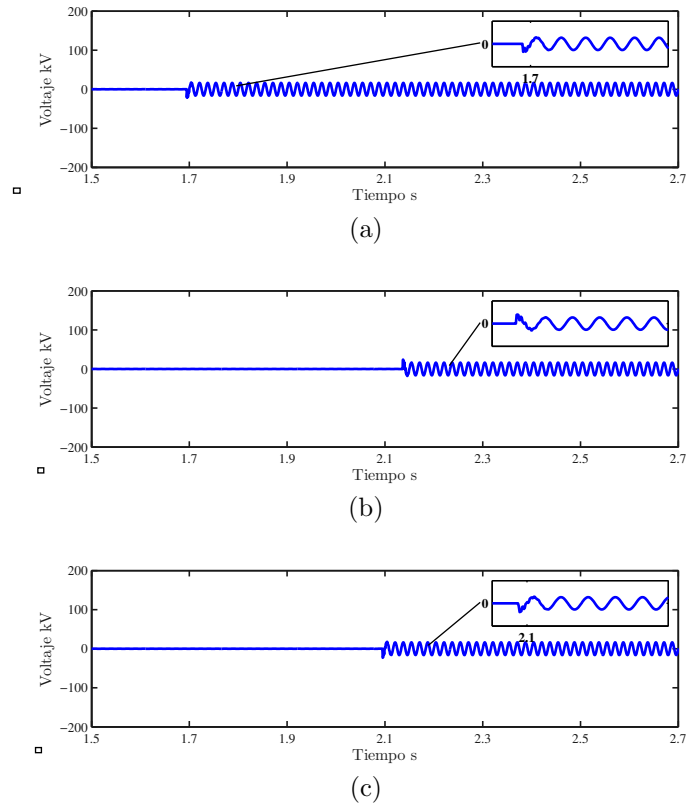


Figura 5.12: TRV ante la presenica de los $FCL-ES$ en condiciones de demanda mínima a) sin FCL , b) $FCL-ESDI$, c) $FCL-ESDP$.

En la Figura 5.13 se muestra el TRV para diferentes dimensionamientos del FCL . Se observa una fuerte dependencia del TRV para el tipo de dimensionamiento del FCL , ya que interactúa con las impedancias de la red eléctrica. Este estudio debe realizarse para evaluar el impacto que se tendrá por la conexión del limitador en los interruptores de potencia.

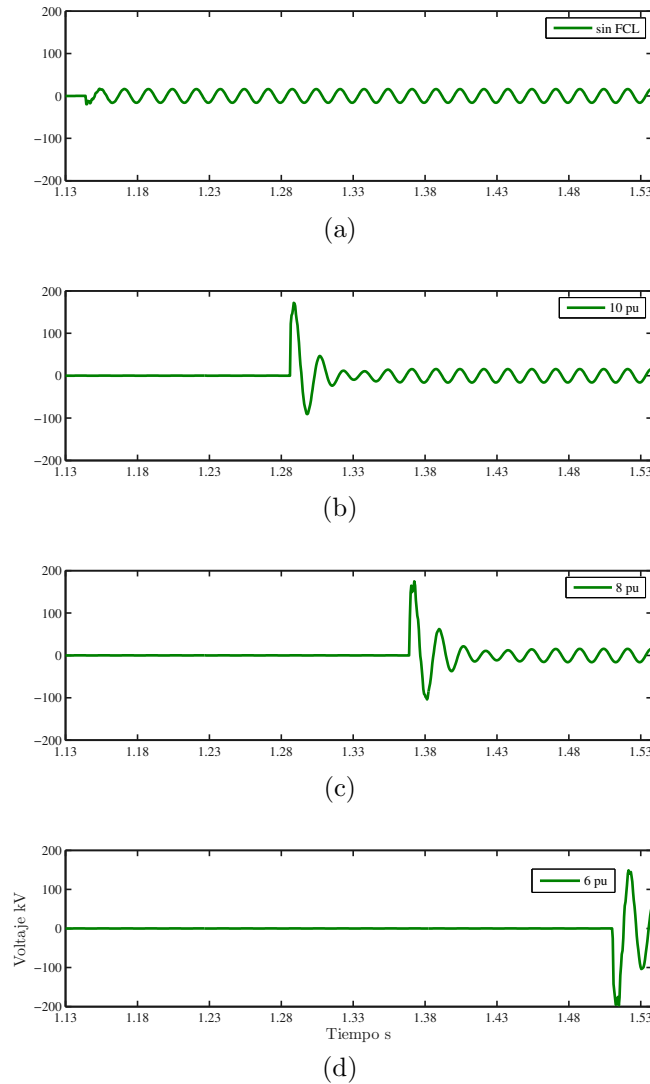


Figura 5.13: Comparación del TRV ante diferentes dimensionamientos del $FCL-R$.

5.2.4. Caída de Tensión

En las Tablas 5.6 y 5.7 se presenta la duración de la caída de tensión en la línea de carga de 24 MVA y la diferencia en tiempo respecto respecto con el sistema que no tiene FCL , mostrando una comparación entre las condiciones de carga máxima y carga mínima. El tiempo de operación del relevador se incrementa debido a la reducción en la magnitud de la corriente de falla, lo que da como consecuencia un incremento en la

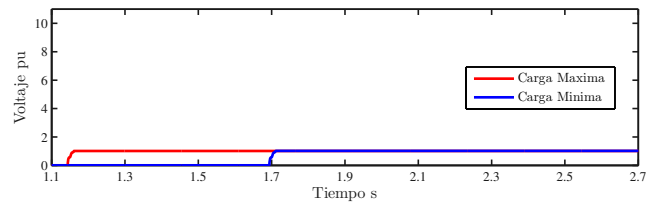
duración de la caída de tensión. En la Figura 5.14, se muestra gráficamente la duración de la caída de tensión en ambas condiciones de carga. En los tiempos de operación mostrados en la Figura 5.15, es considerando el tiempo de operación del relevador de 8 ciclos.

Tabla 5.6: Comparación de caída de tensión, *dial* 1.0.

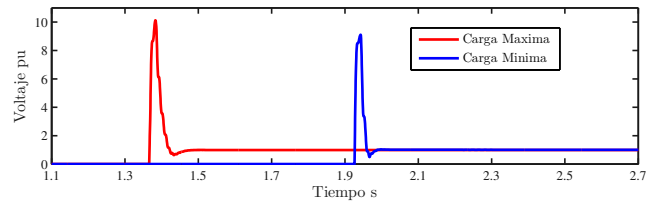
Limitador	Carga Máxima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia	Carga Mínima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia
sin <i>FCL</i>	670		1218	
<i>FCL-RS</i>	882	32 %	1425	17 %
<i>FCL-RSC</i>	990	48 %	1104	-9 %
<i>FCL-RSPC</i>	978	46 %	1560	28 %
<i>FCL-DRC</i>	902	35 %	2127	75 %
<i>FCL-ESDI</i>	890	33 %	1665	37 %
<i>FCL-ESDP</i>	891	33 %	1622	33 %

Tabla 5.7: Comparación de caída de tensión, *dial* 0.05.

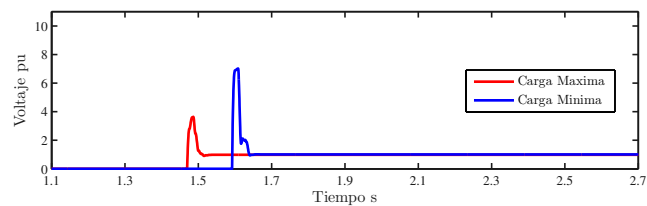
Limitador	Carga Máxima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia	Carga Mínima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia
sin <i>FCL</i>	35		60	
<i>FCL-RS</i>	134	283 %	154	157 %
<i>FCL-RSC</i>	81	131 %	131	118 %
<i>FCL-RSPC</i>	79	126 %	124	107 %
<i>FCL-DRC</i>	62	77 %	101	68 %
<i>FCL-ESDI</i>	42	20 %	79	32 %
<i>FCL-ESDP</i>	41	17 %	74	23 %



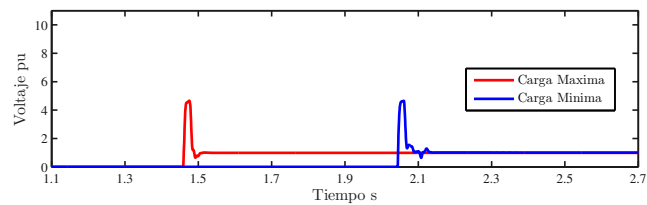
(a)



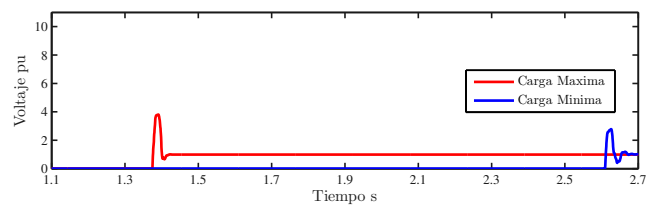
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 5.14: Duración de la caída de tensión ante la presencia de los *FCL-R* a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, c) *FCL-RSC*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.

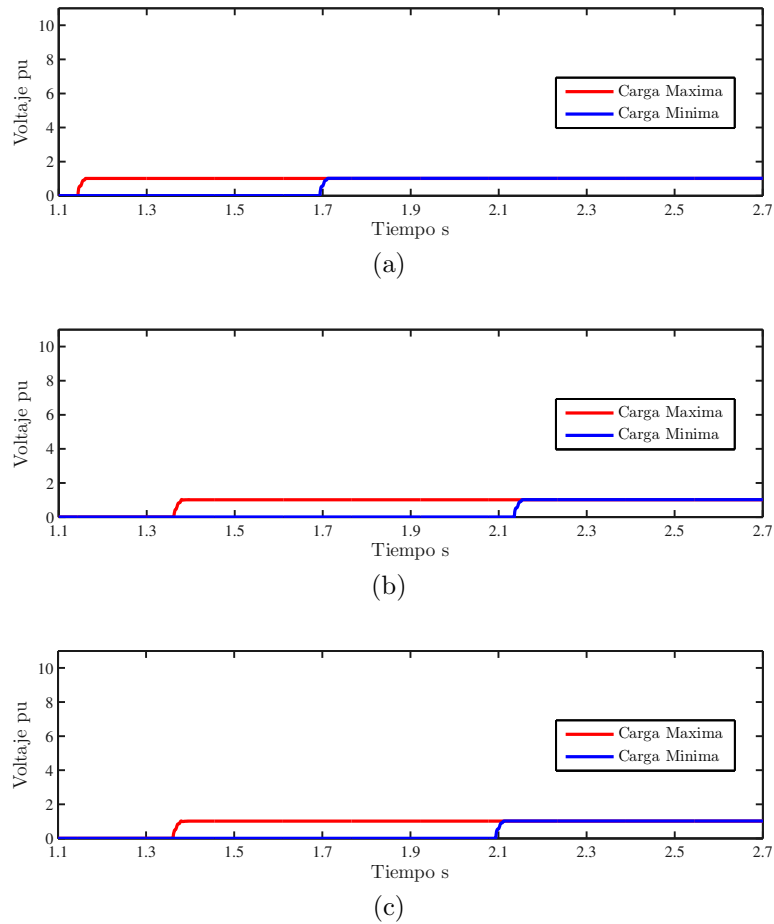


Figura 5.15: Duración de la caída de tensión ante la presencia de los *FCL-E* a) sin *FCL*, b) *FCL-ESDI*, c) *FCL-ESDP*.

5.2.5. Contenido Armónico

Uno de los efectos secundarios de la incorporación de los *FCL* al sistema es la generación de armónicos en la señal. El contenido armónico se analizó en cada uno de los buses del sistema al momento que ocurre la falla, debido a que en ese instante está operando el *FCL*. En este trabajo de tesis se considera un contenido armónico del 20% del valor de la fundamental. Debido a que las señales contaban con valores de alta frecuencia se implementó el Filtro Pasabajos que se muestra en la Figura 5.16, con el fin de eliminar esas altas frecuencia. En la Tabla 5.8, se muestra en forma tabular las frecuencias obtenidas así como la magnitud en cada uno de los limitadores analizados en

este trabajo. Cabe mencionar que solo se muestran los valores obtenidos en el bus B3, que es donde se presento el mayor contenido armónico, ya que en los otros buses solo se tenía el valor de la fundamental, razón por la cual no se presentan esos valores, además por ser el bus en el que se interconecta el parque eólico al sistema de distribución. En las Figuras 5.17 y 5.18 se aprecia el espectro de estas señales.

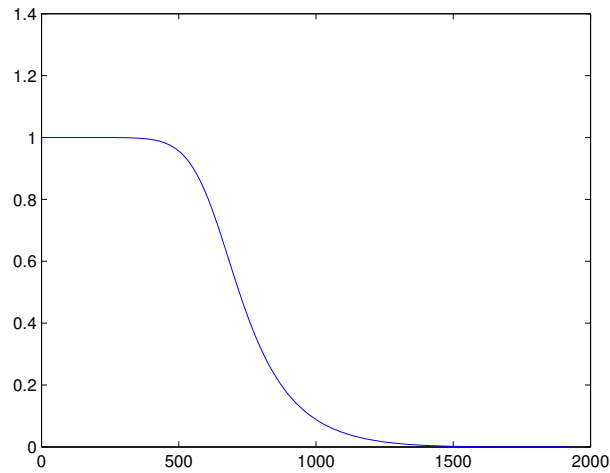


Figura 5.16: Filtro pasa bajas.

Tabla 5.8: Contenido armónico de la señal.

Frecuencia	<i>SEP</i>	<i>FCL-RS</i>	<i>FCL-RSC</i>	<i>FCL-RSPC</i>	<i>FCL-DRC</i>	<i>FCL-ESDI</i>	<i>FCL-ESDP</i>
60	619	203	245	234	273	334	333
75	130	138	118	123	115	118	126
224		49					
239	157	154	128	138	135	132	147
409		58	56	63	62		
564	133	131	115	119	109	11	122

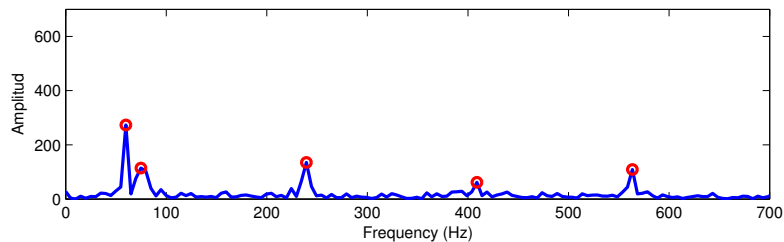
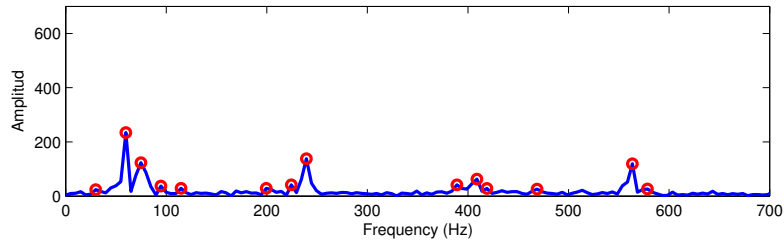
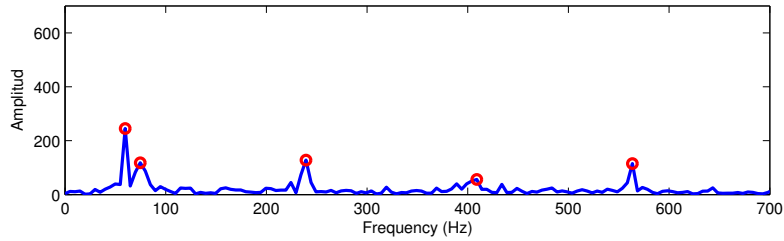
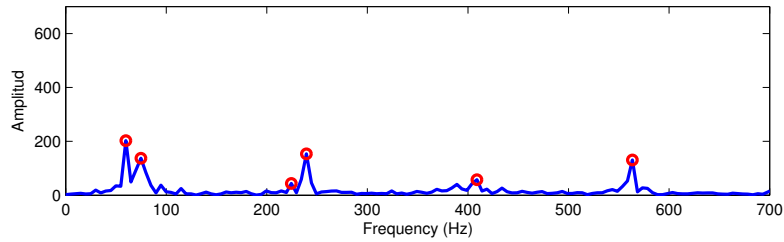
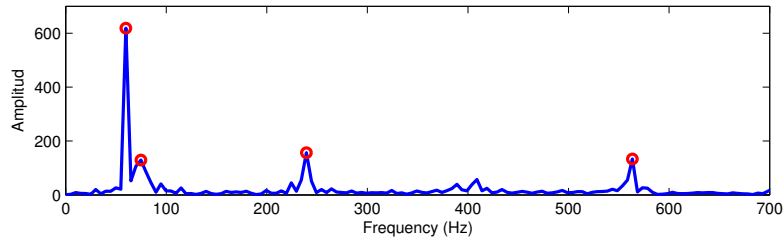


Figura 5.17: Análisis del contenido armónico con *FCL-R* a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, c) *FCL-RSC*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.

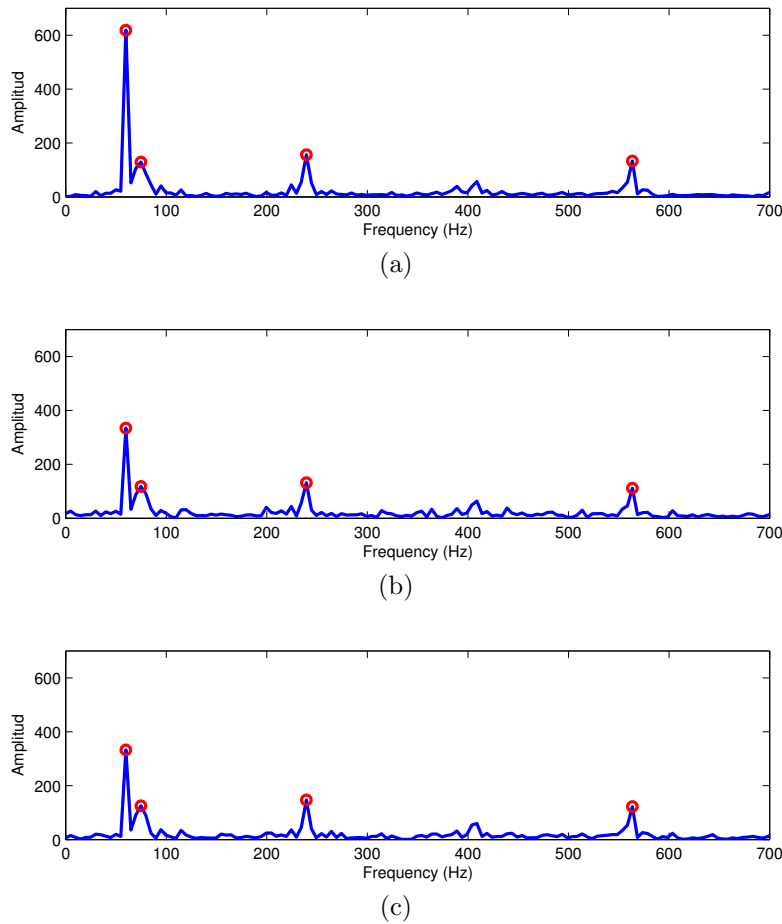


Figura 5.18: Análisis del contenido armónico con *FCL-ES* a) sin *FCL*, b) *FCL-ESDI*, c) *FCL-ESDP*.

5.3. Desempeño de la corriente de cortocircuito ante la presencia de *GD* en el sistema.

El estudio comparativo del impacto que tienen los diferentes limitadores presentados anteriormente en un sistema de distribución se llevó a cabo en el sistema que se muestra en la Figura 5.19 incorporando el parque eólico a mitad de la línea, siguiendo los mismos parámetros de análisis que en el estudio anterior cuando no existía fuente de *GD*.

En la Tabla 5.9 se muestran los valores máximos de corriente de cortocircuito en condiciones de demanda máxima y mínima del sistema de la Figura 5.19, el parque

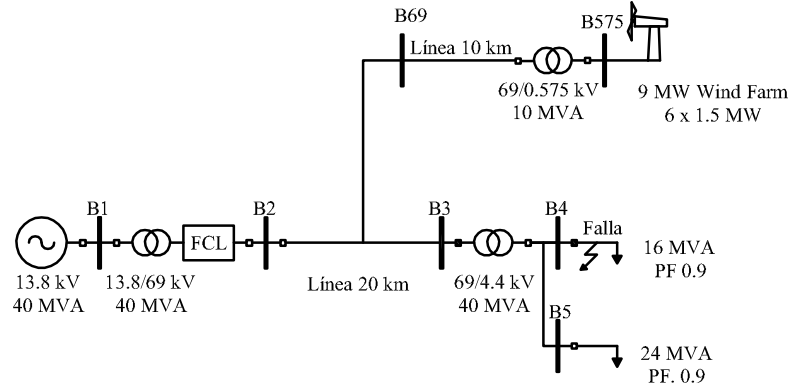


Figura 5.19: Diagrama unifilar del sistema de distribución con fuente de *GD*.

eólico que se agregó al sistema de distribución está compuesta de 6 aerogeneradores de 1.5MW de potencia cada uno conectados a través de una línea de 20km al sistema. Los aerogeneradores para este análisis son turbinas doblemente alimentadas.

Tabla 5.9: Comparación de Corriente de Corto Circuito *GD*.

Bus	Carga máxima <i>pu</i>	Carga mínima <i>pu</i>
B1	12.02	5.90
B2	12.07	6.70
B3	12.17	7.00
B4	12.11	6.30
B5	0.00	0.00
B575	1.02	2.20
B69	1.02	1.50

Como se aprecia en la Tabla 5.9, en un esquema de demanda máxima se tiene un valor de corriente de falla de aproximadamente 12 veces el valor de la corriente nominal, este valor de corriente de falla se reducirá hasta un valor aproximado de 8 veces el valor de la corrientes de falla. Se analizará 1) la forma de onda de la corriente, 2) el tiempo de operación del relevador de sobrecorriente, 3) el *TRV* en las terminales del interruptor

encargado de liberar la falla, 4) la duración de la caída de tensión en la línea no fallada y 5) el contenido armónico presente en las señales.

En la Figura 5.20, se muestra una comparación del comportamiento de la corriente de corto circuito cuando no hay *FCL* y con los diferentes modelos de limitadores resonantes en el sistema con la incorporación de la fuentes de *GD*. En la Figura 5.21, se presenta la comparación de la corriente de corto circuito cuando no hay *FCL* y con los diferentes modelos de limitadores de estado sólido en el sistema con fuentes de *GD*.

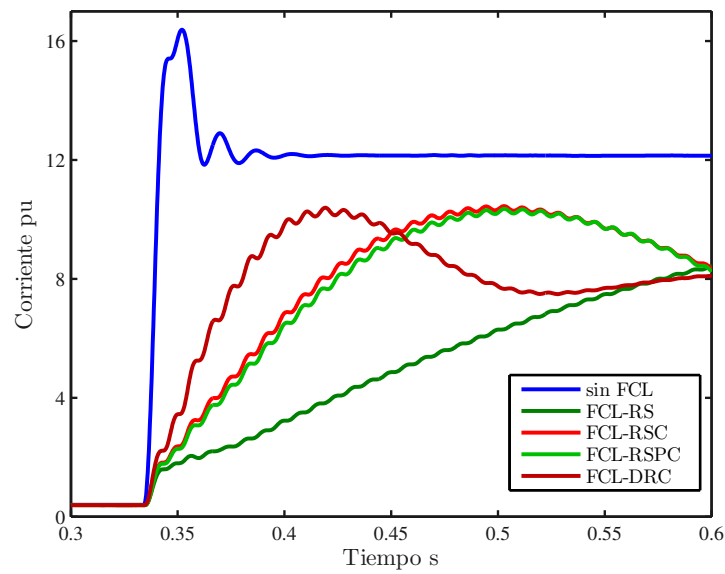


Figura 5.20: Corriente de falla en valores *rms* con *FCL-R*.

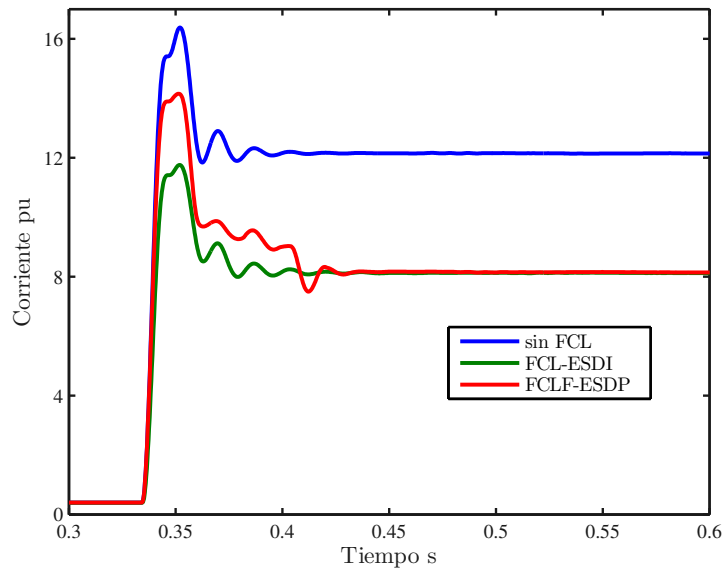


Figura 5.21: Corriente de falla en valores *rms* con *FCL-ES*.

5.3.1. Tiempo de Operación del Relevador

En las Tablas 5.10 y 5.11 se presenta el impacto de los *FCL* en los tiempos de operación del relevador ante condiciones de carga máxima y carga mínima en el sistema de distribución con la fuente de *GD*.

Tabla 5.10: Tiempos de operación carga máxima falla trifásica con *GD*.

Limitador	DIAL=1.0			DIAL=0.05		
	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$
sin <i>FCL</i>	0.66	0.96	0.30	0.03	0.33	0.30
<i>FCL-RS</i>	0.85	1.32	0.53	0.13	0.47	0.34
<i>FCL-RSC</i>	0.96	2.15	1.19	0.08	0.74	0.66
<i>FCL-RSPC</i>	1.02	2.56	1.53	0.08	0.88	0.80
<i>FCL-DRC</i>	0.90	1.87	0.97	0.06	0.64	0.58
<i>FCL-ESDI</i>	0.88	1.81	0.93	0.04	0.62	0.58
<i>FCL-ESDP</i>	0.87	0.88	0.01	0.03	0.30	0.27

Tabla 5.11: Tiempos de operación carga mínima falla bifásica con *GD*.

Limitador	DIAL=1.0			DIAL=0.05		
	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$	Principal $t_p(s)$	Backup $t_b(s)$	$t_b - t_p$
sin <i>FCL</i>	1.15	2.43	1.27	0.05	0.84	0.78
<i>FCL-RS</i>	1.34	2.87	1.53	0.16	0.99	0.83
<i>FCL-RSC</i>	- - -	- - -	- - -	3.62	- - -	- - -
<i>FCL-RSPC</i>	1.06	1.30	0.24	0.12	0.32	0.19
<i>FCL-DRC</i>	1.88	2.23	0.35	0.09	0.80	0.71
<i>FCL-ESDI</i>	1.54	4.03	2.48	0.07	1.39	1.32
<i>FCL-ESDP</i>	1.54	2.99	1.45	0.06	1.03	0.96

Como se puede apreciar en la Tabla 5.11, ante la presencia del limitador *FCL-RSC* en el sistema en condiciones de demanda mínima no se tiene operación del relevador de sobrecorriente con el dial en 1.0, debido a que los valores del limitador fueron propuestos para condiciones demanda máxima y al cambiar las condiciones del sistema a demanda mínima, el valor de la reactancia del *FCL* es tan grande que limita la corriente de corto circuito de tal manera que se comporta como si no hubiera falla en el sistema.

5.3.2. Comparación de *TRV*

En la Figuras 5.22 se muestra el *TRV* que se presenta en las terminales del interruptor encargado de liberar la falla en el sistema en demanda máxima ante la presencia de cada uno de los limitadores resonantes presentados anteriormente y la fuente de *GD*, en la Figura 5.23 se muestra el *TRV* que se presenta en el sistema en demanda máxima ante la presencia de los limitadores de estado sólido y la fuente de *GD*.

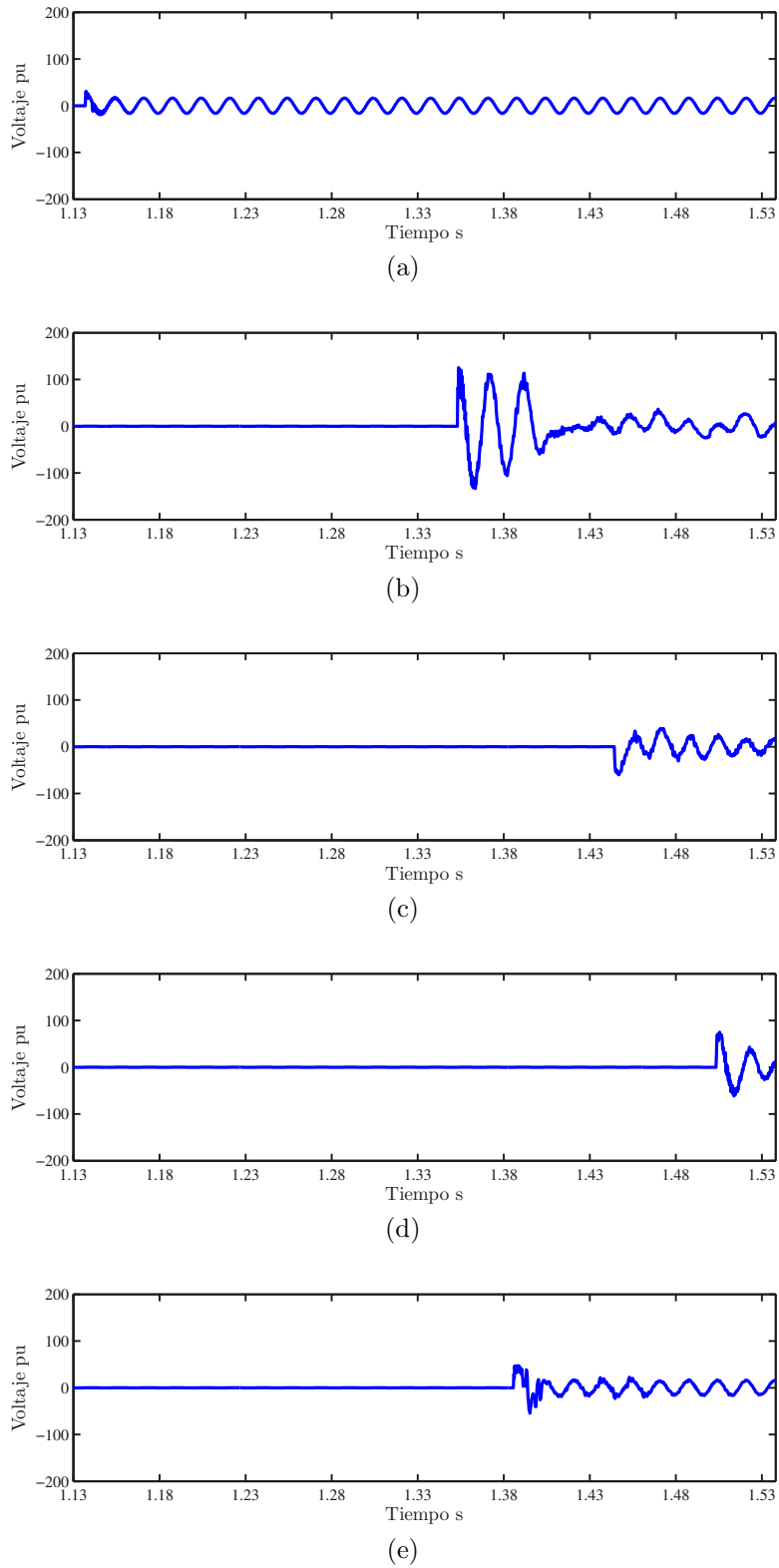


Figura 5.22: TRV ante la presencia de los FCL-R con GD a) sin FCL, b) FCL-RS, c) FCL-RSC, d) FCL-RSPC, e) FCL-DRC.

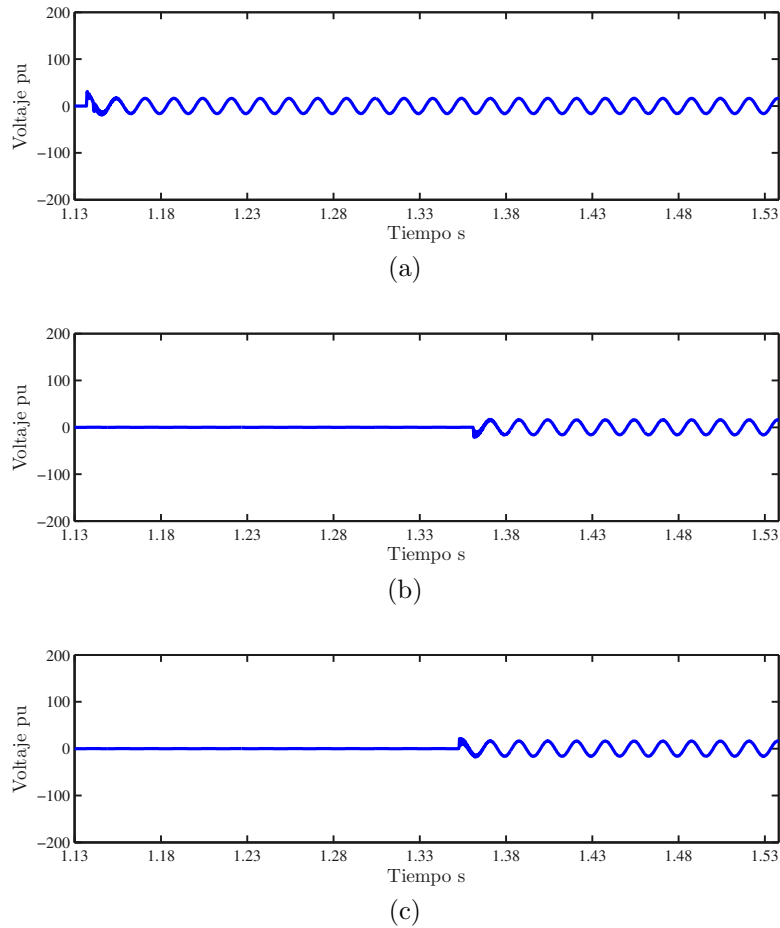
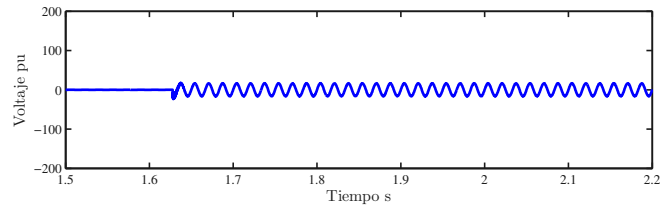
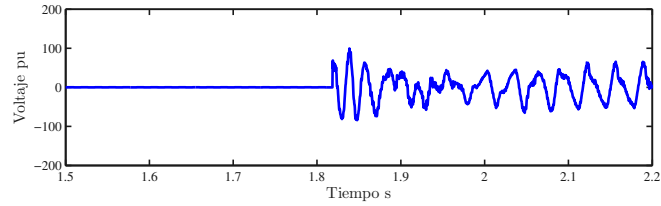


Figura 5.23: *TRV* ante la presencia de los *FCL-ES* con *GD* a) sin *FCL*, b) *FCL-ESDI*, c) *FCL-ESDP*.

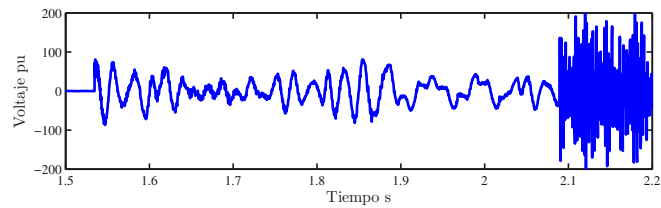
En las Figuras 5.24 se muestra el *TRV* en condiciones de demanda mínima ante la presencia de los limitadores resonantes y la fuente de *GD*, no se presenta el comportamiento del limitador *FCL-RSC* debido a que el relevador nunca operó ante esta condición, en la Figura 5.25 se muestra el *TRV* que se presenta en el sistema ante la presencia los limitadores de estado sólido y la fuente de *GD*.



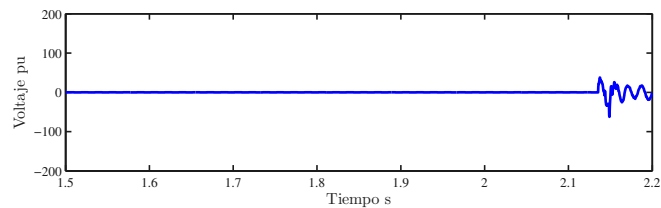
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 5.24: *TRV* ante la presencia de los *FCL-R* con *GD* a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.

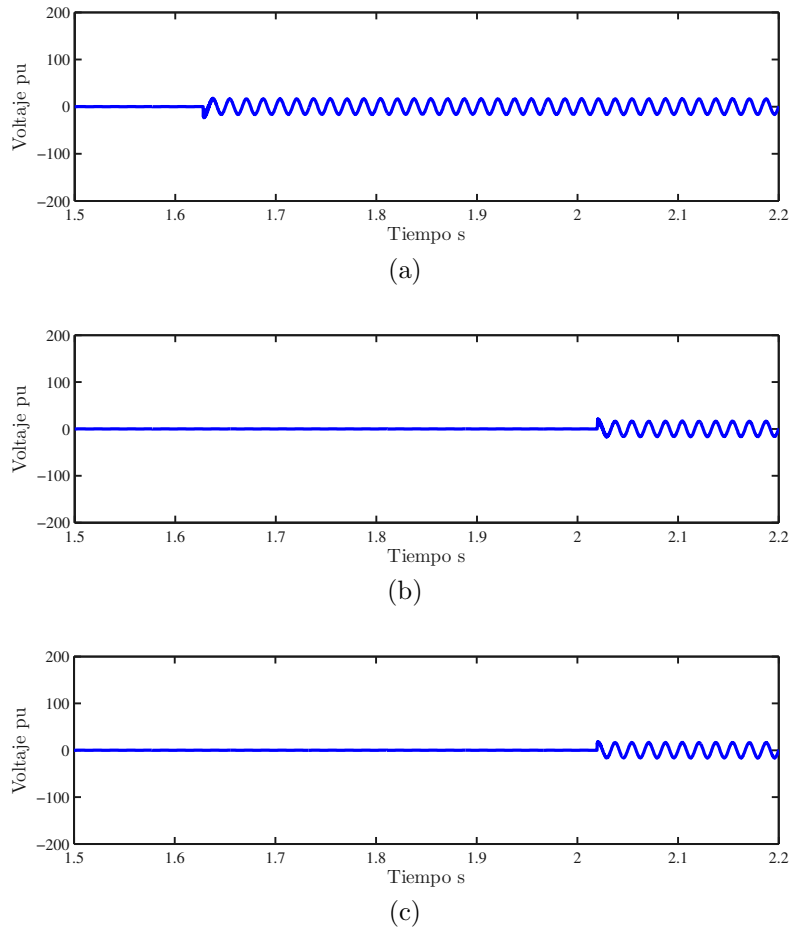


Figura 5.25: *TRV* ante la presencia de los *FCL-ES* con *GD* a) sin *FCL*, b) *FCL-ESDI*, c) *FCL-ESDP*.

5.3.3. Caída de Tensión

En las Tablas 5.12 y 5.13 se presenta la duración de la caída de tensión en la línea de carga de 24 MVA y la diferencia en tiempo respecto con el sistema que no tiene *FCL*, mostrando una comparación entre las condiciones de carga máxima y carga mínima. El tiempo de operación del relevador se incrementa debido a la reducción en la magnitud de la corriente de falla, lo que da como consecuencia un incremento en la duración de la caída de tensión.

Tabla 5.12: Comparación de caída de tensión, *dial* 1.0.

Limitador	Carga Máxima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia	Carga Mínima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia
sin <i>FCL</i>	667		1158	
<i>FCL-RS</i>	857	28 %	1342	16 %
<i>FCL-RSC</i>	966	45 %	- - -	- - -
<i>FCL-RSPC</i>	1029	54 %	1061	-8 %
<i>FCL-DRC</i>	908	36 %	1885	63 %
<i>FCL-ESDI</i>	885	33 %	1548	34 %
<i>FCL-ESDP</i>	877	31 %	1547	34 %

Tabla 5.13: Comparación de caída de tensión, *dial* 0.05.

Limitador	Carga Máxima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia	Carga Mínima Tiempo (<i>ms</i>)	Diferencia
sin <i>FCL</i>	34		55	
<i>FCL-RS</i>	134	40 %	162	195 %
<i>FCL-RSC</i>	82	29 %	3628	6496 %
<i>FCL-RSPC</i>	85	31 %	128	133 %
<i>FCL-DRC</i>	62	4 %	95	73 %
<i>FCL-ESDI</i>	41	4 %	71	29 %
<i>FCL-ESDP</i>	37	2 %	67	22 %

5.3.4. Contenido armónico

Uno de los efectos secundarios de la incorporación de los *FCL* al sistema es la generación de armónicos en la señal. El contenido armónico se analizó en cada uno de los buses del sistema al momento que ocurre la falla, debido a que en ese instante está operando el *FCL*. En este trabajo de tesis se considera un contenido armónico del 5 % del valor de la fundamental, en la Figura 5.26, se muestra la señal original de voltaje en el bus B3 y la señal filtrada con la utilización del filtro pasa bajas con el fin de eliminar las altas frecuencia. En la Tabla 5.14, se muestra en forma tabular las frecuencias obtenidas así como la magnitud en cada uno de los limitadores analizados

en este trabajo. Cabe mencionar que solo se muestran los valores obtenidos en el bus B3, que es donde se presento el mayor contenido armónico, ya que en los otros buses solo se tenía el valor de la fundamental, razón por la cual no se presentan esos valores. En la Figura 5.27 se muestra el espectro de las señales con limitadores resonantes y en la Figura 5.28 se aprecia el espectro de estas señales con cada uno de los limitadores de estado sólido.

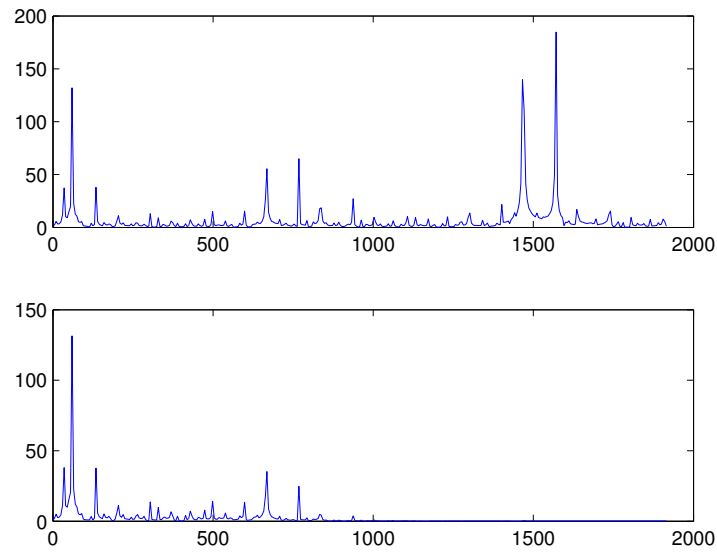
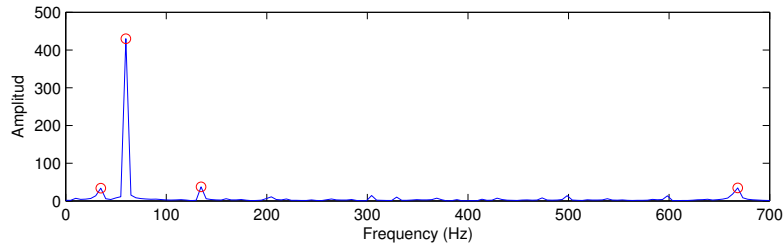


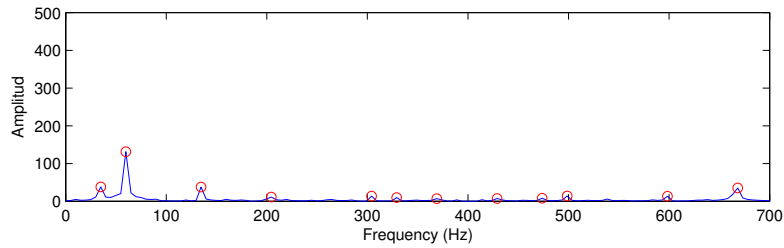
Figura 5.26: Comparación de señales.

Tabla 5.14: Contenido armónico.

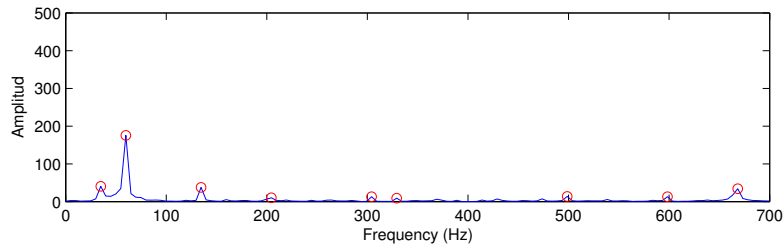
Frecuencia	SEP	FCL-RS	FCL-RSC	FCL-RSPC	FCL-DRC	FCL-ESDI	FCL-ESDP
35	34	38	40	41	32	32	35
60	430	131	175	165	218	214	213
135	37	38	37	38	38	36	38
204		11	10	10			11
304		14	13	13	14	12	13
329		10	9	9			
369		7					
429		7					
474		8					
500		14	14	14	14	14	14
600		13	13	13	13	12	13
668	35	35	34	35	34	33	35



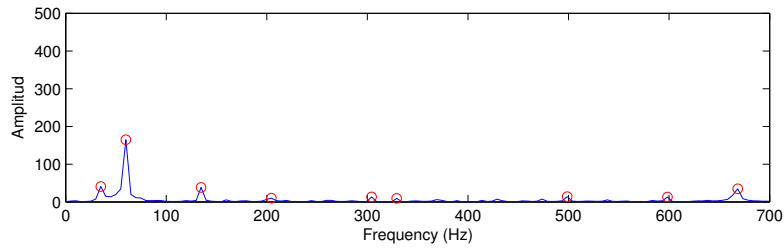
(a)



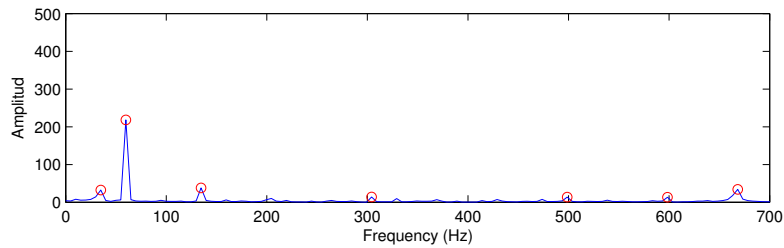
(b)



(c)



(d)



(e)

Figura 5.27: Análisis del contenido armónico en el PCC con *FCL-R* y *GD* a) sin *FCL*, b) *FCL-RS*, c) *FCL-RSC*, d) *FCL-RSPC*, e) *FCL-DRC*.

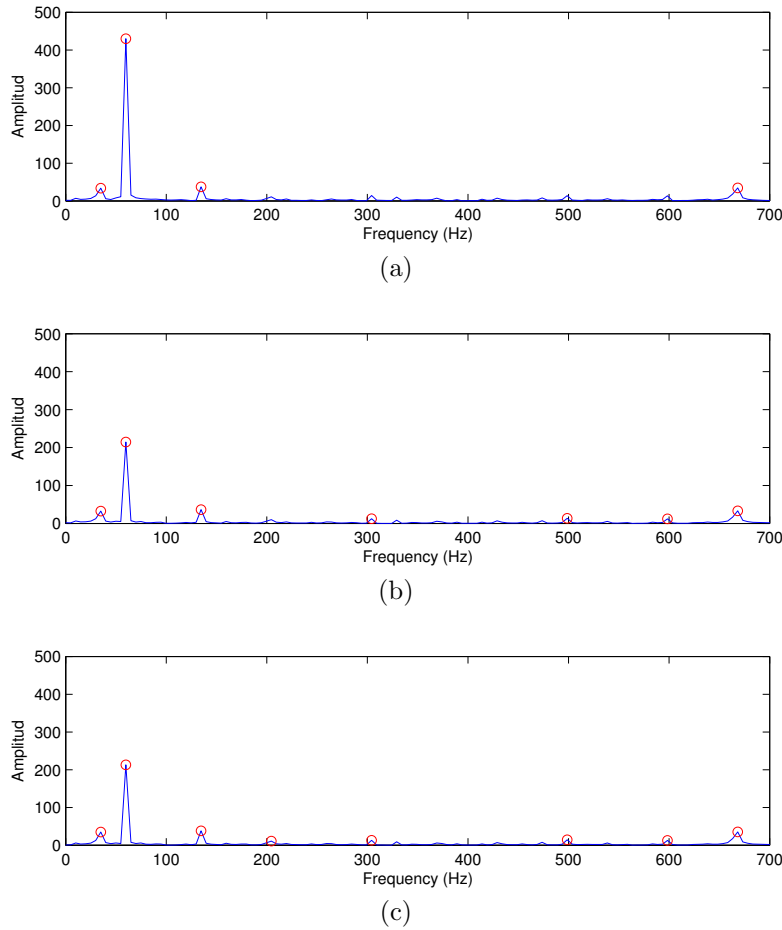


Figura 5.28: Análisis del contenido armónico en el PCC con *FCL-ES* con *GD* a) sin *FCL*, b) *FCL-ESDI*, c) *FCL-ESDP*.

5.4. Sistema de 30 Nodos

En la Figura 5.29, se muestra el sistema de 30 nodos de la IEEE, a este sistema se le agregarón 3 parques eólicos, cada una con una capacidad de 30 MVAs, cada parque cuenta con 20 aerogeneradores de 1.5 MVA cada uno. Estos parques eólicos están ubicadas en los nodos 10, 23 y 27, conectadas al sistema a través de un transformador y una línea de transmisión con una longitud de 30 km.

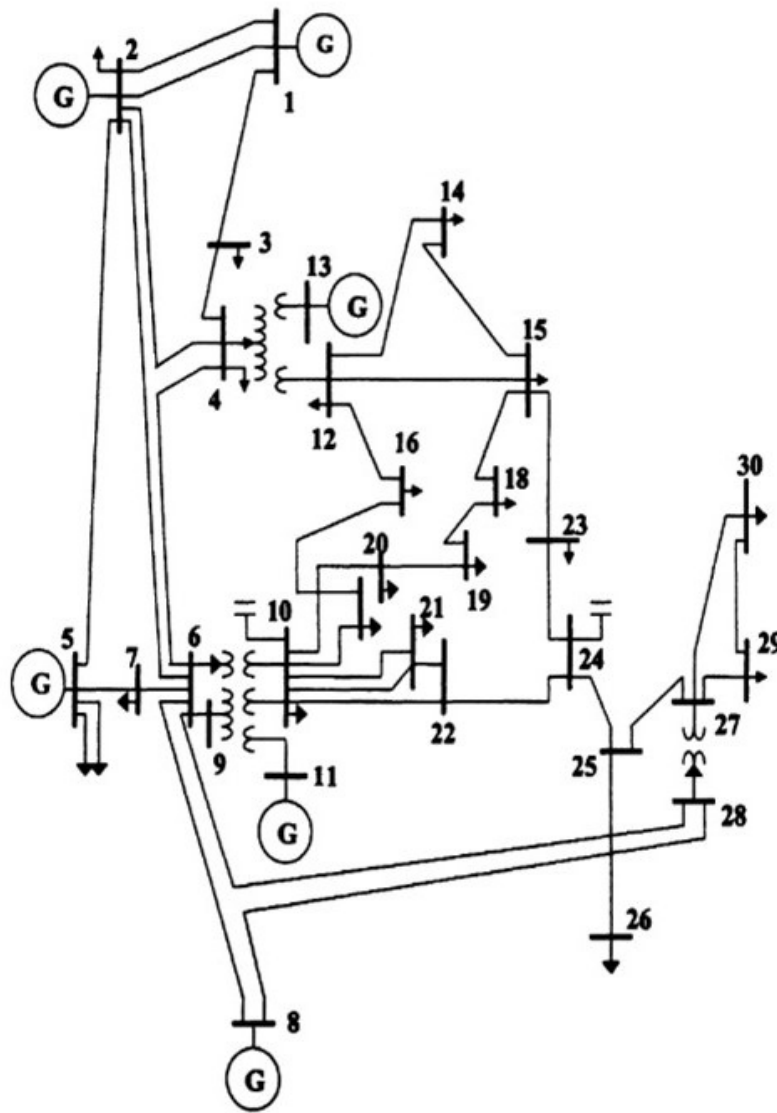


Figura 5.29: Sistema de 30 nodos de la IEEE.

En la Figura 5.30, se muestra el perfil de voltaje de los 30 buses del sistema de prueba base los 30 nodos y la adición de los parques eólicos en los buses antes mencionados, cabe mencionar que las fuentes de GD son medidas y se grafican como los buses 32, 33 y 34 respectivamente y éstas tienen un aporte de aproximadamente del 85% de su capacidad, el bus 31 se incluyó para medir la corriente de falla. Asimismo, en la Figura

5.31, se muestra el perfil de corrientes, y se aprecia en el bus 31 que se tiene un valor de cero de corriente debido a que el sistema se encuentra en estado estable.

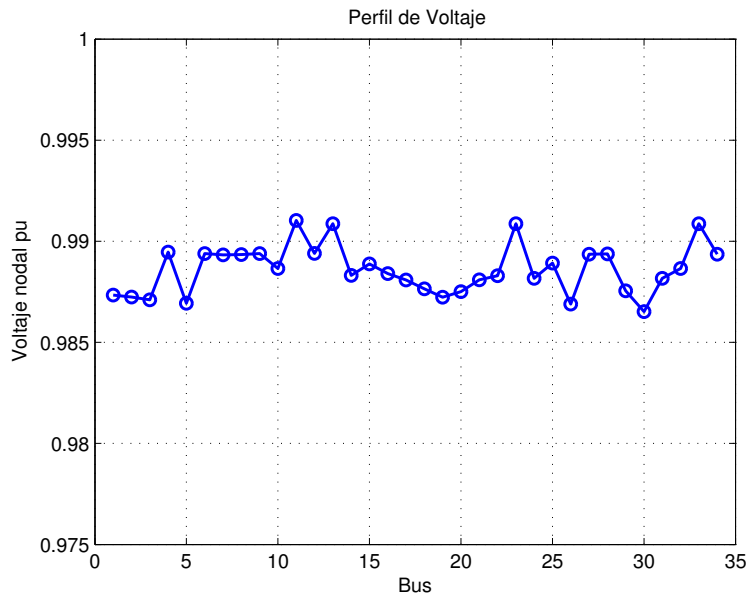


Figura 5.30: Perfil de voltaje del sistema de prueba en estado estable.

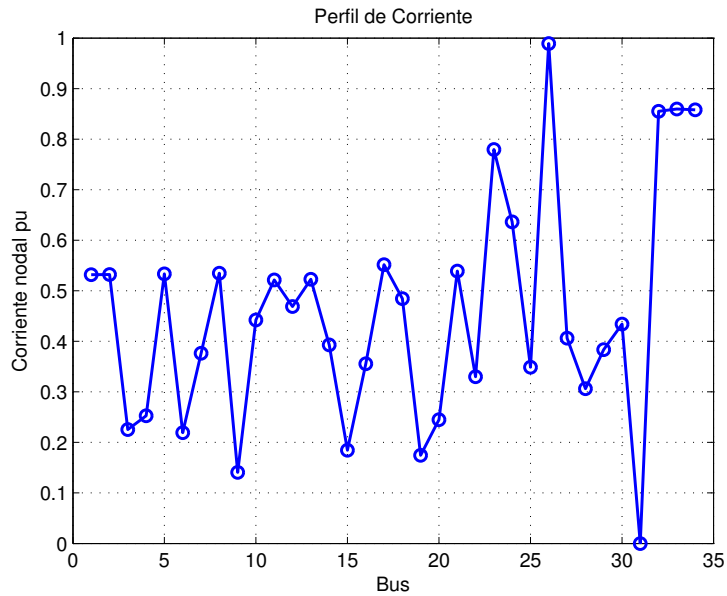


Figura 5.31: Perfil de corrientes del sistema de prueba en estado estable.

Al sistema de prueba se le aplica una falla trifásica sólida a tierra en el bus 24, como se aprecia en la Figura 5.32 produciendo los perfiles de voltaje y corriente que se muestran en las Figuras 5.33 y 5.34. Se puede apreciar que en el bus 24, donde ocurre la falla el voltaje cae a cero y la corriente de falla alcanza un valor aproximado de 50 pu, en el bus 31 que es el que está midiendo la falla se llega a tener un valor aproximado de 95 pu y esto es debido a las corrientes que se tienen por las ramas adyacentes.

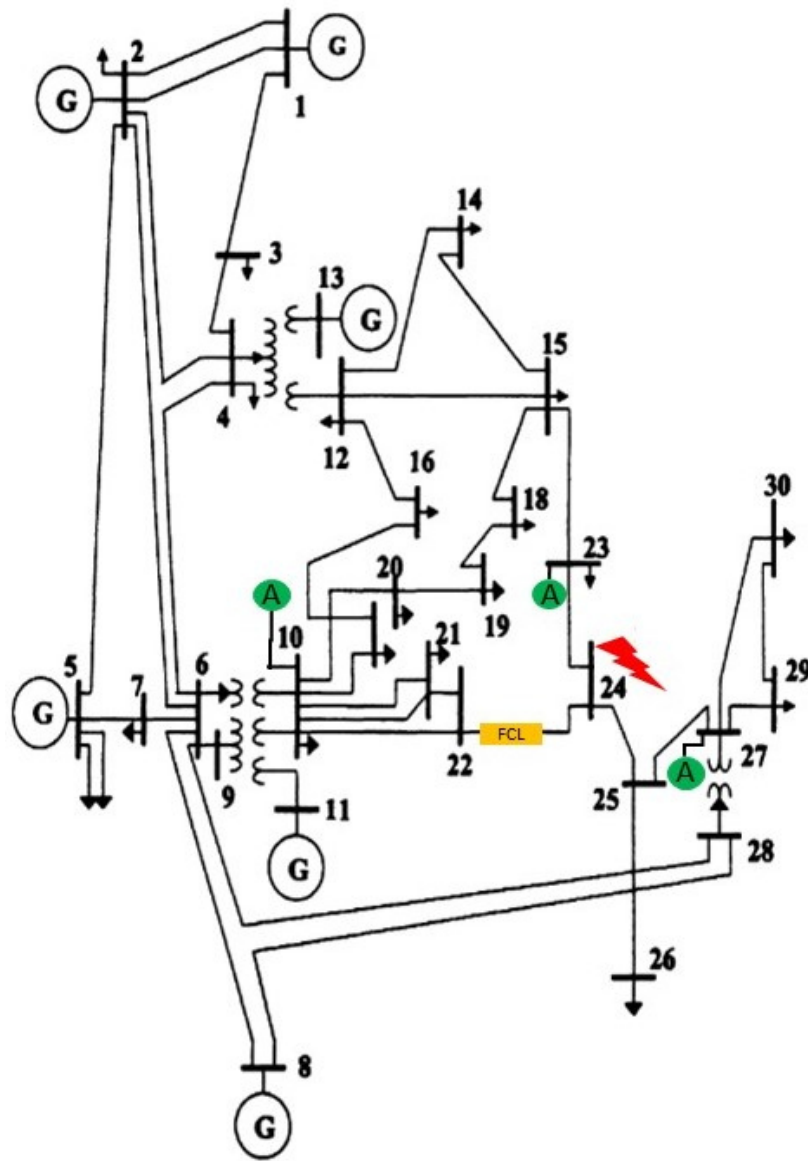


Figura 5.32: Sistema de 30 nodos de la IEEE con *GD*; se muestra la ubicación del *FCL*.

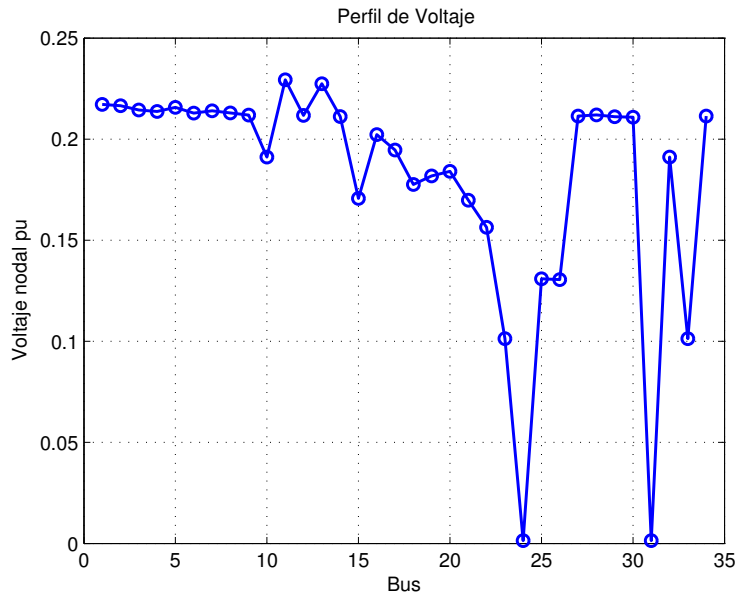


Figura 5.33: Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla.

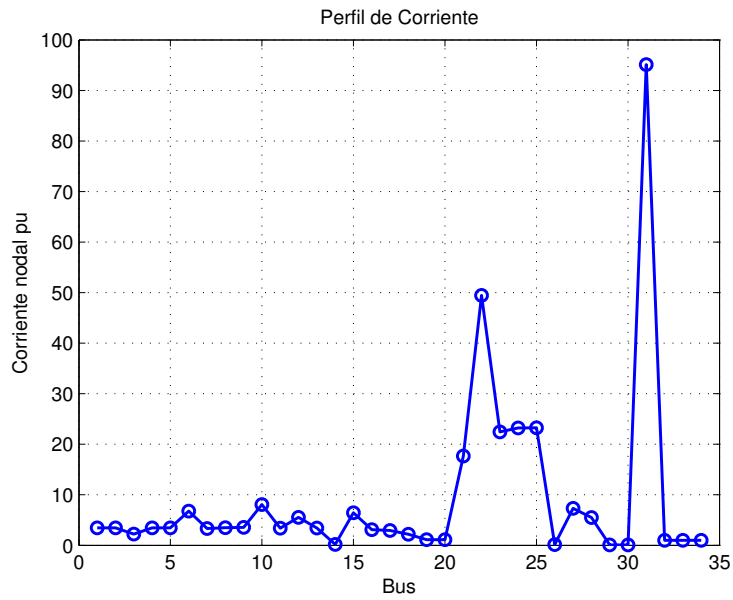


Figura 5.34: Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla.

Debido a que el bus 24, donde se aplica la falla alcanza valores críticos de corriente de falla poniendo en riesgo el equipo primario, se incorporará un limitador de corriente de falla y con ello reducir el valor de corriente una tercera parte de su valor máximo de corriente de cortocircuito. El limitador utilizado en este sistema es el *FCL-ESDP*, el dimensionamiento de este se llevó a cabo como se describió en capítulos anteriores.

El limitador se coloca en el bus 22 por que es el nodo con mayor aporte de corriente de falla, en las Figuras 5.35 y 5.36 se muestra el comportamiento de voltaje y corriente con el limitador incorporado en el sistema en modo de falla.

Se puede apreciar que a pesar que se dio un dimensionamiento al limitador para reducir una tercera parte su valor de corriente de falla, este no se redujo al valor deseado si no únicamente un 16%, y esto es debido a que se tiene contribución al punto de falla por otras ramas, asimismo, es importante mencionar que aunque hay buses en los que la corriente de falla se reduce, hay otros buses que se ven afectados de manera negativa al incrementar su valor de corriente de cortocircuitos en comparación cuando no se encontraba presente el *FCL* en el sistema, así como es notable apreciar una mejora en el perfil de voltaje del sistema ante la presencia del limitador.

Debido a este hecho y a que únicamente se encuentra un limitador en el sistema para reducir la corriente de falla en el punto dado, se analizó el sistema incrementando el valor del inductor L respecto al valor obtenido en el análisis del dimensionamiento inicial, obteniendo los resultados que se muestran en las Figuras 5.37 y 5.38.

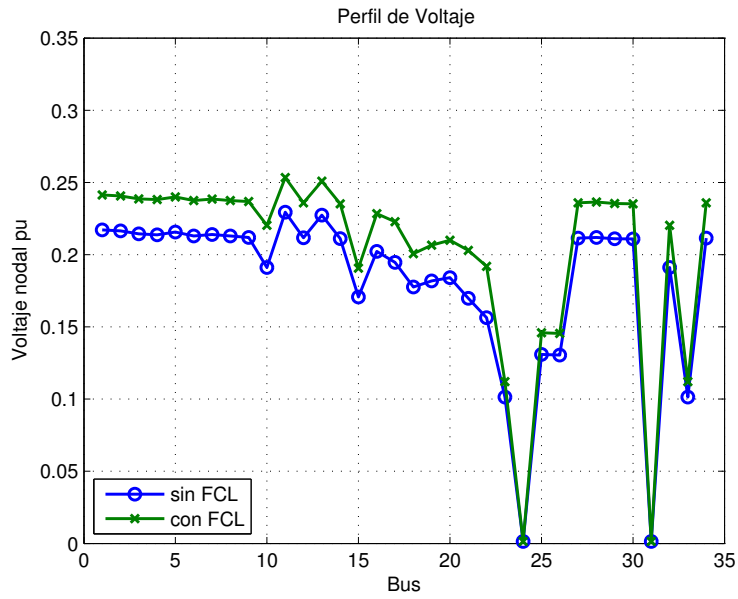


Figura 5.35: Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla con limitador.

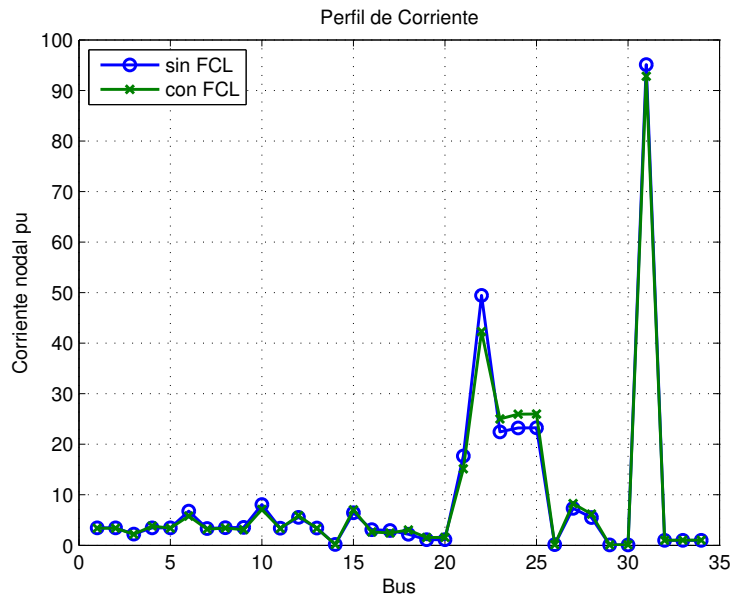


Figura 5.36: Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla con limitador.

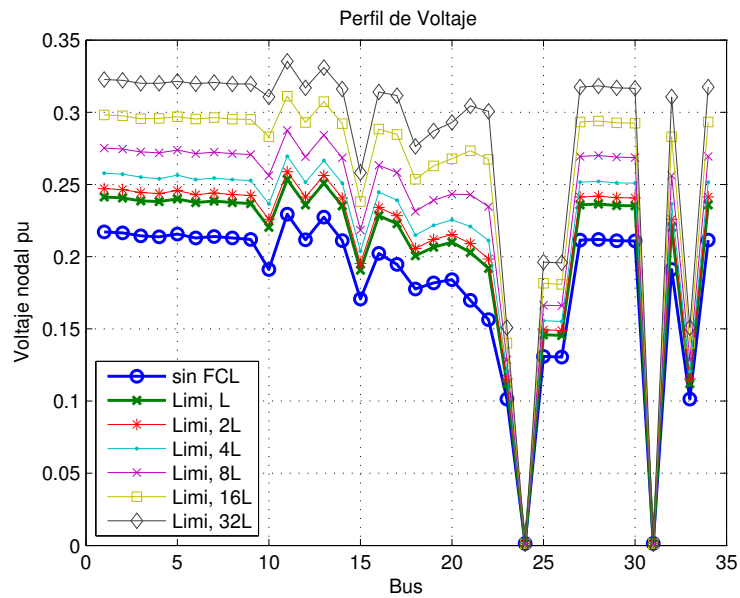


Figura 5.37: Perfil de voltaje del sistema de prueba en falla con *FCL* de distinta impedancia.

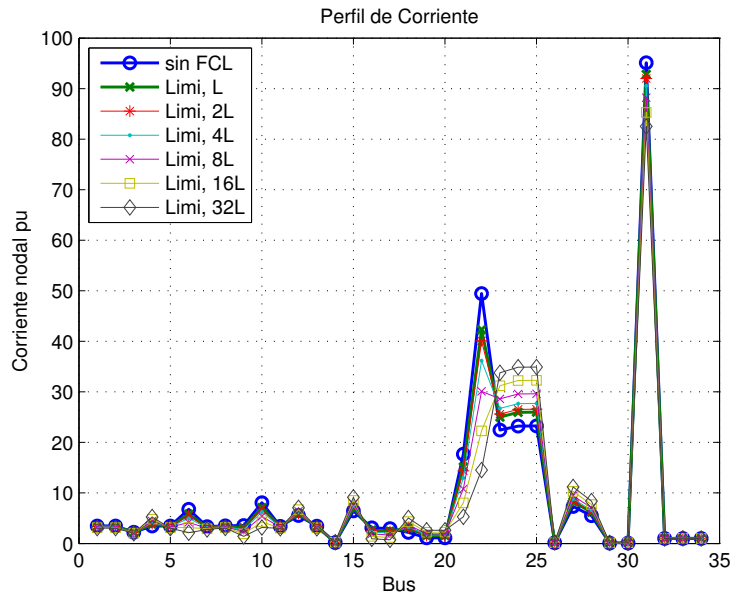


Figura 5.38: Perfil de corrientes del sistema de prueba en falla con *FCL* de distinta impedancia.

Aquí se puede apreciar que conforme se incrementa el valor de reactancia del limitador el comportamiento del perfil de voltajes se mejora, sin embargo, en el perfil de corriente se hay buses donde el valor de la corriente de falla se reduce como es el caso del bus 22, pero hay otros en los que resulta un caso opuesto, es decir, este valor de corriente se incrementa gradualmente resultando en la afectación de otros buses. En la Figura 5.39, se muestra un acercamiento de los buses beneficiados y afectados ante el limitador y el comportamiento gradual que se tiene ante los diferentes valores de reactancia.

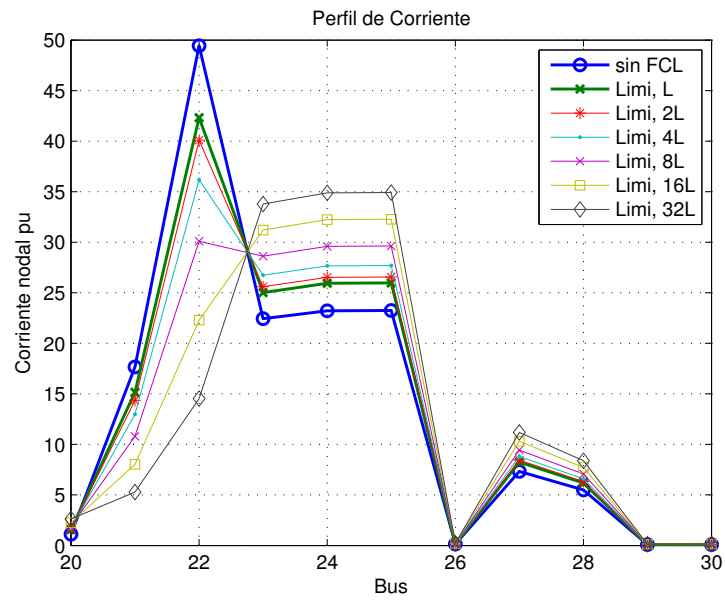


Figura 5.39: Nodos afectados negativamente por la incorporación del *FCL*.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los principios de operación de los diferentes limitadores presentados en este trabajo de tesis presentan diferentes respuestas dinámicas, la ponderación de estas diferencias se ve reflejado en la respuesta de la corriente de falla. Los *FCL* son dimensionados a los valores máximos de corriente de corto circuito, sin embargo, en condiciones de carga mínima se puede presentar una sobrelimitación que incremente los tiempos de liberación de falla y que degrade la calidad de voltaje de la red eléctrica. Así, como el dimensionamiento de los *FCL* debe ser definido en base al efecto que se tiene en la red eléctrica, el valor final de la corriente de corto circuito no debe comprometer la operación de los interruptores de potencia, la operación de las protecciones y la calidad de la energía de la red, principalmente en condiciones de demanda mínima. Los costos asociados con la desconexión de cargas sensibles por caídas de tensión pronunciadas deben ser ponderadas.

Al conectar un limitador a la red eléctrica es importante evaluar los tiempos de operación de los relevadores, para el elemento instantáneo es necesario adicionar un retardo de tiempo intencional para los *FCL* de estado sólido, para relevadores de tiempo inverso debe ser evaluado el uso de palancas de tiempo con valores mínimos de 0.05, ya que existe variación apreciable en sus tiempos de operación dependiendo del tipo de *FCL*, para diales de 0.5 esta diferencia no es tan representativa razón por la cuál no

fué evaluada está propuesta.

La incorporación de las fuentes de *GD* en los sistemas de distribución es cada vez más frecuente por lo que su impacto en la calidad de la energía debe ser evaluada con el fin de incentivar su uso y controlar los efectos que causan.

6.1. Aportaciones de los resultados obtenidos

Las principales contribuciones de este trabajo de investigación son:

1. Se analizaron cuatro diferentes modelos de limitadores resonantes.
2. Se analizaron dos diferentes modelos de limitadores de estado sólido.
3. Se presenta la metodología para el dimensionamiento de los limitadores resonantes.
4. Se analizaron aspectos contemplados por el CIGRE-WGA en el impacto de los limitadores como son:
 - Sistemas de protecciones de sobrecorriente.
 - *TRV*.
 - Caída de voltaje.
 - Contenido armónico.
5. Se analizó el impacto que se tiene ante la presencia de fuentes de *GD* en una red radial y un sistema anillado.

6.2. Trabajo futuro

En base a los resultados obtenidos las recomendaciones para trabajos futuros en esta área son:

- Analizar el impacto que se tiene con los diferentes *FCL* mostrados en este trabajo de tesis en redes más complejas.

- Analizar los valores máximos de limitación de corriente en redes más complejas con los diferentes limitadores.
- Evaluar el grado de penetración de las fuentes de GD en una red más compleja.
- Proponer el diseño de limitadores autoajustables que se adapten a las necesidades del sistema en la limitación de la corriente de falla.
- Utilizar análisis de optimización para la ubicación óptima tanto de fuentes de GD como de los limitadores con el fin de reducir el impacto que se tiene en los valores de corriente de cortocircuito.
- Realizar un estudio de coordinación de las protecciones en un sistema complejo así como la evaluación del impacto que se tiene en el TRV, caída de tensión y contenido armónico ante la presencia de estos dispositivos en la red.

APÉNDICE A

Esquemas de protección en redes de distribución

La corriente es la variable más utilizada en la detección de fallas en el sistema eléctrico, debido al incremento en su magnitud cuando se presenta uno de estos eventos. Se define como sobrecorriente a cualquier valor que excede el valor de la corriente nominal en la operación de un dispositivo. El objetivo principal de los sistemas de protecciones es aislar instantáneamente del resto del sistema cualquier dispositivo sujeto a una sobrecorriente que pueda causar que se modifique el estado estable del sistema [116].

El relevador de sobrecorriente es el principio de protección más simple y efectivo debido a que solo utiliza la magnitud de la corriente como indicador de falla [93]. Su tiempo de operación varía inversamente con la magnitud de la corriente, su operación por tanto, esta definida por curvas *tiempo-corriente*. El tiempo de operación del relevador es definido por el dial para garantizar la coordinación con otras protecciones, el objetivo es tener la secuencia de operación correcta en caso de presentarse la no operación de una protección primaria. Además el tiempo de operación es altamente dependiente de la corriente de arranque I_{pickup} , para valores altos de ajuste, situación muy frecuente en sistemas eléctricos con alta cargabilidad, el tiempo del relevador será mayor. En A.1,

se presenta la expresión analítica según el estándar de la IEEE Std. C37.112-1996 [22].

$$t = \left[\frac{A}{\left(\frac{I_{sc}}{I_{pickup}}\right)^p - 1} + B \right] * dial \quad (A.1)$$

donde:

t	tiempo de disparo
I_{sc}	corriente de cortocircuito
I_{pickup}	corriente de arranque de la protección
$dial$	palanca de tiempo
A, B, p	constantes dadas por el tipo de curva

La **Corriente de corto circuito** (I_{sc}), es la magnitud de la corriente de entrada al relevador de sobrecorriente, la **Corriente de arranque** (I_{pickup}), se define como el valor a partir del cual el relevador operará, por lo general es entre un valor 1.25 y 2 veces el valor de la corriente nominal [42] y la **Palanca de tiempo** ($dial$), es el $dial$ en un relevador de sobrecorriente es un control que permite ajustar el tiempo de disparo del relevador a un valor de corriente específico. En relevadores electromecánicos, el $dial$ representa la distancia de viaje del disco.

Cuando $I_{sc} > I_{pickup}$ el tiempo de operación es positivo, por lo tanto el relevador operará, mientras la magnitud de I_{sc} sea mucho mayor que I_{pickup} el tiempo de operación del relevador será menor. Asimismo, cuando $I_{sc} < I_{pickup}$ se obtiene un tiempo de operación negativo, por lo que el relevador no operará ante este valor de corriente. Los valores de las constantes características para cada tipo de curva definidas por el *IEEE* se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1: Constantes de las curvas estandarizadas

Tipo de curva	A	B	p
Moderadamente inversa (<i>MI</i>)	0.0515	0.1140	0.02
Muy inversa (<i>VI</i>)	19.61	0.4910	2.00
Extremadamente inversa (<i>EI</i>)	28.2	0.1217	2.00

En este trabajo de tesis se presenta la coordinación entre dos relevadores con curva muy inversa, ubicados en el bus B5 como protección primaria y en el bus B3 como

protección de respaldo como se aprecia en la Figura 3.12. Una coordinación es adecuada cuando el tiempo de operación entre la protección primaria y la protección de respaldo es igual o mayor al Intervalo de Tiempo de Coordinación (*CTI*, por sus siglas en inglés) como se muestra en A.2. El *CTI* puede tomar valores entre 0.2 – 0.5s, para este trabajo de tesis el valor de *CTI* utilizado es de 0.3s.

$$t_r = t_p + CTI \quad (A.2)$$

APÉNDICE B

Datos del sistema de prueba de 30 buses de la IEEE

El sistema de 30 nodos se muestra en el Figura [B.1](#). Los datos del sistema fueron tomados de [\[1\]](#), los datos de generación, carga y de las líneas de transmisión se muestran en las Tablas [B.1](#), [B.2](#) y [B.3](#). Los datos están sobre un valor base de 100 MVA.

APÉNDICE B. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BUSES DE LA IEEE122

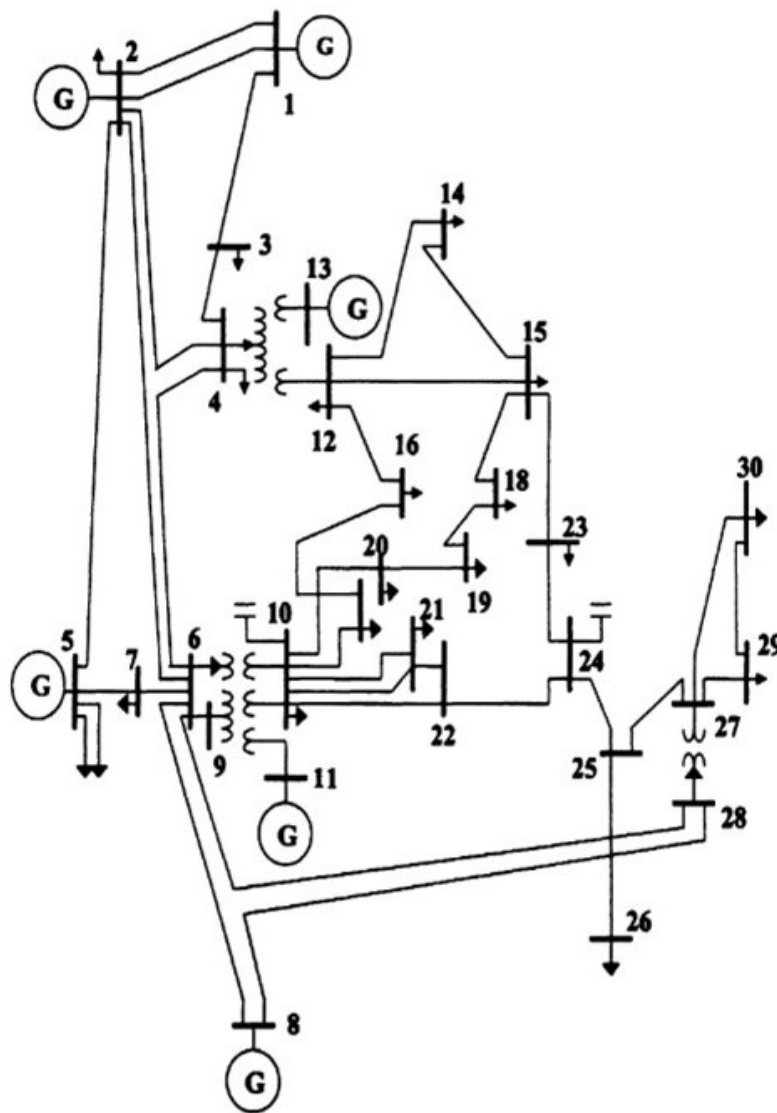


Figura B.1: Sistema de 30 nodos de la IEEE.

En las Figuras B.2, B.3, B.4 y B.5 se muestra un acercamiento de los buses en el sistema de la IEEE con los parques eólicos y la ubicación del FCL en el sistema, todo el análisis se llevó a cabo en la plataforma de Simulink.

APÉNDICE B. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BUSES DE LA IEEE123

Tabla B.1: Datos de generación.

Gen. No.	Bus No.	P^{min} MW	P^{max} MVA	Q^{min} MW	Q^{max} MVA
1	1	50.00	200.00		
2	2	20.00	80.00	-20.00	100.00
3	5	15.00	50.00	-15.00	80.00
4	8	10.00	35.00	-15.00	60.00
5	11	10.00	30.00	-10.00	50.00
6	13	12.00	40.00	-15.00	60.00

Tabla B.2: Datos de carga.

Bus No.	Carga		Bus No.	Carga	
	P(MW)	Q(MVA)		P(MW)	Q(MVA)
1	0.00	0.00	16	3.50	1.80
2	21.00	12.70	17	9.00	5.80
3	2.40	1.20	18	3.20	0.90
4	7.60	1.60	19	9.50	3.40
5	94.20	19.00	20	2.20	0.70
6	0.00	0.00	21	17.50	11.20
7	22.80	10.90	22	0.00	0.00
8	30.00	30.00	23	3.20	1.60
9	0.00	0.00	24	8.70	6.70
10	5.80	2.00	25	0.00	0.00
11	0.00	0.00	26	3.50	2.30
12	11.20	7.50	27	0.00	0.00
13	0.00	0.00	28	0.00	0.00
14	6.20	1.60	29	2.40	0.90
15	8.20	2.50	30	10.60	1.90

APÉNDICE B. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BUSES DE LA IEEE124

Tabla B.3: Datos de las líneas de transmisión.

Línea No.	Del Bus	Al Bus	Impedancia serie		1/2 Susceptancia (pu)	Posición Tap	Potencia MVA
			R	X			
1	1	2	0.0192	0.0575	0.0264	-	130
2	1	3	0.0452	0.1852	0.0204	-	130
3	2	4	0.0570	0.1737	0.0184	-	65
4	3	4	0.0132	0.0379	0.0042	-	130
5	2	5	0.0472	0.1983	0.0209	-	130
6	2	6	0.0581	0.1763	0.0187	-	65
7	4	6	0.0119	0.0414	0.0045	-	90
8	5	7	0.0460	0.1160	0.0102	-	70
9	6	7	0.0267	0.0820	0.0085	-	130
10	6	8	0.0120	0.0420	0.0045	-	32
11	6	9	0.0000	0.2080	0.0000	1.0155	65
12	6	10	0.0000	0.5560	0.0000	0.9629	32
13	9	11	0.0000	0.2080	0.0000	-	65
14	9	10	0.0000	0.1100	0.0000	-	65
15	4	12	0.0000	0.2560	0.0000	1.0129	65
16	12	13	0.0000	0.1400	0.0000	-	65
17	12	14	0.1231	0.2559	0.0000	-	32
18	12	15	0.0662	0.1304	0.0000	-	32
19	12	16	0.0945	0.1987	0.0000	-	32
20	14	15	0.2210	0.1997	0.0000	-	16
21	16	17	0.0824	0.1932	0.0000	-	16
22	15	18	0.1070	0.2185	0.0000	-	16
23	18	19	0.0639	0.1292	0.0000	-	16
24	19	20	0.0340	0.0680	0.0000	-	32
25	10	20	0.0936	0.0209	0.0000	-	32
26	10	17	0.0324	0.0845	0.0000	-	32
27	10	21	0.0348	0.0749	0.0000	-	32
28	10	22	0.0727	0.1499	0.0000	-	32
29	21	22	0.0116	0.0236	0.0000	-	32
30	15	23	0.1000	0.2020	0.0000	-	16
31	22	24	0.1150	0.1790	0.0000	-	16
32	23	24	0.1320	0.2700	0.0000	-	16
33	24	25	0.1885	0.3292	0.0000	-	16
34	25	26	0.2544	0.3800	0.0000	-	16
35	25	27	0.1093	0.2087	0.0000	-	16
36	28	27	0.0000	0.3690	0.0000	0.9581	65
37	27	29	0.2198	0.4153	0.0000	-	16
38	27	30	0.3202	0.6027	0.0000	-	16
39	29	30	0.2399	0.4533	0.0000	-	16
40	8	28	0.0636	0.2000	0.0428	-	32
41	6	28	0.0169	0.0599	0.0065	-	32

APÉNDICE B. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BUSES DE LA IEEE125

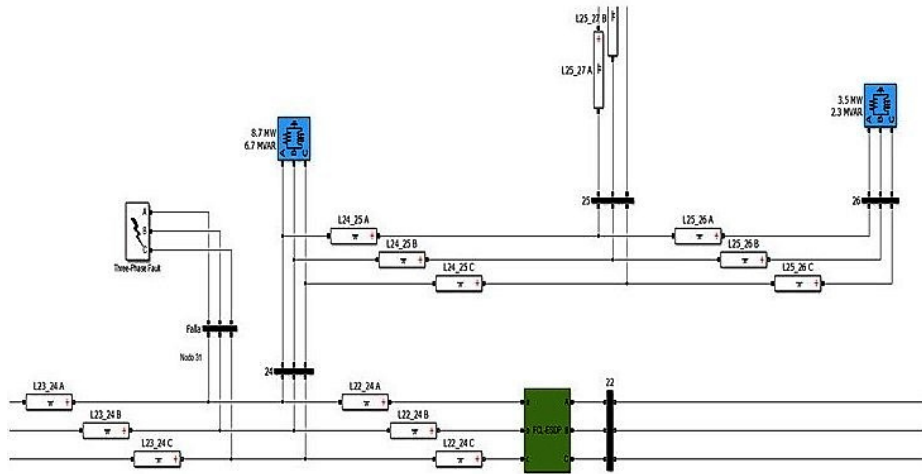


Figura B.2: Ubicación FCL en sistema IEEE, Simulink.

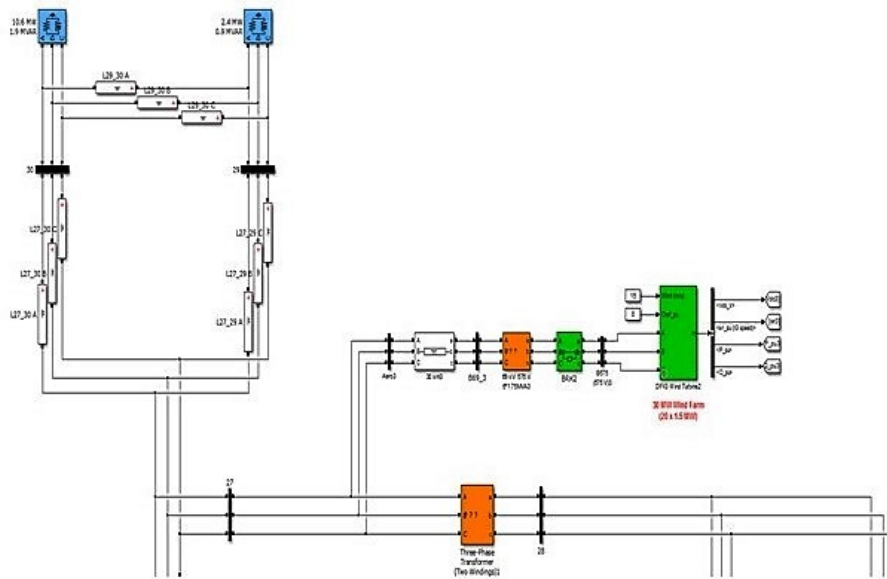


Figura B.3: Ubicación parque eólico 1 en sistema IEEE, Simulink.

APÉNDICE B. DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA DE 30 BUSES DE LA IEEE126

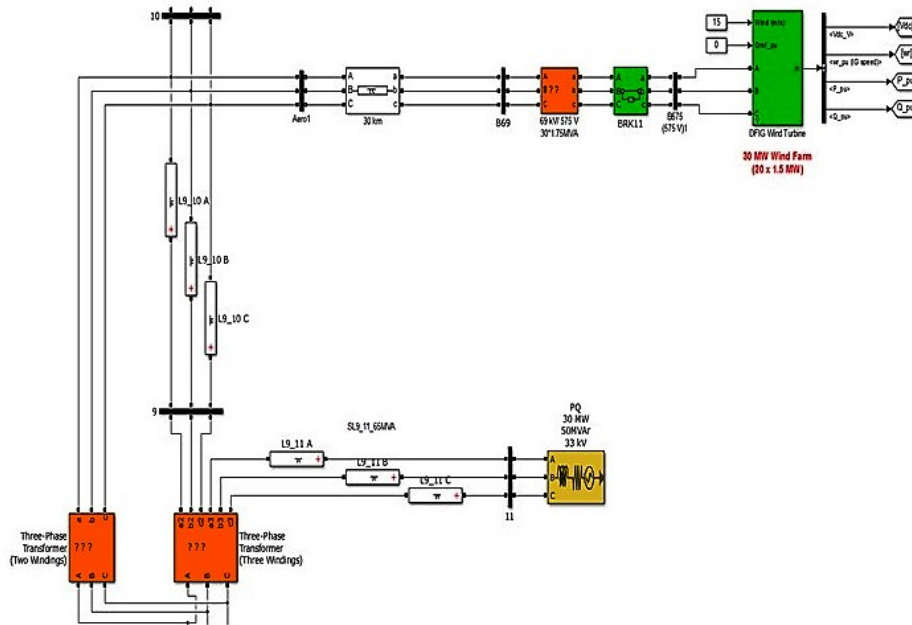


Figura B.4: Ubicación parque eólico 2 en sistema IEEE, Simulink.

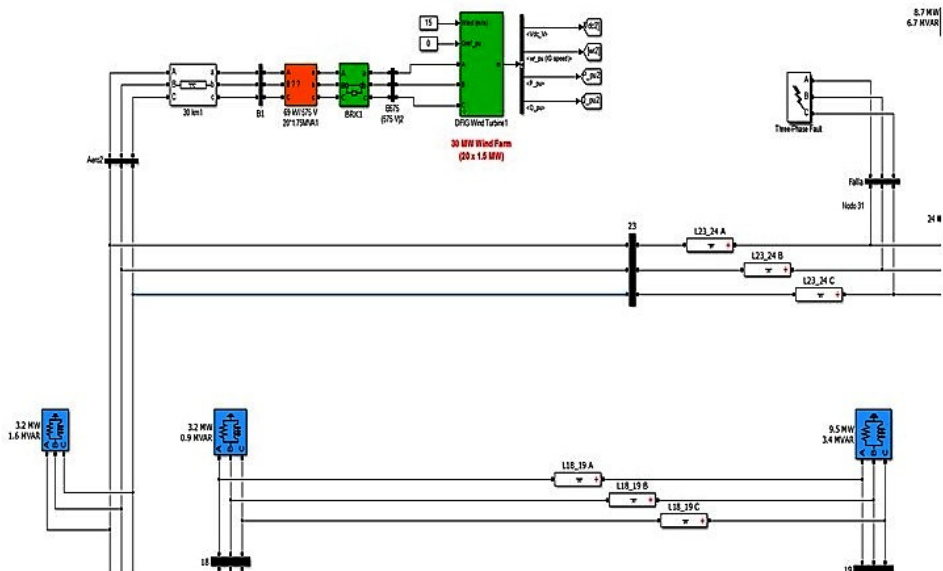


Figura B.5: Ubicación parque eólico 3 en sistema IEEE, Simulink.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Data for ieee-30 bus test system,” <http://goo.gl/TqWPYv>, accessed: 2016-07-05.
- [2] “Current Limiting Characteristics of Transformer Type Superconducting Fault Current Limiter with Shunt Impedance and Inductive Load,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 18, no. 2, pp. 668–671, jun 2008.
- [3] “Fault current contributions from wind plants,” in *Protective Relay Engineers, 2015 68th Annual Conference for*, March 2015, pp. 137–227.
- [4] C. W. A3.10., “Fault Current Limiters Report on the Activities of CIGRE WG A3.10,” Tech. Rep., 2006.
- [5] W. G. A3.10, “Fault Current Limiters in Electrical Medium and High Voltage Systems,” Tech. Rep. December, 2003.
- [6] C. W. A3.16, “Guideline of the Impacts of Fault Current Limiting Devices on Protection Systems,” Tech. Rep. February, 2008.
- [7] S. B. Abbott, D. A. Robinson, S. Perera, F. A. Darmann, C. J. Hawley, and T. P. Beales, “Simulation of hts saturable core-type fcls for mv distribution systems,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 1013–1018, April 2006.
- [8] T. Ackermann and V. Knyazkin, “Interaction Between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects,” in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, Oct 2002, pp. 1357–1362 vol.2.

- [9] M. M. R. Ahmed, “Comparison of the Performance of Two Solid State Fault Current Limiters in the Distribution Network,” in *Power Electronics, Machines and Drives, 2008. PEMD 2008. 4th IET Conference on*, April 2008, pp. 772–776.
- [10] M. M. R. Ahmed, G. A. Putrus, and L. Ran, “Power Quality Improvement Using a Solid-State Fault Current Limiter,” in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 2, Oct 2002, pp. 1059–1064 vol.2.
- [11] A. F. Alcidas, M. J. S. Paul, and E. Calixte, “Evaluation of Position of a Fault Current Limiter with Regard to the Circuit Breaker,” in *2006 38th North American Power Symposium*, Sept 2006, pp. 475–480.
- [12] P. M. Anderson and P. M. Anderson, *Analysis of Faulted Power Systems*. IEEE press New York, 1995, vol. 445.
- [13] J. M. Aniceto, K. Kaltenegger, and H. G. Sun, “Hybrid Fault Current Limiter interaction with MV Line Differential Protection,” *CIGRE Sesion 2010*, 2010.
- [14] H. Arai, M. Inaba, T. Ishigohka, H. Tanaka, K. Arai, M. Furuse, and M. Umeda, “Fundamental Characteristics of Superconducting Fault Current Limiter Using LC Resonance Circuit,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 16, no. 2, pp. 642–645, June 2006.
- [15] M. A. B. M. Ariff, “The Impact of Fault Current Limiter in Power System,” Master’s thesis, Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, November 2009.
- [16] J. Arrillaga and C. Arnold, *Computer Analysis of Power Systems*. New York, NY (USA); John Wiley and Sons Inc., 1990.
- [17] J. Arrillage, C. Arnold, and B. Harker, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. J. Wiley and Sons, New York, NY, 1983.
- [18] Y. Baghzouz, “Voltage Regulation and Overcurrent Protection Issues in Distribution Feeders with Distributed Generation - A Case Study,” in *Proceedings of*

- the 38th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, Jan 2005, pp. 66b–66b.
- [19] P. P. Barker and R. W. D. Mello, “Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems. I. Radial Distribution Systems,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, vol. 3, 2000, pp. 1645–1656 vol. 3.
- [20] H. J. Boenig, C. H. Mielke, B. L. Burley, H. Chen, J. A. Waynert, and J. O. Willis, “The bridge-Type Fault Current Controller - A New FACTS Controller,” in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*, vol. 1, July 2002, pp. 455–460 vol.1.
- [21] B. Boribun and T. Kulworawanichpong, “Solid-State Fault Current Limiter for Voltage Sag Mitigation and Its Parameters Design,” in *Proceedings of the 4th international conference on Circuits, systems and signals*. World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), 2010, pp. 91–95.
- [22] I. S. C37.112-1996, “IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays,” *Power System Relaying Committee of the IEE Power Engineering Society*, 1996.
- [23] I. S. C37.137-1999, “IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines,” 2002.
- [24] Y. S. Cha, Z. Yang, L. R. Turner, and R. B. Poeppel, “Analysis of a Passive Superconducting Fault Current Limiter,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 8, no. 1, pp. 20–25, March 1998.
- [25] R. M. Chabanloo, H. A. Abyaneh, A. Agheli, and H. Rastegar, “Overcurrent Relays Coordination Considering Transient Behaviour of Fault Current Limiter and Distributed Generation in Distribution Power Network,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 5, no. 9, pp. 903–911, September 2011.
- [26] C. S. Chang and P. C. Loh, “Designs Synthesis of Resonant Fault Current Limiter for Voltage Sag Mitigation and Current Limitation,” in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 4, 2000, pp. 2482–2487 vol.4.

- [27] G. Chen, D. Jiang, Z. Lu, and Z. Wu, “A New Proposal for Solid State Fault Current Limiter and Its Control Strategies,” in *Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE*, June 2004, pp. 1468–1473 Vol.2.
- [28] M.-S. Chen and W. E. Dillon, “Power System Modeling,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 62, no. 7, pp. 901–915, July 1974.
- [29] C. R. Clarke, F. Moriconi, A. Singh, A. Kamiab, R. Neal, A. Rodriguez, F. D. L. Rosa, and N. Koshnick, “Resonance of a distribution feeder with a saturable core fault current limiter,” in *IEEE PES T D 2010*, April 2010, pp. 1–8.
- [30] D. Cvorić, “Novel Topology of Saturated-core Fault Current Limiter,” Ph.D. dissertation, University of Novi Sad, Serbia, 2010.
- [31] P. M. Donohue and S. Islam, “The Effect of Nonsinusoidal Current Waveforms on Electromechanical and Solid-State Overcurrent Relay Operation,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 46, no. 6, pp. 2127–2133, Nov 2010.
- [32] S. Eckroad, “Superconducting Fault Current Limiters - Technology Watch 2009,” *Electric Power Research Institute*, no. 1017793, 2009.
- [33] W. El-Khattam and T. S. Sidhu, “Restoration of Directional Overcurrent Relay Coordination in Distributed Generation Systems Utilizing Fault Current Limiter,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 576–585, April 2008.
- [34] E. Y. Erokhin, “New Overcurrent RST80 Relays and their Time-Current Characteristics,” *Russian Electrical Engineering*, vol. 82, no. 3, pp. 156–159, 2011.
- [35] N. K. Fall and B. Marchionini, “Fault Current Limiter -; Status and Testing Issues,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*, March 2009, pp. 1–4.
- [36] W. Fei and Y. Zhang, “A Novel IGCT-Based Half-Controlled Bridge Type Fault Current Limiter,” in *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International*, vol. 2, Aug 2006, pp. 1–5.

- [37] Y. Feng, E. Johnson, O. Saadeh, J. C. Balda, H. A. Mantooth, and M. Schupbach, “Impact of Solid-State Fault Current Limiters on Protection Equipment in Transmission and Distribution Systems,” in *IEEE PES T D 2010*, April 2010, pp. 1–6.
- [38] A. Fereidouni, B. Vahidi, T. H. Mehr, and M. G. Doiran, “Enhancement of Power System Transient Stability and Power Quality Using a Novel Solid-State Fault Current Limiter,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 6, no. 4, pp. 474–483, 2011.
- [39] M. Firouzi, G. B. Gharehpetian, and M. Pishvaie, “Proposed New Structure for Fault Current Limiting and Power Quality Improving Functions,” *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, mar 2010.
- [40] T. Gallery, L. Martinez, and D. Klopotan, “Impact of Distributed Generation on Distribution Network Protection.”
- [41] G. Ganev, K. Hinov, and N. Karadzhov, “Fault Current Limiters -Principles and Application,” pp. 2–8.
- [42] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 2nd ed. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2004, vol. 47.
- [43] L. Gertmar, P. Karlsson, and O. Samuelsson, “On DC Injection to AC Grids From Distributed Generation,” in *Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on*, Sept 2005, pp. 10 pp.–P.10.
- [44] J. D. Glover, M. S. Sarma, and T. Overbye, *Power System Analysis and Design*, 5th ed. CENGAGE Learning, 2010.
- [45] J. J. Grainger and J. William D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, I. McGraw-Hill, Ed. McGraw-Hill, Inc., 2001.
- [46] B. Gromoll, G. Ries, W. Schmidt, H. P. Kraemer, B. Seebacher, B. Utz, R. Nies, H. W. Neumueller, E. Baltzer, S. Fischer, and B. Heismann, “Resistive Fault Cu-

- urrent Limiters with YBCO Films 100 kVA Functional Model,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 9, no. 2, pp. 656–659, June 1999.
- [47] W. Group, *Application and Feasibility of Fault Current Limiters in Power Systems*. CIGRE, 2012, no. June.
- [48] J. Hamid and P. Mohammad Hossain, “Effect of LC Resonant Fault Current Limiter on Quality of Voltage During a Short Circuit,” *archive.itee.uq.edu.au*.
- [49] M. A. Hannan and A. Mohamed, “Performance Evaluation of Solid State Fault Current Limiters in Electric Distribution System,” in *Research and Development, 2003. SCORED 2003. Proceedings. Student Conference on*, Aug 2003, pp. 245–250.
- [50] A. D. Hansen, C. Jauch, P. Sørensen, F. Iov, and F. Blaabjerg, “Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DIGSILENT,” *Riso National Laboratory, Roskilde*, vol. 1400, no. December, 2003.
- [51] W. X. He and C. Y. Teo, “Unbalanced Short-Circuit Calculation by Phase Coordinates,” in *Energy Management and Power Delivery, 1995. Proceedings of EMPD '95., 1995 International Conference on*, vol. 2, Nov 1995, pp. 744–748 vol.2.
- [52] S. Henry and T. Baldwin, “Improvement of Power Quality by Means of Fault Current Limitation,” in *System Theory, 2004. Proceedings of the Thirty-Sixth Southeastern Symposium on*, 2004, pp. 280–284.
- [53] K. Hongesombut, Y. Mitani, and K. Tsuji, “Optimal Location Assignment and Design of Superconducting Fault Current Limiters Applied to Loop Power Systems,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 13, no. 2, pp. 1828–1831, June 2003.
- [54] Y. Hoseynpoor, T. PirzadehAshraf, S. Sajedi, and T. Karimi, “Evaluation of Fault Current Limiter Effects on Distribution Power System Quality Enhancement,” *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, vol. 5, no. 6, pp. 1435–1442, 2011.

- [55] T. Hoshino, K. M. Salim, M. Nishikawa, I. Muta, and T. Nakamura, "DC Reactor Effect on Bridge Type Superconducting Fault Current Limiter During Load Increasing," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 11, no. 1, pp. 1944–1947, Mar 2001.
- [56] O.-B. Hyun, H.-R. Kim, J. Sim, Y.-H. Jung, K.-B. Park, J.-S. Kang, B. W. Lee, and I.-S. Oh, "6.6 kV Resistive Superconducting Fault Current Limiter Based on YBCO Films," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 15, no. 2, pp. 2027–2030, June 2005.
- [57] H. Javadi, "Fault Current Limiter Using a Series Impedance Combined With Bus Sectionalizing Circuit Breaker," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 731–736, mar 2011.
- [58] N. Jenkins, "Embedded generation. Part 2," *Power Engineering Journal*, vol. 10, pp. 233–239(6), October 1996.
- [59] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded Generation (Power & Energy Ser. 31)*. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 2000.
- [60] G. G. Karady, "Principles of Fault Current Limitation by a Resonant LC Circuit," *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 139, no. I, pp. 1–6, 1992.
- [61] U. N. Khan, "Impact of Distributed Generation on Electrical Power Network," *Proceedings of the 7th. Int. Conference IEEEIC 2008, Cottbus*, vol. 1, pp. 82–85, 2008.
- [62] L. A. Kojovic and J. F. Witte, "A New Method in Reducing the Overcurrent Protection Response Times at High Fault Currents to Protect Equipment From Extended Stress," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, vol. 1, 2001, pp. 65–70 vol.1.

- [63] B. Korobeynikov, D. Ishchenko, and A. Ishchenko, “Solid-State Fault Current Limiter for Medium Voltage Distribution Systems,” in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 2, June 2003, pp. 6 pp. Vol.2–.
- [64] L. Kovalsky, X. Yuan, K. Tekletsadik, A. Keri, J. Bock, and F. Breuer, “Applications of Superconducting Fault Current Limiters in Electric Power Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 15, no. 2, pp. 2130–2133, June 2005.
- [65] P. Kulkarni, R. Gajbhiye, and S. Soman, “Generic Fault Analysis in Phase Coordinates,” in *vol. I. Nepal: International Conference on Power Systems*, 2005, pp. 593–598.
- [66] T. Kulworawanichpong, “Modeling of Solid-state Circuit Breakers using MATLAB’s Power System Blockset,” *International Journal of Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 2, no. 3, pp. 236–245, 2008.
- [67] K. Kunde, M. Kleimaier, L. Klingbeil, H.-J. Herrmann, C. Neumann, and J. Paetzold, “Integration of Fast Acting Electronic Fault Current Limiters (EFCL) in Medium-Voltage Systems,” *17th International Conference on Electricity Distribution*, pp. 12–15, may 2003.
- [68] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed. McGraw-Hill, Inc., 2006.
- [69] C. Kurupakorn, H. Kojima, N. Hayakawa, F. Endo, N. Kashima, S. Nagaya, M. Noe, and H. Okubo, “Simulation of Electrical and Thermal Behavior of High Temperature Superconducting Fault Current Limiting Transformer (HTc-SFCLT),” vol. 43, no. 1, pp. 950–953, 2006.
- [70] C. Kwok and A. S. Morched, “Effect of Adding Distributed Generation to Distribution Networks Case Study 3: Protection Coordination Considerations with Inverter and Machine Based DG,” Tech. Rep., 2006.
- [71] M. A. Laughton, “Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the Method of Phase Co-Ordinates. Part 1: System Representation in Phase Frame of Refe-

- rence,” *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 115, no. 8, pp. 1163–1172, August 1968.
- [72] —, “Analysis of Unbalanced Polyphase Networks by the Method of Phase Coordinates. Part 2: Fault Analysis,” *Electrical Engineers, Proceedings of the Institution of*, vol. 116, no. 5, pp. 857–865, May 1969.
- [73] Z. Leonowicz, Y. Xin, J. Rezmer, Z. Cao, and Y. Wang, “Investigations of Influence on Power Quality of Superconducting Fault Current Limiter,” *Spectrum*, no. 1, pp. 2–5.
- [74] X. Li, M. Zheng, and H. Liu, “A novel fault current limiter with series compensation,” in *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*, vol. 3, 2002, pp. 1467–1471 vol.3.
- [75] S. H. Lim, H. S. Choi, and B. S. Han, “Fault Current Limiting Characteristics of DC Dual Reactor Type SFCL Using Switching Operation of HTSC Elements,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 16, no. 2, pp. 723–726, June 2006.
- [76] S. H. Lim and B. S. Han, “Bridge Type Fault Current Limiter Using Switching Operation of HTSC Thin Film,” *Journal of the Korean Physical Society*, vol. 45, no. 3, pp. 765–768, 2004.
- [77] Z. Lu, D. Jiang, and Z. Wu, “A New Topology of Fault-Current Limiter and Its Parameters Optimization,” in *Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual*, vol. 1, June 2003, pp. 462–465 vol.1.
- [78] C. Meyer, P. Kollensperger, and R. W. D. Doncker, “Design of a Novel Low Loss Fault Current Limiter for Medium-Voltage Systems,” in *Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Nineteenth Annual IEEE*, vol. 3, 2004, pp. 1825–1831 Vol.3.
- [79] A. T. Moore, “Distributed Generation (DG) Protection Overview,” Tech. Rep., 2008.

- [80] F. Moriconi, F. D. L. Rosa, F. Darmann, A. Nelson, and L. Masur, “Development and Deployment of Saturated-Core Fault Current Limiters in Distribution and Transmission Substations,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 21, no. 3, pp. 1288–1293, June 2011.
- [81] —, “Development and Deployment of Saturated-Core Fault Current Limiters in Distribution and Transmission Substations,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 21, no. 3, pp. 1288–1293, June 2011.
- [82] S. M. Mousavi, “Optimum Setting and Coordination of Overcurrent Relays Considering Cable Damage Curve,” *Power Tech, IEEE Bucharest*, pp. 1–5, 2009.
- [83] S. B. Naderi, M. Jafari, and M. T. Hagh, “Parallel-Resonance-Type Fault Current Limiter,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 7, pp. 2538–2546, July 2013.
- [84] M. Nagata, K. Tanaka, and H. Taniguchi, “FCL Location selection in Large Scale Power System,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 11, no. 1, pp. 2489–2494, Mar 2001.
- [85] M. S. M. Nazar and M. Abapour, “Fault Current Limiting and Voltage Sag Mitigation by Means of a Resonant Type FCL,” in *Proceeding ISTASC’06 Proceedings of the 6th WSEAS International Conference on Systems Theory & Scientific Computation*, ser. ISTASC’06, vol. 2006. World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS), aug 2006, pp. 217–221.
- [86] A. Neumann, “Application of Fault Current Limiters,” Department of Business Enterprise & Regulatory Reform, Tech. Rep., 2007.
- [87] N. Nimpitiwan, G. Heydt, A. Bose, and a. P. S. Meliopoulos, “Consequences of Fault Currents Contributed by Distributed Generation,” Arizona State University, Tech. Rep., jun 2006.
- [88] M. Noe, M. Steurer, S. Eckroad, and R. Adapa, “Progress on the R #x00026;D of Fault Current Limiters for Utility Applications,” in *Power and Energy So-*

- ciety General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, July 2008, pp. 1–4.
- [89] A. S. Noghabi, H. R. Mashhadi, and J. Sadeh, “Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Considering Different Network Topologies Using Interval Linear Programming,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1348–1354, July 2010.
- [90] S. Orpe and N. K. C. Nair, “State of Art of Fault Current Limiters and their Impact on Overcurrent Protection,” in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009, pp. 1–5.
- [91] K. Pandiaraj and B. Fox, “Novel Voltage Control for Embedded Generators in Rural Distribution Networks,” vol. 1, pp. 457–462 vol.1, 2000.
- [92] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D’haeseleer, “Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787 – 798, 2005.
- [93] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, 2nd ed. John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
- [94] K. Purchala, R. Belmans, K. U. Leuven, L. Exarchakos, and a. D. Hawkes, “Distributed Generation and the Grid Integration Issues,” *Imperial College London*, vol. 3, p. 9, 2006.
- [95] A. T. Rowley, “Superconducting Fault Current Limiters,” in *High Tc Superconducting Materials as Magnets, IEE Colloquium on*, Dec 1995, pp. 10/1–10/3.
- [96] H. Saadat, *Power System Aalysis*. WCB/McGraw-Hill, 1999.
- [97] M. M. A. Salama, H. Temraz, A. Y. Chikhani, and M. A. Bayoumi, “Fault-Current Limiter with Thyristor-Controlled Impedance,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 3, pp. 1518–1528, July 1993.

- [98] K. M. Salim, T. Hoshino, M. Nishikawa, I. Muta, and T. Nakamura, “Preliminary Experiments on Saturated DC Reactor Type Fault Current Limiter,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 12, no. 1, pp. 872–875, Mar 2002.
- [99] F. Santjer, G. J. Gerdes, P. Christiansen, and D. Milborrow, “Wind Turbine Grid Connection and Interaction,” *Deutsches Windenergie-Institut Tech-wise A/S DM Energy*, p. p.7 Tab. 2.1, 2001.
- [100] H. G. Sarmiento, “A Fault Current Limiter Based on an LC Resonant Circuit: Design, Scale Model and Prototype Field Tests,” in *Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007 iREP Symposium*, Aug 2007, pp. 1–5.
- [101] H. G. Sarmiento, C. Tovar, and E. Molero, “A Feasibility Study for a Fault Current Limiter to Reduce Voltage Sags at Sensible Loads,” in *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, 1995. Conference Record, Papers Presented at the 1995 Annual Meeting., 1995 IEEE*, May 1995, pp. 99–.
- [102] H. Schmitt, J. Amon, D. Braun, G. Damstra, K. H. Hartung, J. Jäger, J. Kida, K. Kunde, Q. Le, L. Martini, M. Steurer, C. Umbricht, X. Waymel, and C. Neumann, “Fault Current Limiters -Application, Principles and Experience,” *CIGRE SC A36B3 Joint Colloquium in Tokio*, no. 239, 2005.
- [103] I. Segura, “Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en Sistemas de Distribución Primaria de Energía Eléctrica,” Ph.D. dissertation, Universidad Politécnica de Valencia, Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 2005.
- [104] Y. Shirai, M. Taguchi, M. Shiotsu, H. Hatta, S. Muroya, and T. Nitta, “A Proposal of New Operating Procedure of Transformer Type Fault Current Limiter,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 12, no. 1, pp. 885–889, Mar 2002.
- [105] G. Shrinivasan, *Power System Analysis*. Technical Publications, 2009.
- [106] V. Sokolovsky, V. Meerovich, I. Vajda, and V. Beilin, “Superconducting FCL: Design and Application,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 14, no. 3, pp. 1990–2000, Sept 2004.

- [107] G. Tang, “Application of a Fault Current Limiter to Minimize Distributed Generation Impact on Coordinated Relay Protection,” *IPST (International Conference on Power Systems)*, pp. 1–6, 2005.
- [108] A. Tapia, G. Tapia, X. Ostolaza, and J. R. Saenz, “Estrategia de Control para la Regulación de Potencia Reactiva de un Parque Eólico Constituido por Generadores Doblemente Alimentados,” *XXI Jornadas de Automática Sevilla, Departamento de Ingeniería de Sistemas y Automática de la Universidad de Sevilla*, sep 2000.
- [109] J. H. Teng and C. N. Lu, “Optimum Fault Current Limiter Placement,” in *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on*, Nov 2007, pp. 1–6.
- [110] —, “Optimum Fault Current Limiter Placement with Search Space Reduction Technique,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 4, no. 4, pp. 485–494, April 2010.
- [111] N. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis: Theory and Practice*. Newnes, 2007.
- [112] F. Tosato and S. Quaia, “Reducing Voltage Sags Through Fault Current Limitation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 1, pp. 12–17, 2001.
- [113] L. Van der Sluis, *Transients in power systems*. Wiley New York, 2001, vol. 2001.
- [114] Wai-Kai, “The Electrical Engineering Handbook,” *Elsevier Inc*, 2005.
- [115] Y. Xin, W. Gong, X. Niu, Z. Cao, J. Zhang, B. Tian, H. Xi, Y. Wang, H. Hong, Y. Zhang, B. Hou, and X. Yang, “Development of Saturated Iron Core HTS Fault Current Limiters,” *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 17, no. 2, pp. 1760–1763, 2007.
- [116] C. J. Zapata and G. E. Mejía, “Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas Radiales Utilizando Programación Lineal,” *Escuela de Tecnología Eléctrica No. 22*, oct 2003.

- [117] X. Zhang and P. Liu, “The Research of Resonant Fault Current Limiter Based on Electromagnetic Transient Simulation,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, pp. 1–4, may 2012.
- [118] Y. Zhang, R. a. Dougal, and S. Member, “State of the Art of Fault Current Limiters and Their Applications in Smart Grid,” *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–6, 2012.
- [119] S. Zissu and D. Shein, “The Influence of Fault Current Limiting in Power Systems on Transient Recovery Voltage,” in *Proceedings of 19th Convention of Electrical and Electronics Engineers in Israel*. IEEE, 1996, pp. 479–482.