



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA EN
REDES DE DISTRIBUCIÓN EN CONDICIÓN DE ISLA**

TESIS

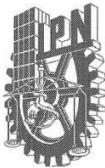
**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:
ING. AGUSTÍN RAMÍREZ SÁNCHEZ**



MÉXICO, D. F.

2013



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 13:00 horas del día 30 del mes de Mayo del 2013 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZAC. para examinar la tesis de titulada:

“SIMULACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN CONDICIÓN DE ISLA”

Presentada por el alumno:

RAMÍREZ
Apellido paterno

SÁNCHEZ
Apellido materno

AGUSTÍN
Nombre(s)

Con registro:

A	1	1	0	5	5	9
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

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

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Segundo Vocal

DR. GERMAN ROSAS ORTÍN

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Tercer Vocal

DR. JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 30 de mayo del año 2013, el que suscribe Agustín Ramírez Sánchez alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro A110559, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del IPN, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar y cede los derechos del trabajo intitulado: “*Simulación de la Protección de Baja Frecuencia en Redes de Distribución en Condición de Isla*”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: agusramirez@hotmail.com y/o dsebasti@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Agustín Ramírez Sánchez

RESUMEN

En este trabajo se realizó un análisis dinámico sobre las condiciones que presenta un sistema de distribución cuando opera de manera aislada del sistema eléctrico de potencia. La presencia de generación en modo isla puede ocasionar valores anormales de voltaje y frecuencia, comprometiendo la estabilidad de los generadores conectados. Por lo tanto, existen especificaciones y requerimientos para la interconexión de generadores, con la finalidad de proporcionar la protección necesaria para el funcionamiento adecuado de estos equipos y del mismo sistema aislado.

Normalmente las redes de distribución son diseñadas para operar de manera pasiva, esto quiere decir que el flujo de potencia es unidireccional. Cuando se incorpora generación a las redes de distribución, esto tiene un impacto significativo sobre los esquemas de protección tales como: incremento en los niveles de falla, disparos en falso, problemas de re-cierres, operación en modo isla, entre otros. Lo que exige al ingeniero en protecciones evaluar todos los escenarios posibles para el ajuste correcto del esquema de protección.

Desde un punto de vista económico, la confiabilidad y continuidad del servicio del suministro de energía eléctrica es esencial en la operación de sistemas eléctricos de potencia. Por este motivo, cuando ocurre un disturbio en la red donde resulta la formación de una isla en redes de distribución, generalmente se presenta un desbalance entre la potencia activa de generación y la demanda; el voltaje y frecuencia disminuirán rápidamente por lo que es importante contar con estrategias de solución para evitar el colapso total del sistema y el dejar sin suministro a la red.

En el presente trabajo se hace uso de los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia (UFLS) para ayudar a restablecer los valores de voltaje y frecuencia, y regresarlos a su valor nominal. La operación es por pasos y está basada en las restricciones de operación para valores anormales de voltaje y frecuencias de los equipos conectados. Las mediciones de potencia activa en los enlaces de inyección permiten identificar la operación aislada del sistema. Las simulaciones se hicieron con el uso de la herramienta computacional DigSILENT 14.0 y se analizan dos redes de prueba. Una con generación a base de generadores síncronos y la otra con el uso de generadores de inducción, debido a que el comportamiento de la red es diferente y requiere de consideraciones diversas, por ejemplo, los generadores de inducción requieren de un soporte reactivo para su funcionamiento adecuado, lo cual influye en el comportamiento del voltaje, por otro lado, el uso de los controles en los generadores síncronos ayuda a corregir pequeñas variaciones en la carga.

ABSTRACT

In this work a dynamic analysis was realized over the conditions that can a raise on a distribution system, when it operates on an isolated manner from the power system. Generation presence in island mode could cause abnormal frequencies or voltage spikes, risking generator stability.

There exist requirements and specifications for generator interconnection which provide the required protection for the correct operation of this equipment and even the isolated system

Normally distribution networks are designed to work in a passive manner, that is to say, current flows on a unidirectional way, when generation is added to the network, this leads to a significant impact on protection schemes such as an increase on fault levels, false tripping, reclosing problems, even possibility of operation on isolated mode. This requires the protection engineer to evaluate all possible scenarios for the correct protection scheme operation.

From an economic point of view, reliability and service continuity in energy distribution is an essential part, when a disturbance occurs and an isolated condition occurs, there generally appears an unbalance between the generation and consumption, voltage and frequency could diminish quickly, in this conditions, is important to have solution strategies in order to prevent a total system loss and a consumer blackout.

This work uses low frequency load shedding schemes (UFLS) in order to recover nominal system frequency and voltage, this operation is based on a series of steps and is based on operating restrictions. Active power measurements on the injection links allow to identify that the system is isolated manner. Two networks were studied using Dig Silent 14.0, a computational program. One network uses synchronous generators and the other based on induction generators, due to the different nature of the networks, their considerations are unique, for example induction generators require reactive power for their correct operation, thus having an effect on voltage levels, while use of a synchronous generator aids alleviate small load changes.

DEDICATORIA

Esta tesis la dedico con todo mi amor y cariño:

A mis padres:

AGUSTÍN RAMÍREZ LUNA
SOLEDAD SÁNCHEZ ALCÁNTARA

Por su apoyo incondicional que me han brindado en cada etapa de mi vida, ya que sin su apoyo, consejos y enseñanzas no hubiese alcanzado esta etapa de mi vida.

En especial a:

BERENICE IBARRA VILLASEÑOR

“Por todos los momentos maravillosos que hemos compartido, por su apoyo incondicional, por estar a mi lado y brindarme lo mejor de sí a cada momento. A la que quiero, admiro y respeto”.

“Por la fortaleza que me brindo, como un testimonio de gratitud por haber significado la inspiración que necesitaba para terminar mi carrera profesional”.

Con cariño y admiración.

A mis hermanos:

ANALILIA RAMÍREZ SÁNCHEZ
JORGE RAMÍREZ SÁNCHEZ
ARACELI RAMÍREZ SÁNCHEZ
SUSANA RAMÍREZ SÁNCHEZ
EDUARDO RAMÍREZ SÁNCHEZ
DANIEL RAMÍREZ SÁNCHEZ
JUAN MANUEL GODÍNEZ MUÑIZ

“Por su comprensión y apoyo incondicional brindado durante todo este tiempo, esperando corresponder de alguna manera la confianza que en mi depositaron”. Por su amor y cariño en esta vida. Gracias”.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de vivir y regalarme una familia maravillosa.

Agradezco infinitamente a mi director de tesis, Dr. David Sebastián Baltazar

“Por todo el conocimiento transmitido, por su infinita paciencia, por confiar en mi, pero sobre todo por su amistad. Gracias”.

A los distinguidos profesores que conforman mi jurado de tesis: Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino, Dr. José Horacio Tovar Hernández, Dr. Daniel Ruiz Vega, y al Dr. Germán Rosas Ortiz. Quienes han aportado excelentes recomendaciones para mejorar este trabajo.

A todos y cada uno de los profesores de la SEPI-ESIME-ZACATENCO por todo el conocimiento transmitido, el cual forma un pilar importante en mi formación y crecimiento durante mi estancia en la maestría.

Gracias a todos mis compañeros y amigos de la SEPI que me acompañaron: Ing. Mario Franco Valdés, Ing. Ilver Humberto González Hernández y al Ing. Eliher Alejandro Ortiz Colín. A quienes les deseo lo mejor, porque fueron un pilar clave ya que en su momento dedicaron tiempo para apoyarme.

Agradezco a CONACYT, así como al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo económico que me brindó mediante el sistema de becas de maestría durante mi estancia en la SEPI-ESIME-ZACATENCO.

***“Ser joven es tener ideales y luchar hasta lograrlos.
Es soñar con el futuro, por el que se trabaja en el presente.
Es tener siempre algo que hacer.
Algo que crear.
Algo que dar”.***

CONTENIDO

RESUMEN	7
ABSTRACT	8
ABREVIATURAS	18
CAPÍTULO I	21
INTRODUCCIÓN	21
1.1 PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA	21
1.2 OBJETIVO	23
1.3 JUSTIFICACIÓN	23
1.4 ANTECEDENTES	24
1.4.1 Trabajos más relevantes para la detección de isla	27
1.4.3 Trabajos relevantes desarrollados en la SEPI ESIME Zacatenco	29
1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES	30
1.5.1 Limitaciones	30
1.5.2 Alcances	31
1.7 APORTACIONES	31
CAPÍTULO II	33
OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA	33
2.1 INTRODUCCIÓN	33
2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	34
2.3 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	34
2.4 MODELOS DE GENERADORES ELÉCTRICOS	36
2.4.1 Generador síncrono	36
2.4.2 Generador de inducción	39
2.5 MODO DE OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	42
2.5.1 Factor de potencia constante	42
2.5.2 Compensación de reactivos límite	43
2.5.3 Factor de potencia variable	43
2.5.4 Generación dependiente del voltaje (Consumo de reactivos)	45
2.6 IMPACTO DE LA GD EN LA OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	45
2.6.1 Control de voltaje	45
2.6.2 Pérdidas en la red	46

2.6.3 Calidad de la energía.....	46
2.6.3.1 Pequeñas desviaciones y aumentos de voltaje.	47
2.6.3.2 Parpadeo de voltaje (Efecto Flicker)	47
2.6.3.3 Armónicas y resonancias.....	47
2.6.4 Niveles de falla y protección	48
2.7 NIVEL DE PENETRACIÓN.	48
2.8 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA GENERADORES DISTRIBUIDOS	49
2.8.1 Requerimientos de interconexión para GD.....	49
2.8.2 IEEE-1547 Requerimientos de interconexión para GD	50
2.8.3 La función de protección y los elementos de control para la operación en isla.	52
CAPÍTULO III	57
ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA	57
3.1 INTRODUCCIÓN	57
3.2 REPRESENTACIÓN DE LOS CONTROLES PRINCIPALES DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS.	58
3.2.1 Sistemas de excitación de las máquinas síncronas.....	60
3.2.2 Control de Frecuencia	64
3.3 USO DE MÁQUINAS DE INDUCCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	67
3.3.1 Concepto de deslizamiento en una máquina de inducción.	67
3.3.2 Par Eléctrico	68
3.3.3 Modos de funcionamiento.....	69
3.4 Protección del generador síncrono ante condiciones anormales de operación en voltaje y frecuencia.....	71
3.5 Esquemas de protección para la detección de islas	74
3.5.1 Relevador de frecuencia	74
3.5.2 Relevador de bajo voltaje	75
3.6 SISTEMAS AISLADOS Y SU EFECTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA.....	75
3.6.1 Comportamiento del voltaje y la frecuencia en sistemas aislados	76
3.5.2 Características del decaimiento de la frecuencia.	83
3.6 ESQUEMAS DE TIRO DE CARGA PARA MANTENER LA ESTABILIDAD Y OPERACIÓN DE UN SISTEMA AISLADO	86
3.6.1 Esquemas de Tiro de Carga por Bajo Voltaje (UVLS)	87

3.6.2 Esquemas de Tiro de Carga por Baja Frecuencia (UFLS) en Pequeños Sistemas Aislados	88
3.7 METODOLOGÍA PARA EL TIRO DE CARGA EN CONDICIÓN DE ISLA	89
CAPÍTULO IV	94
SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	94
4.1 INTRODUCCIÓN	94
4.3 REDES DE ESTUDIO	95
4.3.1 Red de estudio 1	95
4.3.2 Red de estudio 2	109
CAPÍTULO V	145
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	145
5.1 CONCLUSIONES	145
5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	147
REFERENCIAS	148
Apéndice A	153
DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA 1	153
Apéndice b	156
DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA 2	156
Apéndice C	158
SISTEMAS DE EXCITACIÓN PARA GENERADORES SÍNCRONOS	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1Circuito equivalente para el modelo simplificado del generador síncrono.	37
Figura 2. 2 Representación en diagrama de bloques para la dinámica eléctrica del modelo simplificado del generador síncrono.	38
Figura 2. 3Representación en diagrama de bloques para la dinámica electromecánica del modelo simplificado del generador síncrono.	39
Figura 2. 4Circuito equivalente para el modelo del generador de inducción.	39
Figura 2. 5Representación en diagrama de bloques para la dinámica eléctrica del modelo de la máquina de inducción.....	40
Figura 2. 6Circuito equivalente en estado estacionario del generador de inducción.	41
Figura 2. 7Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia constante.....	43
Figura 2. 8 Diagrama de operación PQ para una unidad de GD en modo de factor de potencia variable.....	44
Figura 2. 9 Términos de interconexión [26, 32].....	50
Figura 2. 10 Ubicación típica de la protección del generador [11].....	52
Figura 3. 1 Clasificación al fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia. [33].....	58
Figura 3. 2 Lazos principales de control de un generador [34].	59
Figura 3. 3 Diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación de un generador síncrono [2].....	60
Figura 3. 4 Modelo de sistema de excitación tipo ST [35]	63
Figura 3. 5Diagrama de bloques del gobernador general para turbinas térmicas [36].	65
Figura 3. 6 Diagrama de bloques del gobernador general para turbinas hidráulicas. [36].....	66
Figura 3. 7 Característica par-deslizamiento [27]	70
Figura 3. 8Rango de operación en voltaje y frecuencia para generadores síncronos [40].	73
Figura 3. 9 Red radial con GD incorporada.....	77
Figura 3. 10 Incremento del voltaje en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un exceso de generación.	78
Figura 3. 11 Incremento de la frecuencia en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un exceso de generación.....	79
Figura 3. 12 Disminución del voltaje en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un déficit de generación.	80
Figura 3. 13 Disminución de la frecuencia en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un déficit de generación	81
Figura 3. 14 Comportamiento del voltaje en la red aislada con y sin controles	82
Figura 3. 15 Comportamiento de la frecuencia en la red aislada con y sin controles	83

Figura 3. 16 Característica frecuencia – tiempo de un sistema para varios grados de sobrecarga. Torque de generación y carga constantes [9].	84
Figura 3. 17 Característica frecuencia – tiempo de un sistema. Efecto de variar la constante de inercia. Torque de generación y carga constantes [9].	85
Figura 3. 18 Característica frecuencia – tiempo de un sistema. Efecto para diferentes cantidades de tiro de carga [9].	86
Figura C. 1 Modelo del sistema de excitación DC1 [35].	159
Figura C. 2 Modelo de sistema de excitación tipo AC [35].	161
Figura 4. 1 Sistema de potencia de estudio 1 [42].	95
Figura 4. 2 Comportamiento del voltaje en la parte aislada del sistema de prueba.	97
Figura 4. 3 Comportamiento de la frecuencia en la parte aislada del sistema de prueba.	98
Figura 4. 4 Comportamiento del voltaje en terminales del generador con controles y sin controles.	99
Figura 4. 5 Comportamiento de la frecuencia de salida en los generadores con y sin controles	100
Figura 4. 6 Comportamiento del voltaje para un esquema de tiro de carga del 23.5%	102
Figura 4. 7 Comportamiento de la frecuencia para un esquema de tiro de carga del 23.5%	103
Figura 4. 8 Comportamiento de la frecuencia con tiro de carga del 23.5% para un estudio de 15 minutos.	104
Figura 4. 9 Comportamiento del voltaje para un tiro de carga del 17.6%	105
Figura 4. 10 Comportamiento de la frecuencia para un tiro de carga del 17.6%	106
Figura 4. 11 Comportamiento de la frecuencia para un tiro de carga de 17.6% y un tiempo de estudio de 2 minutos.	107
Figura 4. 12 Potencia activa de generación en los generadores $G2$ y $G3$.	108
Figura 4. 13 Potencia activa de demanda	108
Figura 4. 14 Red de distribución con generación asíncrona [43].	110
Figura 4. 15 Comportamiento del voltaje en la red de distribución de prueba 2	112
Figura 4. 16 Comportamiento de la frecuencia en la red de distribución de prueba 2	112
Figura 4. 17 Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores	113
Figura 4. 18 Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores	114
Figura 4. 19 Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 30 segundos.	115
Figura 4. 20 Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 30 segundos.	116
Figura 4. 21 Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 3 minutos	117
Figura 4. 22 Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 3 minutos.	118
Figura 4. 23 Deslizamiento de los generadores de inducción	119
Figura 4. 24 Potencia activa de los generadores de inducción	120
Figura 4. 25 Características potencia activa – deslizamiento	120
Figura 4. 26 Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (3 segundos).	121

Figura 4. 27	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (3 segundos)	122
Figura 4. 28	Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (30 segundos)	123
Figura 4. 29	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (30 segundos)	124
Figura 4. 30	Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (3 minutos)	125
Figura 4. 31	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (3 minutos)	126
Figura 4. 32	Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (3 segundos)	127
Figura 4. 33	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (3 segundos)	128
Figura 4. 34	Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (30 segundos)	129
Figura 4. 35	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (30 segundos)	130
Figura 4. 36	Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (3 minutos)	131
Figura 4. 37	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (3 minutos)	132
Figura 4. 38	Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (3 segundos)	133
Figura 4. 39	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (3 segundos)	134
Figura 4. 40	Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (30 segundos)	135
Figura 4. 41	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (30 segundos)	136
Figura 4. 42	Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (3 minutos)	137
Figura 4. 43	Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (3 minutos)	138
Figura 4. 44	Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación	139
Figura 4. 45	Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación	140
Figura 4. 46	Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 30 segundos	141
Figura 4. 47	Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 30 segundos	142
Figura 4. 48	Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 3 minutos	143
Figura 4. 49	Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 3 minutos	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Categorías para el tamaño relativo de las fuentes de GD [6].....	34
Tabla 2. 2 Clasificación de acuerdo a la interfaz de conexión.....	34
Tabla 2. 3 Tamaño típico en base a la tecnología de GD [28].	35
Tabla 2. 4 Tecnologías para Generación Distribuida [5]	35
Tabla 3. 1 Parámetros típicos del sistema de excitación ST1 [35].....	64
Tabla 3. 2 Parámetros típicos del gobernador general de velocidad [36]	65
Tabla 3. 3 Parámetros típicos de los gobernadores de velocidad para turbinas hidráulicas [34, 36]	66
Tabla 3. 4 Restricción para valores anormales de operación en frecuencia [40].....	73
Tabla 3. 5 Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales [32].	75
Tabla 3. 6 Respuesta del sistema de interconexión para voltajes anormales [32].....	75
Tabla 4. 1 Voltajes nodales de la red de estudio 1	96
Tabla 4. 2 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en G2 y G3 sin controles.	101
Tabla 4. 3 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en G2 y G3 con controles	104
Tabla 4. 4 Voltajes nodales de la red de distribución de prueba 2.....	111
Tabla 4. 5 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en los tres alimentadores de la red de distribución de prueba 2	113
Tabla 4. 6 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en los tres alimentadores de la red de distribución de prueba 2 (generación síncrona).....	138
Tabla A. 1 Datos de impedancia de líneas.....	153
Tabla A. 2 Datos de transformadores	153
Tabla A. 3 Datos de los generadores síncronos.....	154
Tabla A. 4 Parámetros del sistema de excitación tipo IEEE1 (ST).....	154
Tabla A. 5 Parámetros del gobernador tipo govIEEEG1.....	155
Tabla B. 1 Datos de impedancia de líneas.....	156
Tabla B. 2 de transformadores	156
Tabla B. 3 Datos de los generadores asíncronos	157

ABREVIATURAS

AVR	Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Voltaje).
CIGRE	International Council on Large Electric Systems (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas).
DigSILENT	Digital Simulation and Electrical Network calculation program (Programa de simulación digital y cálculo de redes eléctricas).
EPRI	Electric Power Research Institute (Instituto de Investigaciones de Potencia Eléctrica).
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica).
FED	Fuente de Energía Distribuida.
FVSI	Fast Voltage Stability (Índice Rápido de Estabilidad de Voltaje)
GD	Generación Distribuida.
P	Potencia activa.
PCC	Punto de Interconexión Común.
PSS	Power System Stabilizer (Estabilizador de Sistemas de Potencia).
Q	Potencia reactiva.
ROCOF	Rate of Change of Frequency (Razón de Cambio de Frecuencia).
S	Potencia aparente.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
UFLS	Underfrequency Load Shedding (Esquemas de Tiro de Carga por Baja Frecuencia).
UVLS	Under Voltage Load Shedding (Esquemas de Tiro de Carga por Bajo Voltaje).

NOMENCLATURA

$K_a =$	Ganancia del regulador.
$T_a =$	Constante de tiempo del regulador.
$T_b =$	Constante de tiempo del regulador.
$T_c =$	Constante de tiempo del regulador.
$K_e =$	Constante de saturación del excitador.
$T_e =$	Constante de tiempo del excitador.
$K_f =$	Constante del circuito estabilizador del regulador.
$T_f =$	Constante del circuito estabilizador del regulador.
$V_{r\acute{m}ax} =$	Límite de señal de voltaje interno.
$V_{r\acute{m}in} =$	Límite de señal de voltaje interno.
$E1 =$	Constante de saturación del excitador.
$SE1 =$	Constante de saturación del excitador.
$E2 =$	Constante de saturación del excitador.
$SE2 =$	Constante de saturación del excitador.
$E'_d =$	Componente de voltaje en el eje directo.
$E'_q =$	Componente de voltaje en el eje de cuadratura.
$\tau'_{d0} =$	Constante de tiempo transitoria en el eje directo.
$\tau'_{q0} =$	Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura.
$X_d =$	Reactancia síncrona de eje directo.
$X_q =$	Reactancia síncrona de eje de cuadratura.
$X'_d =$	Reactancia transitoria de eje directo.
$X'_q =$	Reactancia transitoria de eje en cuadratura.
$I_d =$	Componente de corriente en el eje directo.

$I_q =$	Componente de corriente en el eje de cuadratura.
$E_{fd} =$	Voltaje de campo.
$\omega =$	Velocidad angular <i>rad/seg.</i>
$\tau =$	Constante de tiempo.
$D =$	Coeficiente de amortiguamiento.
$\omega_s =$	Velocidad síncrona.
$\delta =$	Posición angular del rotor.
$T_{mec} =$	Par mecánico.
$T_{elec} =$	Par eléctrico.
$n_{des} =$	Velocidad de deslizamiento de la máquina [<i>r. p. m.</i>]
$n_m =$	Velocidad mecánica del eje de la máquina [<i>r. p. m.</i>]
$n_{sinc} =$	Velocidad d sincronismo del campo magnético [<i>r. p. m.</i>]
$f_e =$	Frecuencia del sistema en Hertz.
$s =$	Deslizamiento
$V =$	Voltaje
$F =$	Frecuencia
$P_{sist} =$	Potencia aparente inyectada desde el sistema de potencia al nivel de distribución.
$P_{GD} =$	Potencia activa inyectada por los generadores distribuidos.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

Los sistemas eléctricos de potencia interconectados están continuamente sujetos a pequeñas perturbaciones tales como cambios en las condiciones de carga, que pueden ocasionar oscilaciones de la red, esto depende de la condición de operación, la configuración de los controles y la topología de la red. Por otro lado, debido a aspectos económicos, las redes eléctricas son comúnmente operadas cerca de los límites de estabilidad. Por lo tanto, el análisis de la estabilidad transitoria es esencial para la seguridad de sistemas eléctricos de potencia[1].

Los problemas de estabilidad transitoria, es la práctica más importante concerniente al estudio de la planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia. Se define como la habilidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el sincronismo cuando es sometido a un disturbio severo tal como cortocircuitos o grandes pérdidas de carga o generación. La estabilidad transitoria depende de las condiciones de operación iniciales en el sistema, así como el tipo, severidad y localización del disturbio [1].

Después de grandes disturbios en los sistemas eléctricos de potencia, se da lugar a desbalances significativos entre la potencia generada y la carga demandada. Las consecuencias en aceleraciones o desaceleraciones de los generadores debido a este desbalance resultan en cambios en la frecuencia de la red, la cual puede impactar en la estabilidad del sistema. La estabilidad de frecuencia está asociada con la respuesta del sistema de potencia ante perturbaciones severas que producen grandes variaciones de frecuencia, y de tensión, activando la operación de los sistemas de protección. También, se relaciona con la habilidad para mantener una frecuencia de estado estacionario aceptable luego de una perturbación severa que produzca un desbalance importante entre la carga y la generación [2].

La frecuencia no causará un problema de estabilidad si el equilibrio entre la generación y la carga se restablece. Esto requiere de una reserva de generación suficiente y respuesta adecuada en el control de los dispositivos de protección, como son los relevadores de baja frecuencia.

Por otro lado, la estabilidad de voltaje se define como la habilidad del sistema eléctrico de potencia para mantener el voltaje en todos los nodos dentro de límites aceptables, después de haber sido sometido a un disturbio. La inestabilidad de voltaje resulta de una caída progresiva o aumento del voltaje en los nodos de la red, el cual puede causar pérdida de carga o líneas de transmisión.

El voltaje en un sistema eléctrico de potencia es una medida de balance de MVar de carga y la capacidad de MVar dentro del sistema. Si no hay el suficiente soporte reactivo, el voltaje caerá. El impacto de la reducción de voltaje a las cargas depende de la naturaleza de las mismas. Para cargas resistivas, la corriente de carga se reduce y ayuda a limitar la necesidad de soporte reactivo. Los motores son esencialmente unidades de KVA constantes. Por lo tanto, un voltaje bajo, implica una demanda de mayor corriente y se incrementa la necesidad de tener un soporte reactivo local. Si la potencia requerida por las cargas es mayor que la capacidad de los generadores o del sistema de transmisión, el voltaje tiende a decaer causando una situación de inestabilidad de voltaje [3].

Por otro lado, los sistemas eléctricos de potencia en todo el mundo experimentan un cambio sustancial en principio y filosofía de operación. Algunos de esos cambios están relacionados con los avances tecnológicos en la comunicación, la electrónica de potencia, procesadores digitales y dispositivos de protección. Otros cambios están vinculados a la liberación de los mercados eléctricos. El objetivo es crear un mercado competitivo con un gran número de participantes independientes en lugar de un monopolio, el cual controla completamente la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica [4].

Actualmente, las tecnologías disponibles permiten la generación de electricidad con pequeñas plantas, comparadas a la generación tradicional y con costos competitivos. Además el desarrollo tecnológico ha logrado una eficiencia elevada en la conversión de energía [5]. Adicionalmente, se tiene un gran interés en la conexión de varias fuentes de energía eléctrica, típicamente descritas como Generación Distribuida (GD) para sistemas eléctricos de potencia (SEP). La GD es una fuente de potencia eléctrica conectada directamente a la red de distribución o en un punto cercano al consumidor. Además, en lo que respecta al tamaño de la GD, las definiciones siguientes son usadas actualmente [6]:

- Electric Power Research Institute (EPRI) define la Generación Distribuida como generación “desde algunos pocos kilo-watts hasta 50 MW”.
- International Council on Large Electric Systems (CIGRE) define la GD como pequeña entre 50 kW – 100 MW.

Sin embargo, tales magnitudes de potencia dependen del tamaño de los sistemas de potencia.

Una de las mayores preocupaciones por los operadores de las redes eléctricas es la operación en modo isla, cuando se tiene generación conectada a las redes de distribución. Una condición de isla es definida como “Una condición en la cual una porción del sistema contiene tanto carga como generación que mantienen energizada esa porción de manera aislada del resto del sistema eléctrico de potencia”. La preocupación es que existan variaciones de voltaje y frecuencia fuera de los límites especificados que puedan dañar el equipo eléctrico conectado a dicha red.

Por lo tanto, se debe contar con equipo de protección y control, lo cual, normalmente es requerido por una comisión reguladora en el punto de conexión de la GD para garantizar la confiabilidad y seguridad del servicio. Por lo que, la continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un sistema eléctrico de potencia. La continuidad hace referencia al hecho de que el SEP debe garantizar que la energía producida sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo.

1.2 OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es analizar y proponer una metodología que ayude al desempeño de los esquemas de protección en una red operando en una condición de isla con incorporación de generación del tipo síncrona y asíncrona. Así como también realizar una metodología basa en la protección de baja frecuencia para el tiro de carga y mantener la estabilidad y operación del sistema aislado.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En los años recientes, la operación en isla en una porción de la red de distribución se ha convertido en un importante objeto de estudio. La presencia de generación en modo isla puede ocasionar valores anormales de voltaje y frecuencia comprometiendo la estabilidad

del sistema. Detectar rápidamente la formación de islas es uno de los objetivos de los esquemas de protección.

En la industria hay posibilidades de que uno o más generadores queden en condición de isla con alguna carga asignada. El propósito de modelar un sistema es examinar el impacto de una condición de isla en ambos lados del punto de acoplamiento común con particular atención en la parte que se aísla del resto del sistema [7].

Mientras la isla no opere en paralelo con el resto del sistema, el gobernador y el regulador de voltaje de los generadores deben controlar el voltaje y la frecuencia en la isla, particularmente si la tecnología usada en la GD es a través de generadores síncronos.

1.4 ANTECEDENTES

El ajuste en los esquemas de protección para sistemas aislados en los generadores conectados a los sistemas de distribución requiere de simulaciones dinámicas de diversos escenarios. Una isla es creada cuando una porción del sistema eléctrico contiene generación y cargas separadas del sistema eléctrico de potencia. Durante la condición de isla, esta porción de red no opera en paralelo con el resto del sistema, entonces el gobernador y el regulador de voltaje de los generadores distribuidos deben controlar el voltaje y la frecuencia en la isla. En el momento de una isla podrían existir tres posibles escenarios [7]:

- Si las cargas en la isla son mayores que la generación, la demanda excederá la generación, por lo que los generadores se desacelerarán causando una baja de frecuencia.
- Si las cargas en la isla son menores que la generación local, el generador conectado se acelerará, lo que causaría un aumento de la frecuencia.
- En raras ocasiones en la isla, las cargas y la generación son iguales y por tanto, el cambio en la velocidad del primo motor será mínimo, entonces la frecuencia no variará.

Una condición de isla es detectada principalmente por variaciones en frecuencia. Esas variaciones en frecuencia son causadas por la habilidad de cambio de velocidad del primo motor, el cual ya no permanece sincronizado al resto del sistema eléctrico de potencia. La magnitud y duración de esos cambios de frecuencia afectan la habilidad para detectar una condición de isla.

Como una práctica estándar, los sistemas de protección anti-isla de generadores síncronos emplean relevadores basados en frecuencia. Por otro lado, los sistemas de protección ante un evento de isla de generadores de inducción son equipados con relevadores basados en voltaje.

Los relevadores de voltaje miden la magnitud del voltaje en las unidades de Fuentes de Energía Distribuida (FED) y disparan el generador si el voltaje es anormal durante un cierto tiempo. El relevador puede responder a ambas situaciones, es decir, bajo voltaje y sobre voltaje. En principio el método se basa en un desbalance entre la producción y el consumo de potencia reactiva después de una pérdida de red. Este desbalance conduce a un cambio en el nivel de voltaje, el cual puede ser medido localmente [7].

El retardo de tiempo debe ser coordinado con la posible duración de falla en el nivel de tensión del sistema, como un corto circuito que puede deprecia el voltaje. Es importante que los relevadores de voltaje sean ajustados de tal manera que no tengan disparos en falso por valores anormales que no necesariamente son por una condición de isla.

Relevadores instantáneos de bajo voltaje (27) pueden sensar esta caída de voltaje cuando la línea de alimentación ha sido disparada y pueden proporcionar la separación rápida de la red. Normalmente, este relevador es ajustado a un nivel muy sensible para detectar y proporcionar la separación tan rápido como sea posible. Sin embargo, la desventaja que ofrece es que los problemas en otras partes del sistema pueden producir una caída de voltaje y ocasionar la operación incorrecta del relevador. Los relevadores de bajo voltaje con retardo de tiempo pueden ser usados para reducir las operaciones incorrectas por las circunstancias descritas anteriormente. Esto se puede lograr con un ajuste de arranque del 90% al 95% del voltaje nominal y un retardo de tiempo de un segundo [7].

Cuando una condición de isla ocurre, la frecuencia del sistema disminuirá si el generador no puede soportar la carga requerida. Entonces es necesario tirar o remover carga o desconectar la GD tan rápido como sea posible cuando esto ocurre. Relevadores de frecuencia pueden operar utilizando cualquiera de los tres diferentes métodos: baja frecuencia, sobre frecuencia y razón de cambio de frecuencia (ROCOF)

El valor de desviación de frecuencia puede variar dependiendo del generador y el sistema. Actualmente, la mayoría de los relevadores de frecuencia incluyen múltiples niveles de ajustes para coordinar bloques de carga a ser disparada. Esos esquemas típicamente se expandirán a través del tiro de carga con el incremento de la desviación de frecuencia. Una desviación del $\pm 5\%$ es considerada una condición en donde la GD debería ser

separada de la red. En los sistemas que no usen un esquema de tiro de carga, relevadores de frecuencia (81U/O) deberán ser implementados con un retardo de tiempo mínimo [7].

Relevadores de sobre frecuencia son usados por los GD que son capaces de funcionar en una operación aislada y, especialmente, en máquinas síncronas donde los controles del gobernador pueden impulsar la velocidad por encima de los valores de niveles máximos. El aumento de la frecuencia puede ocurrir cuando la carga en la isla es menor a la capacidad de la GD. El aumento de frecuencia también puede ocurrir cuando la carga es interrumpida por un circuito adyacente del sistema eléctrico de potencia. Los relevadores de frecuencia deberán ser establecidos para un ajuste de activación de 60.5 Hz como máximo y un retardo de tiempo de 0.1 segundos [7].

Los relevadores de medición de la desviación de frecuencia (81R) miden el valor donde la frecuencia cambia. Un GD operando en condición de isla experimentará un mayor cambio de frecuencia que el esperado por otro problema en la red. Como resultado, la relación de cambio de frecuencia del relevador puede distinguir una frecuencia severa causada por una condición de isla de otras condiciones. Por lo tanto, no existe necesidad de un retardo de tiempo, permitiendo la operación instantánea y la desconexión.

Como consecuencias de no disponer de protección contra bajo y sobre voltaje y baja y sobre frecuencia puede representar un daño a la unidad generadora por exceder los límites térmicos en estas condiciones. Además, una operación bajo desviaciones grandes de frecuencia puede causar vibraciones a la turbina produciendo fallas mecánicas.

Si tales condiciones no son eliminadas adecuadamente, esto puede conducir a un colapso del sistema y por lo tanto a una pérdida de suministro a cargas.

Los esquemas de tiro de carga son alternativas muy útiles y económicas como una acción de restauración y corrección, para mantener la estabilidad y operación de sistemas eléctricos de potencia en donde existe un desbalance entre la generación y demanda y, en donde además es prioritario mantener el suministro de energía a determinadas cargas por su importancia.

Un esquema de tiro de carga desconecta las cargas no esenciales seleccionadas de un sistema de distribución en respuesta a una condición existente en un sistema eléctrico aislado, tales como baja frecuencia, inestabilidad de voltaje, sobrecarga, etc. Estas condiciones pueden ocurrir debido a un disturbio o fallas en el sistema que conduce a un desbalance entre la capacidad de generación y las cargas existentes [8].

El tiro de carga consiste en diseñar esquemas para desconectar carga con el fin de contrarrestar el efecto de decaimiento de la frecuencia. Los esquemas de tiro de carga

tienen como finalidad regresar el voltaje y la frecuencia a su valor nominal, para esto se diseñan esquemas en donde se establece el tiro de carga en forma escalonada para recuperar el voltaje y la frecuencia y así tirar solo la carga necesaria [9].

1.4.1 Trabajos más relevantes para la detección de isla

La referencia [10] presenta una investigación sobre modelos de relevadores dinámicos simplificados basados en frecuencia y voltaje para detectar la condición de isla de generadores síncronos y de inducción conectados a la red de distribución. Los resultados muestran que dichos modelos pueden ser usados con una buena precisión durante la planeación y protección anti-isla de generadores distribuidos.

En [11] se analiza los requerimientos para la interconexión de GD a los sistemas de distribución, pues los generadores distribuidos necesitan ser protegidos no sólo de cortos circuitos, sino también de condiciones anormales de operación. Muchas de esas condiciones anormales pueden ser impuestas sobre los generadores dispersos por la compañía del sistema. Ejemplos de tales condiciones anormales son: sobreexcitación, sobretensión, corrientes desbalanceadas, frecuencias anormales.

La referencia [12] se analiza el desempeño de la protección de frecuencia de los generadores distribuidos si el tiempo requerido para la detección de isla es incrementado. El análisis considera generadores síncronos y tres tipos de relevadores basados en frecuencia: vector surge, razón de cambio de frecuencia y sobre/baja frecuencia.

En el trabajo [13] se investiga la eficiencia de relevadores de baja/sobre frecuencia para protección de generadores síncronos considerando la detección de isla y los requerimientos de disparo. En este sentido, los relevadores de frecuencia deben cumplir las recomendaciones del fabricante del generador y los requerimientos de disparo por frecuencia de las compañías. Estas definen una región de detección tiempo – desbalance de potencia activa, en donde los relevadores de frecuencia pueden ser ajustados de manera eficiente para la protección de isla y los requerimientos de disparo.

En [14], se considera los problemas relacionados con la detección de una condición de isla en las redes de distribución con GD. Los métodos típicos para la detección de isla y las necesidades de coordinación con los esquemas de protección son discutidos. Los resultados revelan ciertos problemas como, por ejemplo, el balance de potencia ocasiona problemas de sensibilidad y falsos disparos.

El documento [15] analiza el funcionamiento de diferentes esquemas de detección y documenta su habilidad para detectar la pérdida de operación en paralelo con el resto del sistema bajo diferentes condiciones. El estudio se enfoca en tres esquemas particulares de detección de isla basados en frecuencia.

1.4.2 Trabajos más importantes en el uso de esquemas de tiro de carga.

En [16] se menciona que los esquemas de tiro de carga son una solución económica (parcial) para la estabilidad de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia. Realizó unas simulaciones sobre una representación de un sistema a gran escala PugetSound (Seattle) área del Pacífico. Consideró varios conceptos para un programa de tiro de carga por bajo voltaje, tales conceptos son: ajustes de los relevadores, características de las cargas y retardos de tiempo.

En [17] se menciona que en pequeños sistemas aislados son más vulnerables a serios disturbios, teniendo unas características de operación que requieren un enfoque diferente, debido a su baja inercia y reservas limitadas. En tal trabajo se revisan los objetivos y principios de los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia (UFLS), y se reporta su aplicación para pequeños sistemas aislados.

En la publicación [18] presenta la frecuencia apropiada en el ajuste de relevadores para mejorar la operación de sistemas eléctricos de potencia con unidades de cogeneración. El análisis de estabilidad transitoria se realizó considerando los modelos detallados de los generadores: gobernador de velocidad y el sistema de excitación. Los ajustes de los relevadores de baja frecuencia para el disparo de líneas y cargas son designados para prevenir el disparo de las unidades de generación y mantener el servicio eléctrico por perturbaciones en la red.

La referencia [19] muestra el diseño e implementación de un programa de tiro de carga para mantener la estabilidad y operación cuando existe pérdida de unidades de generación. El diseño incluye estudios de flujos de carga, estabilidad transitoria para determinar los límites de estabilidad, las variaciones de frecuencia y perfiles de voltaje. Numerosos escenarios de contingencias son simulados para observar las condiciones de operación.

En [3] se explora la naturaleza de los recientes apagones en los sistemas de potencia (2003 Costa del Este, 1996 California) y explica cómo el voltaje es un indicador del inminente colapso del sistema. El artículo discute la necesidad de usar el voltaje así como también la frecuencia para identificar la separación del sistema. El trabajo discute las

causas del colapso de voltaje, así como el diseño y los requerimientos de seguridad para un esquema por bajo voltaje, también son considerados los niveles de corriente.

El trabajo [20] analiza los esquemas de tiro de carga por voltaje bajo (UVLS) considerándolos útiles y con éxito en muchos sistemas para proteger el colapso local de voltaje dentro de los sistemas, particularmente si las condiciones del sistema y las contingencias que llevan a una inestabilidad de voltaje son de baja probabilidad, pero que darían lugar a graves consecuencias. El trabajo presenta la utilización de un índice llamado Índice Rápido de Estabilidad de Voltaje (FVSI) para actuar como una verificación numérica del tiro de carga.

El documento [8] se propone un sistema experto para el tiro de carga como una alternativa para cubrir algunos inconvenientes sobre los principales esquemas tradicionales para minimizar el número de cargas a desconectar, diferenciando la prioridad de las cargas basado sobre las condiciones del sistema.

En [21] se propone un nuevo algoritmo para ajustar los relevadores de baja frecuencia para el tiro de carga basado en un análisis de estabilidad. El algoritmo propuesto utiliza un módulo para encontrar los eventos no deseados, los cuales no son seguros para la operación de plantas generadoras.

1.4.3 Trabajos relevantes desarrollados en la SEPI ESIME Zacatenco

- “Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida” [22]. Tesis de Maestría, 2004, José Pepe Rasgado Casique. Se presentan recomendaciones para la selección y ajuste de los dispositivos de protección de la interconexión de una fuente de generación distribuida, principalmente generadores síncronos, a las redes de distribución. Evaluando la respuesta ante fallas y la desconexión de la fuente.
- “Análisis de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción en sistemas eléctricos de potencia” [23]. Tesis de Maestría, 2005, Mercedes Lázaro Gonzaga. Se presenta un análisis detallado de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción interconectados a una red eléctrica de potencia.

- “Análisis de la coordinación de protecciones en centrales eléctricas” [24]. Tesis de Maestría, 2006, Fernando Gómez Cervantes. Se presenta una metodología para la selección y el cálculo de ajustes de las protecciones de los equipos que forman una central termoeléctrica como son: generador, transformador principal y auxiliar, así

como también de los equipos de servicios auxiliares, considerando sus necesidades de protección y sus límites de operación.

- “Coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida” [25]. Tesis de Maestría, 2007, Jorge Alberto Morales Vallejo. Se analiza el comportamiento de los esquemas de protección para la generación distribuida en relación a la pérdida de estabilidad de las máquinas síncronas utilizadas en dicha generación. Se analizan los ajustes en los esquemas propuestos para la liberación del efecto isla y se presenta un caso donde la estabilidad de las máquinas síncronas utilizadas en la generación distribuida, se ve afectada debido a la operación aislada con respecto a la red.
- “Estudio de flujos de potencia y de cortocircuito en sistemas de distribución de media tensión incorporando generación distribuida” [26]. Tesis de Maestría, 2011, Alfonso Jara Morales. Se presentan los conceptos básicos del método de análisis de flujos de potencia en sistemas de distribución, presentando los modelos de generación distribuida utilizados para integrarse al estudio de flujos de potencia y de cortocircuito.
- “Diseño de un esquema de tiro de carga por bajo voltaje en sistemas de potencia con cargas dinámicas” [27]. Tesis de Maestría, 2012, Gustavo Velázquez Martínez. Se propone un esquema de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS), el cual está enfocado a la supervisión de los límites permisibles de voltaje, tomando acciones correctivas para evitar que el sistema llegue a un colapso de voltaje.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES

1.5.1 Limitaciones.

- Los dispositivos de protección en la interconexión de la GD no detectan una operación aislada de la GD cuando esta deja de operar en paralelo con el resto del sistema cuando la potencia activa de generación local es igual a la potencia activa demandada por las cargas en la isla. Cuando esta situación se presenta, las variaciones de voltaje y frecuencia son mínimas y por lo tanto, no son percibidas por los dispositivos de protección básicos. Y aún cuando se mantenga el suministro de energía, siempre será importante tener un indicativo de la separación del sistema por razones de seguridad.
- Cuando la generación es a través de generadores de inducción y ocurre la separación del sistema, la conexión de la compensación de potencia reactiva en

este trabajo no es modelada, simplemente se considera un buen soporte reactivo para la excitación de los generadores de inducción.

- El esquema de tiro de carga es realizado a través de relevadores de baja frecuencia, pero análogamente también pudo ser realizado a través de relevadores de bajo voltaje

1.5.2 Alcances.

- Se analiza y se propone una metodología basada en los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia (UFLS) como una alternativa de solución que ayuda al desempeño de los esquemas de protección en sistemas de potencia operando en condición de isla para mantener la operación y continuidad del servicio en sistemas eléctricos de potencia.
- Se analiza el comportamiento de los controles en los generadores síncronos y se corrobora que estos ayudan de manera significativa a contrarrestar las pequeñas variaciones del voltaje y frecuencia por los cambios impredecibles en las cargas.
- Se analiza la dinámica de los generadores de inducción al operar de manera aislada para permanecer conectados, siempre y cuando exista una adecuada potencia reactiva de soporte.

1.7 APORTACIONES

- Se propone una metodología para para la detección de la operación del modo isla en redes de distribución.
- Se evalúa el desempeño de los controles asociados a los generadores síncronos para ayudar a corregir pequeñas variaciones de carga.
- Se propone una metodología de tiro de carga por baja frecuencia para mantener la estabilidad y operación de un sistema aislado.
- Se realiza una comparación al usar generación síncrona con respecto a generación asíncrona como tecnologías de generación distribuida en redes de distribución.

1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS

- Capítulo I. Se presenta la introducción, el objetivo, justificación, antecedentes, alcances, limitaciones y la estructura de la tesis.

- Capítulo II. Se presenta la definición de GD, la clasificación, las tecnologías empleadas y los modos de operación de la GD, así como también una breve descripción de los modelos de generadores empleados, se describe el impacto de la GD a las redes de distribución y los esquemas de protección para la interconexión de GD.
- Capítulo III. Se presenta una breve descripción al fenómeno de estabilidad y se presenta la forma en que se modelan los elementos de control en los generadores, se expone los esquemas de protección para la formación de islas y se analiza el comportamiento del voltaje y la frecuencia en la operación aislada en redes de distribución.
- Capítulo IV. Se realiza un análisis dinámico sobre las redes de prueba en condición de isla para evaluar la estabilidad del sistema en los que se tiene un desbalance importante entre la potencia activa de generación y la demanda. Se realiza el ajuste de los esquemas de protección para el tiro de carga como una alternativa de restauración y corrección para mantener la continuidad y operación de la red aislada.
- Capítulo V. Se expresan las conclusiones más importantes obtenidas en el desarrollo de este trabajo, así como también las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO II

OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 INTRODUCCIÓN

Una fuente de Generación Distribuida (GD), puede ser considerada como una fuente de energía eléctrica conectada al sistema de potencia, en un punto muy cercano a los centros de consumo, ya sea del lado del consumidor o de la red y que se considera lo suficientemente pequeña comparada con las plantas centralizadas[26].

No existe una definición que pueda ser universalmente aceptada. En la literatura, un gran número de términos y definiciones son usados en relación a la GD. Por ejemplo, los países Anglo-Americanos a menudo usan el término “Generación Distribuida”, países de Norte América “Generación Dispersa”, y en Europa y parte de Asia, el término “Generación Descentralizada” es aplicado para el mismo tipo de generación. [6]

En [6] se propone una definición de GD considerando una serie de aspectos tales como: el propósito, la ubicación, la capacidad o el tamaño de la GD, el área de servicio, la tecnología empleada, el impacto ambiental, el modo de operación y el nivel de penetración. Por lo tanto:

“Generación Distribuida es la producción de electricidad en instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se pueden conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos”[26].

En este capítulo, se presenta una breve descripción sobre el modelado de los generadores síncronos y de inducción empleados en la GD, así como también se explica los modos de operación que caracterizan el comportamiento de las FDG, tanto por la potencia que entregan como la forma en que lo hacen. Por otro lado, también se considera el impacto que tiene la GD sobre el funcionamiento en las redes de distribución y los esquemas de protección necesarios y requeridos para la interconexión de la GD.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La definición de GD no define la capacidad de la fuente de generación, por lo que el tamaño depende de las condiciones de la propia red de distribución, como por ejemplo el nivel de tensión. Sin embargo es útil establecer diferentes categorías de acuerdo a la capacidad. En la Tabla 2.1 se clasifica a la GD de acuerdo a su tamaño relativo [6]

Tabla 2. 1Categorías para el tamaño relativo de las fuentes de GD [6]

Clase	Tamaño relativo
Micro	$\sim 1 \text{ Watt} < 5 \text{ kW}$
Pequeña	$5 \text{ Watt} < 5 \text{ MW}$
Mediana	$5 \text{ MW} < 50 \text{ MW}$
Grande	$50 \text{ MW} < \sim 300 \text{ MW}$

Otra clasificación se muestra en la Tabla 2.2, de acuerdo el tipo de interfaz usada por el dispositivo de generación distribuida para su interconexión con la red de distribución.

Tabla 2. 2Clasificación de acuerdo a la interfaz de conexión

Tipo de dispositivo de Generación Distribuida	Interfaz típica usada para convertir la potencia
Motor de combustión interna	Generador síncrono o de inducción
Micro Turbina	Inversor o generador de inducción
Celdas de combustible	Inversor
Turbinas eólicas	Inversor o generador de inducción
Fotovoltaico	Inversor
Baterías, Ultra capacitores	Inversor

2.3 TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida, comprende sólo a ciertas tecnologías aplicadas a la conversión de energía primaria en electricidad. Algunas de estas tecnologías no son nuevas sino que, por el contrario, son tecnologías maduras que tienen tiempo en el mercado. Algunas tecnologías empleadas para la conversión de energía distribuida, están basadas en el uso de combustibles fósiles (motores de combustión interna, turbinas de combustión y algunas celdas de combustión), las cuales poseen emisiones contaminantes al medio ambiente. [28]. En la Tabla 2.3 se muestra la capacidad de algunas de estas tecnologías de acuerdo a su tamaño.

Tabla 2. 3 Tamaño típico en base a la tecnología de GD [28].

Tecnología	Tamaño típico
Turbinas de gas de ciclo combinado	35 - 400 kW
Motores de combustión interna	5 kW - 10 MW
Turbinas de combustión	1-250 MW
Micro turbinas	35 kW - 1 MW

Por otra parte, los cambios en la industria del suministro de electricidad y el desarrollo tecnológico están impulsando competitivamente el avance de algunas nuevas tecnologías de generación, permitiendo así su desarrollo hacia la etapa de comercialización[5].

Otras tecnologías emplean fuentes de energía. En la actualidad, existe una gran variedad de tecnologías disponibles en el mercado para GD. Dichas tecnologías se muestran en la Tabla 2.4

Tabla 2. 4 Tecnologías para Generación Distribuida [5]

Tecnología	Tamaño típico disponible
Pequeñas Hidráulicas	1 - 100 MW
Micro Hidráulicas	25 kW - 1 MW
Turbinas de Eólicos	200 Watts - 3 MW
Arreglos fotovoltaicos	20 Watts - 100 kW
Solar térmica, receptor central	1 - 10 MW
Solar térmica	10 - 80 MW
Biomasa, basados en gasificación	100 kW - 20 MW
Celda de combustible, ácido fosfórico	200 kW - 2 MW
Celda de combustible, carbonato fundido	250 kW - 2 MW
Celda de combustible, intercambio de protones	1 kW - 250 kW
Celda de combustible oxido sólido	250 kW - 5 MW
Geotérmico	5 - 100 MW
Energía del océano	100 kW - 1 MW
*Motor Stirling	2 - 10 kW

*Los motores Stirling, son clasificados como motores de combustión externa. Es un sistema sellado dentro de un fluido de trabajo inerte, usualmente helio o hidrogeno. Generalmente son encontrados en pequeños tamaños 2-10 kW [5]

Las tecnologías empleadas para la Generación Distribuida, incluyen una variedad de principios de conversión, las más comúnmente empleadas:

- Máquinas térmicas
- Celdas de combustible
- Sistemas de conversión de energía del viento
- Sistemas de conversión de energía del sol

2.4 MODELOS DE GENERADORES ELÉCTRICOS

Algunas tecnologías de generación distribuida como geotérmica, biomasa, hidráulicas, micro turbinas y la mayoría de los sistemas eólicos, emplean generadores síncronos y asíncronos. Sus características de modelación dependen del tipo de generador

2.4.1 Generador síncrono

El modelo matemático completo de la máquina síncrona considera varios efectos introducidos por los diferentes circuitos del rotor, el devanado de campo, así como los fenómenos asociados a los devanados de amortiguamiento. Una descripción matemática total de la máquina puede resultar complicada, por ello se han desarrollado modelos de orden reducido [2].

Para el modelado de la máquina síncrona se hacen las siguientes consideraciones:

- Se desprecian los transitorios del estator, debido a que estos decaen muy rápidamente y su efecto está fuera de la banda de frecuencia para la simulación de la dinámica de sistemas de potencia. Con esos términos despreciados, las cantidades del estator sólo contienen componentes de frecuencia fundamental y las ecuaciones del voltaje del estator aparecen como ecuaciones algebraicas.
- Los efectos transitorios son dominados por los circuitos del rotor, los cuales son el circuito del campo en el eje directo y un circuito equivalente en el eje de cuadratura.
- Se desprecian los efectos eléctricos asociados a los devanados amortiguadores, los cuales son pequeños durante la dinámica del sistema de potencia, y por lo tanto, despreciables. Sin embargo, para incluir el efecto del devanado de amortiguamiento, basta sólo con agregar un coeficiente de amortiguamiento D en la ecuación del par.

Bajo las consideraciones anteriores, el comportamiento de la dinámica del generador síncrono puede ser representado por un modelo reducido de la máquina síncrona. El cual es representado por una fuente de voltaje detrás de una reactancia como se muestra en la Figura 2.1 [5].

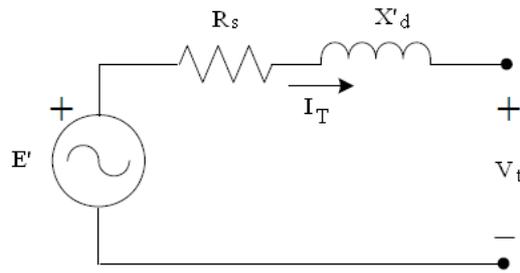


Figura 2. 1Circuito equivalente para el modelo simplificado del generador síncrono.

La dinámica eléctrica asociada a los voltajes internos de la máquina (E'_d, E'_q) viene dada por [5]:

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{\tau'_{d0}} [-E'_q - (X_d - X'_d)I_d + E_{fd}] \quad (2.1)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{\tau'_{q0}} [-E'_d - (X_q - X'_q)I_q] \quad (2.2)$$

donde:

E'_d = Componente de voltaje en el eje directo.

E'_q = Componente de voltaje en el eje de cuadratura.

τ'_{d0} = Constante de tiempo transitoria en el eje directo.

τ'_{q0} = Constante de tiempo transitoria en el eje de cuadratura.

X_d = Reactancia síncrona de eje directo.

X_q = Reactancia síncrona de eje de cuadratura.

X'_d = Reactancia transitoria de eje directo.

X'_q = Reactancia transitoria de eje en cuadratura.

I_d = Componente de corriente en el eje directo.

I_q = Componente de corriente en el eje de cuadratura.

E_{fd} = Voltaje de campo.

Estas ecuaciones pueden ser representadas por el diagrama de bloques mostrado en la Figura 2.2.

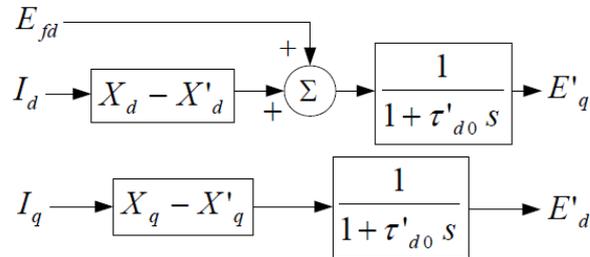


Figura 2. 2 Representación en diagrama de bloques para la dinámica eléctrica del modelo simplificado del generador síncrono.

Para completar la descripción del sistema, el torque electromagnético (T_{elec}) es obtenido a partir de la siguiente expresión:

$$T_{elec} = E'_d I_d + E'_q I_q - (X'_q - X'_d) I_d I_q \quad (2.3)$$

Y la dinámica asociada a la interacción electromecánica que tiene lugar en la máquina, viene dada por la ecuación de oscilación:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{\tau_j} [T_{mec} - D\omega - T_{elec}] \quad (2.4)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (2.5)$$

donde:

ω = Velocidad angular rad/seg .

τ = Constante de tiempo.

D = Coeficiente de amortiguamiento.

ω_s = Velocidad síncrona.

δ = Posición angular del rotor.

T_{mec} = Par mecánico.

T_{elec} = Par eléctrico.

El diagrama de bloques para ecuación es mostrado en la Figura 2.3.

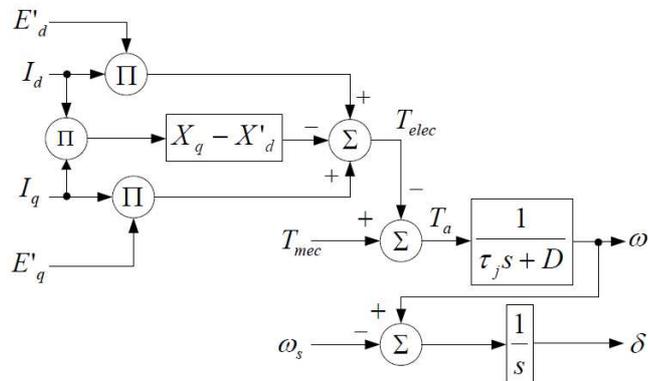


Figura 2. 3Representación en diagrama de bloques para la dinámica electromecánica del modelo simplificado del generador síncrono.

2.4.2 Generador de inducción.

La representación detallada de la dinámica de la máquina de inducción está basada generalmente, en un modelo de quinto orden, también llamado el modelo de Park, el cual corresponde a las ecuaciones diferenciales de la máquina de inducción idealizada [5].

Para la simulación de la dinámica de sistemas de potencia, se considerará el modelo de 3^{er} orden. Este modelo considera los efectos transitorios, pero desprecia los efectos subtransitorios del rotor. Adicionalmente, el modelo asume una red balanceada y desprecia los efectos de la dinámica del estator. Además de que todas las cantidades son expresadas en los ejes d_q0 sobre un sistema de referencia rotatorio. [5].

La máquina puede ser modelada como una fuente de voltaje E' detrás de una impedancia $R_s + X'_d$ como aparece en la Figura 2.4.

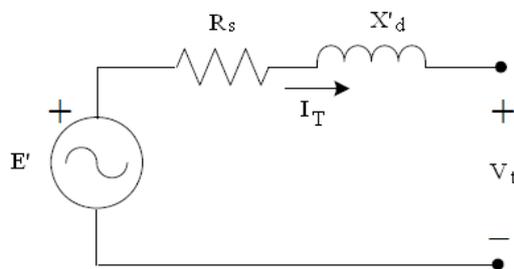


Figura 2. 4Circuito equivalente para el modelo del generador de inducción.

Las ecuaciones dinámicas asociadas al voltaje interno de la máquina E' son dadas por [5]:

$$\frac{dE_d}{dt} = -\frac{1}{\tau_0'} E_d - \frac{(X-X')}{\tau_0'} I_q + sE_q \quad (2.6)$$

$$\frac{dE_q}{dt} = -\frac{1}{\tau_0'} E_q + \frac{(X-X')}{\tau_0'} I_d - sE_d \quad (2.7)$$

Donde τ_0 es la constante de tiempo transitoria de circuito abierto de la máquina de inducción, y está caracteriza el decaimiento de los transitorios del rotor, cuando el estator está en el circuito abierto, y s es el deslizamiento de la máquina.

$$\tau_0 = \frac{X_r + X_m}{2\pi f R_r} \quad (2.7)$$

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (2.8)$$

La corriente en terminales (I_T) de la máquina es obtenida como:

$$I_T = \frac{E' - V_T}{R_s + jX'} \quad (2.8)$$

El modelo eléctrico de una máquina de inducción puede ser representado por el diagrama de bloques de la Figura 2.5 [5]:

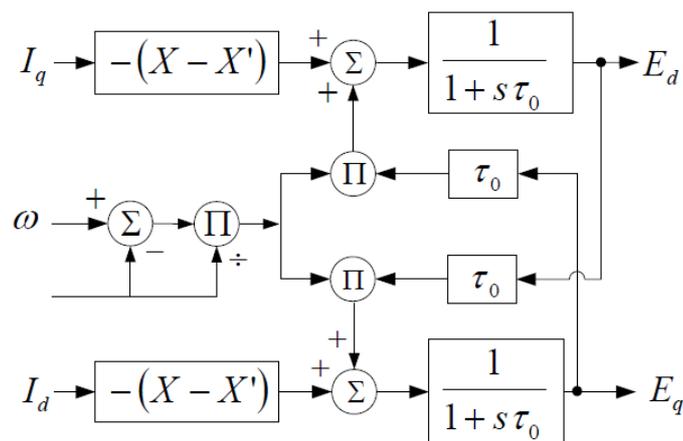


Figura 2. 5Representación en diagrama de bloques para la dinámica eléctrica del modelo de la máquina de inducción.

La ecuación que gobierna la dinámica inercial del rotor está dada por:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} T_{elec} - D(\omega - \omega_s) \quad (2.9)$$

Para la operación de la máquina de inducción como generador T_{elec} y T_{mec} representan el par electromagnético y el mecánico, respectivamente, siendo ω_s la velocidad de sincronismo.

$$T_{elec} = \frac{E_d I_d + E_q I_q}{\omega_s} \quad (2.10)$$

La razón de cambio del voltaje detrás de la reactancia es definida por:

$$\frac{dE'}{dt} = -j2\pi f s E' - \frac{1}{T_0} [E' - j(X - X') I_T] \quad (2.11)$$

La parte electromecánica del modelo en formulación de potencias:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{2H} \left[\frac{P_{mec}}{1-s} - P_{elec} \right] \quad (2.12)$$

Las reactancias X y X' deben ser obtenidas desde el modelo convencional en estado estacionario de la máquina de inducción que se muestra en la Figura 2.6.

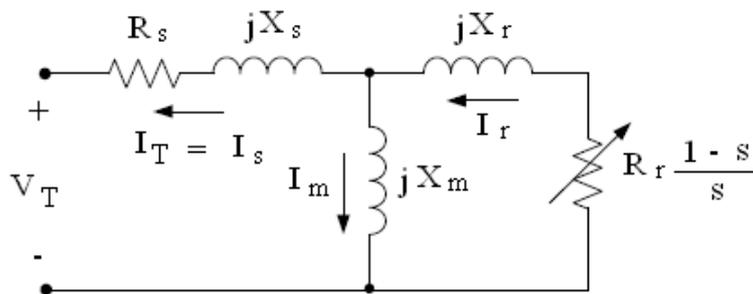


Figura 2.6 Circuito equivalente en estado estacionario del generador de inducción.

En el desempeño en estado estacionario del generador de inducción, se considera que la reactancia de circuito abierto es [5]:

$$X = X_s + X_m \quad (2.13)$$

Y la reactancia de rotor bloqueado, X' , estaría dada por:

$$X' = X_s + \frac{X_m X_r}{X_m + R_r} \quad (2.14)$$

2.5 MODO DE OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En régimen estacionario, el comportamiento de una fuente de generación distribuida puede ser caracterizado en el flujo de potencia, tanto por la potencia que se entrega en terminales como por la forma en que lo hace. En tal sentido, conviene distinguir al menos cuatro modos característicos a considerar [5].

2.5.1 Factor de potencia constante.

En este caso, la unidad de generación distribuida es programada para que entregue una potencia activa $P_g = P_{GD}$, y la potencia reactiva Q_g es la que la unidad entregará, esto satisface un determinado factor de potencia considerado $\cos \phi$

$$\frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} = \cos \phi \quad (2.15)$$

En este modo de operación hay dos límites que deben ser respetados

1. La capacidad nominal de la unidad S_{nom}
2. El factor de potencia debe permanecer constante

Cuando la unidad de GD opera a factor de potencia constante, se tiene la ventaja de que la generación de reactivos aumenta, conforme aumenta la generación de potencia activa. Este modo de operación permite una cierta capacidad de soporte de voltaje, sin embargo, esta no es la razón principal que motiva a su aplicación. En la Figura 2.7 se observa que

para una operación a factor de potencia constante ϕ_1 , un incremento en la potencia activa producida de P_{g1} a P_{g2} crea un aumento en la potencia reactiva generada por la unidad Q_{g1} a Q_{g2} .

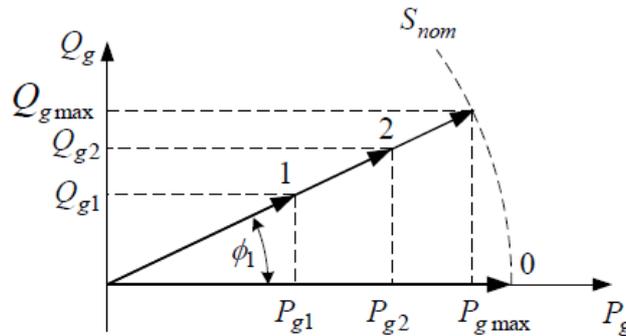


Figura 2. 7Diagrama de operación **PQ** para una unidad de GD en modo de factor de potencia constante.

2.5.2 Compensación de reactivos límite.

Las tecnologías de generación distribuida basadas en generadores síncronos directamente conectados a la red, al igual que algunos que emplean interfaz basados en convertidores de potencia, poseen límites asociados en cuanto a la entrega de reactivos. Es muy común que estos límites vengan expresados en el diagrama de operación de potencia activa versus potencia reactiva.

$$Q_{min} \leq Q_g \leq Q_{max} \quad (2.16)$$

En este modo de operación se limita al generador en función de restricciones físicas reales. En tal sentido, este modo permite un control limitado del voltaje local por la inyección variable de potencia reactiva dentro de ciertos límites. Las tecnologías de GD basadas en generadores síncronos y en algunos casos muy particulares de unidades con interfaz electrónica de potencia a la red, permiten este modo de operación [5].

2.5.3 Factor de potencia variable.

En algunas tecnologías de GD, se permite la operación a factor de potencia variable, aceptado el soporte de voltaje en la barra de conexión mediante la generación de reactivos. Este es un modo de operación relativamente nuevo. La generación de reactivos ayuda al soporte del voltaje, mas no es la variable de control. Las unidades que operan en este modo generan potencia reactiva Q_g con la capacidad de potencia reactiva remanente

de la unidad, es decir, que para que una unidad de capacidad S_n y que entrega una potencia activa P_g el valor de la potencia reactiva es:

$$Q_g = \sqrt{\left(S_{nom} \sin\left(\cos^{-1}\left(\frac{P_g}{S_{nom}}\right)\right)\right)^2 - P_g^2} \quad (2.17)$$

El diagrama de operación para el modo a factor de potencia variable es mostrado en la Figura 2.8. Corresponde al funcionamiento de la unidad sobre todo el lugar geométrico en forma de círculo, de acuerdo a la potencia nominal de la fuente de GD. Se observa el primer caso extremo, es decir, cuando la unidad no entregue potencia activa, toda la capacidad de la máquina es empleada para la producción de reactivos (punto 4); a medida que la unidad comienza a generar potencia activa, se modifica el factor de potencia para garantizar que toda la capacidad de la unidad se emplee (puntos 3, 2 y 1) en la Figura 2.8. El segundo caso extremo, es cuando la unidad entregue toda su capacidad en potencia activa, pero no se generará potencia reactiva (operación a factor de potencia unitario), punto 0.

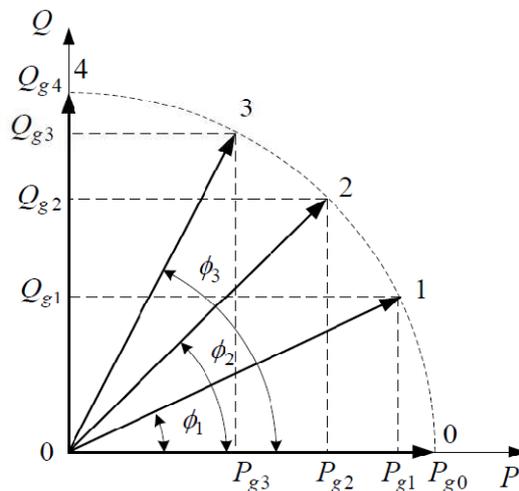


Figura 2. 8 Diagrama de operación **PQ** para una unidad de GD en modo de factor de potencia variable

Este modo de operación sacrifica la entrega de potencia reactiva en función de la entrega de potencia activa, pero garantiza que la fuente primaria siempre opere a su potencia aparente nominal. Por esta razón, dicho modo es admitido por algunas de las tecnologías de generación distribuida, basadas en convertidores electrónicos de potencia como interfaz a la red.

2.5.4 Generación dependiente del voltaje (Consumo de reactivos)

Algunas tecnologías de generación distribuida producen potencia activa pero a costa de un consumo de reactivos, siendo esta característica influenciada por la magnitud del voltaje en terminales. Este es el caso típico de la generación distribuida que emplea el generador de inducción del tipo de jaula de ardilla.

2.6 IMPACTO DE LA GD EN LA OPERACIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

La conexión de generación distribuida a las redes de distribución existentes aun cuando operan de una manera pasiva tiene un impacto sobre el funcionamiento de la red de distribución. Los problemas que pueden presentarse son [29]:

- Impacto sobre el control de voltaje.
- Impacto sobre las pérdidas.
- Impacto sobre la calidad de energía.
- Impacto sobre los niveles de falla.
- Impacto sobre los esquemas de protección.

2.6.1 Control de voltaje.

Mantener un apropiado nivel de voltaje es importante para el funcionamiento correcto de los componentes conectados al sistema eléctrico de potencia. La transmisión de energía eléctrica a través de las líneas de transmisión será acompañada por una caída de tensión a lo largo de la línea y para mantener un nivel de voltaje a un nivel apropiado se requiere tomar una serie de acciones. La caída absoluta de voltaje a lo largo de la línea depende de la relación X/R de la línea de transmisión y la potencia transmitida. En redes de transmisión el valor de X es mucho mayor que el valor de R y la caída de voltaje depende principalmente de la transmisión de potencia reactiva. Sin embargo, en las redes de distribución con cables, la relación X/R es menor a 1. Esto significa que la resistencia no se puede despreciar y, por lo tanto, la caída de tensión depende de la potencia activa y reactiva [30].

La integración de GD a las redes de distribución puede cambiar significativamente el flujo de potencia a nivel distribución, de modo que se afecta el voltaje del alimentador. El impacto de GD en el control de voltaje está en función del flujo de potencia en la red. El perfil de voltaje no se ve afectado cuando la potencia inyectada por la GD es menor o está cerca a la carga del alimentador y el factor de potencia de la GD está en línea con el factor

de potencia de la carga. En este caso la potencia suministrada por la red es menor, así como la corriente a través del alimentador. Esto resulta en una reducción de la caída de tensión. Sin embargo, cuando la potencia generada excede a la carga del alimentador o el factor de potencia es extremo, el voltaje se eleva. Este aumento de voltaje se debe al flujo de potencia inverso y está en función del tamaño de la GD, el factor de potencia y la impedancia de la red. El efecto del flujo de potencia inverso es aún peor cuando también la GD inyecta potencia reactiva, pero sin regular voltaje [30].

2.6.2 Pérdidas en la red.

El transporte de energía eléctrica provoca pérdidas en redes de transmisión y distribución. Las pérdidas de potencia en una línea pueden ser calculadas usando la ley de Ohm. Si una línea está transportando una corriente, las pérdidas de potencia pueden ser calculadas con la ecuación:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = \frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 R dt \quad (2.18)$$

Donde $P_{p\acute{e}rdidas}$ son las pérdidas en la línea, $i(t)$ es la corriente instantánea a través de la línea y R es la resistencia de la línea. Cambiando el flujo de potencia en la línea, cambia la corriente a través de la línea y entonces las pérdidas son afectadas. Conectando GD a una carga en un alimentador de distribución, la potencia inyectada por la GD será consumida por la carga y el flujo de potencia en el alimentador es reducido. En este caso también se reducen las pérdidas. El efecto de la GD sobre las pérdidas depende considerablemente de la potencia inyectada y su ubicación dentro de la red.

2.6.3 Calidad de la energía.

El efecto por la integración de GD sobre la calidad de energía concierne a tres aspectos principalmente[29]:

- Pequeñas desviaciones y aumentos de voltaje.
- Parpadeo de voltaje (Flicker).
- Armónicas.

2.6.3.1 Pequeñas desviaciones y aumentos de voltaje.

La GD puede impactar la calidad del voltaje de varias maneras. La conexión de GD a un alimentador con carga ligera puede invertir el flujo de potencia y el voltaje en el punto de interconexión empieza a aumentar. Esto significa que el voltaje suministrado a los consumidores cercanos conectados a la GD también aumentará. Este aumento de voltaje es un efecto de estado estable y depende de la relación X/R , de la carga en el alimentador y la potencia inyectada por las unidades de GD, como se ha mencionado anteriormente. Sin embargo, la GD puede también tener un efecto transitorio sobre el nivel de voltaje. Una variación rápida de corriente de carga de una unidad de GD causará un repentino aumento o disminución en la corriente del alimentador y, por lo tanto, un efecto en el voltaje [29].

2.6.3.2 Parpadeo de voltaje (Efecto Flicker)

En las redes de distribución la causa más común del efecto flicker es una variación rápida de corriente de carga.

2.6.3.3 Armónicas y resonancias

El sistema de Inversores conectados a unidades de GD pueden causar armónicas. La magnitud y el orden de las armónicas dependen de la tecnología del convertidor y el modo de operación. Aunque con la reciente tecnología con componentes de conmutación rápida utilizados mejoran la forma de onda de entrada. La inyección de corrientes armónicas pueden distorsionar la forma de onda del voltaje, la cual, puede propagarse a través de la red de distribución. Aparentemente, pequeñas distorsiones de voltaje pueden causar corrientes armónicas en una condición de resonancia y esto debe prevenirse por ser el efecto más peligroso y destructivo de las corrientes armónicas, pues las corrientes y voltajes experimentarían una amplificación produciendo calentamiento en cables, transformadores, interruptores, así como oscilaciones que pueden causar fatiga a las partes mecánicas de los generadores. Un medio para reducir las armónicas inyectadas es el filtrado de la corriente de salida. Convertidores eléctricos de potencia modernos son capaces de filtrar la corriente inyectada y reducir los armónicos inyectados [30]

2.6.4 Niveles de falla y protección

La conexión de GD a las redes de distribución cambia los niveles de falla. El impacto en los niveles de falla depende de la capacidad de la GD para contribuir a la corriente de falla.

2.7 NIVEL DE PENETRACIÓN.

El nivel de penetración ($\%NivelDG$) puede ser calculado como una función del total de potencia de generación por la GD (P_{GD}) o el factor total de capacidad de generación instalada sobre demanda máxima (P_{carga}) [31].

$$\%NivelDG = \frac{P_{DG}}{P_{carga}} \times 100\% \quad (2.19)$$

Cuando toda la demanda es cubierta por la generación centralizada, esto es equivalente al 0% del nivel de penetración de GD, mientras que un 100% de penetración indica que toda la demanda es cubierta por los generadores distribuidos. Considerando el nivel de penetración, se definen varios escenarios [31].

- *Escenario de baja penetración.* Considera el nivel de penetración por debajo del 30%. Se considera un escenario de integración conservador, con alto impacto económico y técnico que no lo hacen atractivo. ($P_{GD} \leq 0.3P_{carga}$).
- *Escenario semi-ideal.* La capacidad de generación distribuida en este escenario corresponde a la mitad de la carga demandada. La liberación del mercado sería adecuada para este nivel de penetración ($P_{GD} = 0.5P_{carga}$).
- *Escenario ideal.* Considera el nivel de penetración completo de la GD, toda la carga será suministrada por la GD ($P_{GD} = P_{carga}$). Este escenario minimiza la producción de potencia por los generadores centralizados. La apertura total de los mercados será capaz de hacer posible los altos niveles de penetración como este.
- *Escenario Utópico.* La capacidad de GD es mayor a la demanda; de modo que permite la exportación de potencia a la red ($P_{GD} > P_{carga}$).

2.8 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA GENERADORES DISTRIBUIDOS

Actualmente, existe mucho interés en la conexión de varias fuentes de energía eléctrica, típicamente descritas como Fuentes Distribuidas para sistemas eléctricos de potencia. La necesidad de contar con equipo de protección y control es esencial. Los generadores distribuidos necesitan ser protegidos no sólo de cortos circuitos, sino también de condiciones anormales de operación. Muchas de esas condiciones anormales pueden ser impuestas sobre los generadores dispersos por la compañía del sistema. Ejemplos de tales condiciones anormales son: sobreexcitación, sobretensión, corrientes desbalanceadas, frecuencias anormales [7].

2.8.1 Requerimientos de interconexión para GD.

En un intento para facilitar la instalación de GD, varios esfuerzos han sido realizados para tratar de “estandarizar” los requerimientos de protección para la interconexión de GD. Esto ha sido extremadamente difícil debido a diversas variables tales como las características propias de los sistemas de distribución y los tipos de generadores distribuidos en ellos [11]:

2.8.1.1 Variaciones en el diseño de sistemas de distribución.

Algunas compañías distribuidoras usan el criterio de “ahorro de fusibles” para el disparo de líneas a través de fusibles mientras que otras no. Algunas compañías usan restauradores y seccionadores, pero otras no. Las prácticas de re-cierre automático varían de compañía en compañía.

2.8.1.2 Varios tipos de Generadores para GD.

Los tipos de generadores para GD pueden ser catalogados dentro de dos grandes grupos:

1. Generadores Síncronos:

Energía de recuperación

Turbinas de combustión

Pequeñas hidroeléctricas

2. Generadores de Inducción:

Generadores de viento

Micro turbinas

2.8.2 IEEE-1547 Requerimientos de interconexión para GD

La protección de interconexión proporciona la protección que permite a los generadores distribuidos operar en paralelo con la red del sistema. Típicamente los requisitos de protección para conectar un generador distribuido a la red de suministro eléctrico son establecidos por las compañías o por normas. Estas normas generalmente cubren pequeños generadores.

Las redes de distribución como se ha mencionado con anterioridad están diseñadas para suministrar cargas de manera radial. Por lo tanto, la incorporación de generadores proporciona una fuente para la redistribución de la carga y las corrientes de cortocircuito, así como una fuente potencial de sobretensión. Típicamente, la protección de interconexión para esos generadores está establecida en el punto de interconexión común (de acoplamiento) entre la red y la GD como se muestra en la Figura 2.9 [26, 32].

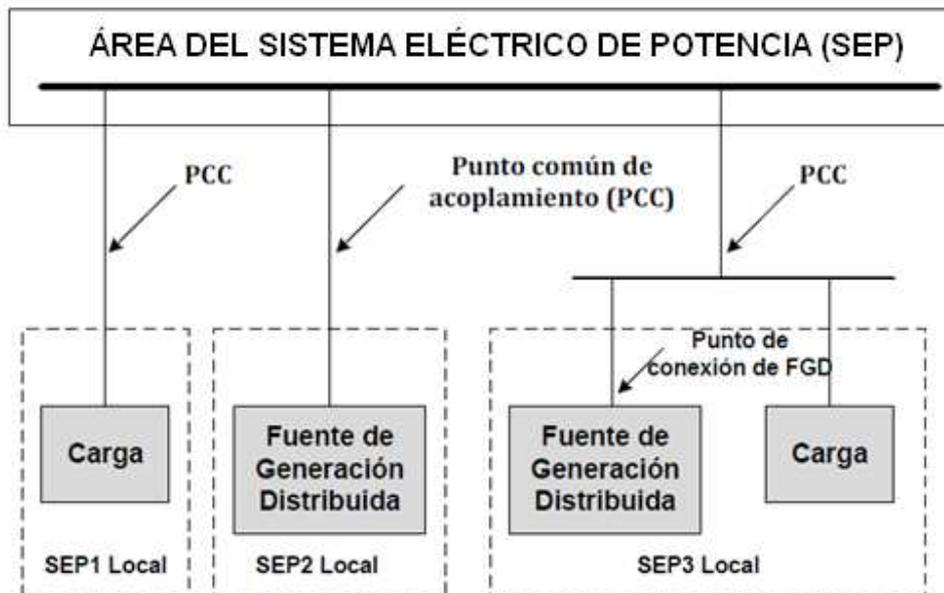


Figura 2. 9 Términos de interconexión [26, 32]

Una empresa eléctrica está obligada legalmente a proteger la red de distribución y vigilar que en el suministro a los consumidores no estén presentes corrientes de falla. Para satisfacer estas políticas de operación, se requiere de protecciones apropiadas entre las fuentes de GD y los puntos de conexión. En el cálculo de los ajustes de estas protecciones debe tomarse en cuenta las cargas de la red y el rango de corriente de falla durante las condiciones de operación normal y anormal.

La protección de interconexión debe satisfacer los requerimientos por parte de la compañía suministradora para permitir la conexión de GD a la red de distribución. Su función debe satisfacer [11]:

1. Desconectar la GD cuando ya no opere en paralelo con el resto del sistema, ya que esta condición puede presentar anomalías que resulten en una desviación inaceptable en el voltaje y la frecuencia ocasionando daños a la unidad.
2. Proteger el sistema de daños causados por la conexión de GD, incluyendo corrientes de falla aportadas por la GD a las corrientes de falla del sistema y sobretensiones transitorias. Esto impacta directamente a los esquemas de protección, pues los niveles de corrientes de falla son incrementados por la incorporación de unidades de GD provocando una mala operación de los dispositivos de protección.
3. Proteger al generador de daño causado por el sistema, especialmente a través del re-cierre. Generalmente las compañías emplean el re-cierre automático de los alimentadores, debido a que la mayoría de fallas son de carácter transitorio y el re-cierre automático proporciona mayor confiabilidad a los consumidores proporcionándoles una menor interrupción. Sin embargo, entre los periodos de re-cierre el generador debe ser protegido pues ya no está en sincronismo con el resto del sistema.

La protección del generador típicamente se conecta a las terminales del generador como se muestra en la Figura 2.10.

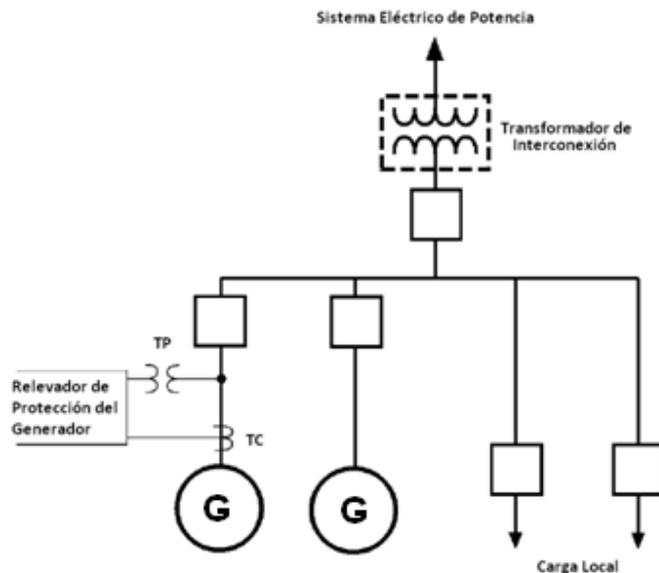


Figura 2. 10 Ubicación típica de la protección del generador [11].

La protección del generador proporciona la detección de corrientes de cortocircuito internas y condiciones anormales de operación tales como pérdida de campo, potencia de inversa de sobretensión y corrientes desbalanceadas.

Típicamente, las siguientes áreas de interconexión son especificadas por muchas compañías:

1. La configuración del devanado para el transformador de interconexión.
2. Relevadores para su interconexión.
3. Transformadores de corriente TC y de potencial TP.
4. Protección funcional 81O/U, 27, 59, etc.
5. Velocidad de operación para desconectar la GD antes del re-cierre automático por parte de la compañía suministradora.
6. Ajustes de algunos relevadores de interconexión.

2.8.3 La función de protección y los elementos de control para la operación en isla.

La ubicación de la protección para una condición de isla para un generador síncrono depende de si el generador está suministrando continuamente a una carga designada, mientras se presenta la separación de la red. Si es así, los relevadores de protección

deberán ser ubicados de modo que disparen el interruptor del circuito en el PCC de los dos sistemas [7].

La protección básica mínima para una condición de isla o pérdida de paralelismo con el resto del sistema es un esquema que utiliza relevadores de bajo y sobre voltaje (27/59) y relevadores de sobre y baja frecuencia (81O/U) establecidos de conformidad con las especificaciones y límites aceptables de voltaje y frecuencia establecidos [7].

2.8.3.1 Relevador de voltaje (27/59)

Cuando una condición de isla se produce, los generadores conectados experimentarán una caída momentánea del voltaje en el punto de interconexión. Dependiendo de la generación disponible, el nivel de voltaje podría recuperarse ligeramente y continuar cayendo hasta que el sistema se vuelva inestable y colapse [7]

Relevadores instantáneos de bajo voltaje (27) pueden sensor esta caída de voltaje cuando la línea de alimentación ha sido disparada y pueden proporcionar la separación rápida de la red. Esto se convierte en una ventaja cuando la red está usando alta velocidad de recierre. Normalmente, este relevador es ajustado a un nivel muy sensible para detectar y proporcionar la separación tan rápido como sea posible. Sin embargo, la desventaja que ofrece es que los problemas en otras partes del sistema pueden producir una caída de voltaje y ocasionar la operación incorrecta del relevador. Por lo tanto, el ajuste deberá ser tal que estas circunstancias se eliminen o al menos se reduzcan al mínimo. Una alternativa es usar una operación con un retardo de tiempo para permitir que el voltaje se recupere.

Los relevadores de bajo voltaje con retardo de tiempo pueden ser usados para reducir las operaciones incorrectas por las circunstancias descritas anteriormente. Esto puede lograrse con un ajuste de arranque de 90% al 95% del voltaje nominal y un retardo de tiempo de un segundo. Por supuesto que, al eliminar las operaciones incorrectas por problemas en la red por fallas que obviamente causan un bajo voltaje(sin que se trate de una isla), la principal desventaja de la inserción de un retardo de tiempo es que la separación será retrasada. Esto podría dar lugar a la pérdida de estabilidad en el GD o posiblemente un daño severo al equipo [7].

El elemento de bajo voltaje (27) operará durante un retardo de tiempo cuando el voltaje ha disminuido, si el generador no tiene la capacidad de soportar la carga después de la separación de la red. Un retardo de tiempo de un elemento de sobre voltaje (59) operará por sobre excitación del generador que puede ocurrir bajo condiciones de carga ligera después de la separación.

2.8.3.2 Relevador de frecuencia (81O/81U)

Cuando una condición de isla ocurre, la frecuencia del sistema disminuirá si el generador no puede soportar la carga demandada. Es necesario tirar o desconectar carga o desconectar el GD tan rápido como sea posible cuando esto ocurre. Relevadores de frecuencia pueden operar utilizando cualquiera de los tres diferentes métodos: baja frecuencia, sobre frecuencia y relación de cambio de frecuencia (ROCOF)

El valor de desviación de frecuencia puede variar dependiendo del generador y el sistema. Actualmente, la mayoría de los relevadores de frecuencia incluyen múltiples niveles de ajustes para coordinar bloques de carga a ser disparada. Esos esquemas típicamente se expandirán a través del tiro de carga con el incremento de la desviación de frecuencia. Una desviación del $\pm 5\%$ es considerada una condición en donde la GD debería ser separada de la red. En los sistemas que no usen un esquema de tiro de carga, los relevadores de frecuencia (81U/O) deberán ser implementados con un retardo de tiempo mínimo [7].

Relevadores de sobre frecuencia (81O) son usados por los GD que son capaces de funcionar en una operación aislada y especialmente en máquinas síncronas donde los controles del gobernador pueden impulsar la velocidad por encima de los valores niveles máximos. El aumento de la frecuencia puede ocurrir cuando la carga en la isla es menor a la capacidad de la GD. El aumento de frecuencia también puede ocurrir cuando la carga es interrumpida por un circuito adyacente del sistema eléctrico de potencia. Los relevadores de frecuencia deberán ser establecidos para un ajuste de activación de 60.5 Hz como máximo y un retardo de tiempo de 0.1 segundos.

Los relevadores de medición de la desviación de frecuencia (81R) miden el valor para el cual la frecuencia cambia. Un GD operando en condición de isla experimentará un mayor cambio de frecuencia que el esperado por otro problema en la red. Como resultado, la relación de cambio de frecuencia del relevador puede distinguir una frecuencia severa causada por una condición de isla de otras condiciones. Por lo tanto, no existe necesidad de un retardo de tiempo, permitiendo la operación instantánea y la desconexión [7].

No disponer de protección contra bajo y sobre voltaje y baja y sobre frecuencia puede representar un daño a la unidad generadora por exceder los límites térmicos en estas condiciones. Además, una operación por una frecuencia anormal puede causar vibraciones a la turbina produciendo fallas mecánicas.

2.8.3.3 Detección de fallas (50/51, 51V, 67, 67N, 21)

Los siguientes elementos de protección son los más importantes para detectar cortocircuitos o fallas en el sistema que pueden retroalimentarse por la GD durante una condición de isla. Estos son necesarios para proteger al público y a trabajadores de la red en fallas en líneas. Detectores de falla deben estar disponibles para detectar fallas a través del circuito de la red y ajustados para condiciones normales y de isla y también para transferencia de carga o condiciones de emergencia. La protección debe ser coordinada con fusibles o restauradores para desconectar el equipo menos posible.

Para detección de fallas atrás del alimentador se hace uso de relevadores de sobre corriente instantáneos y con retardo de tiempo (50/51), relevadores de sobre corriente direccional (67) o relevadores tipo impedancia (21). La protección no direccional de sobrecorriente 50/51 operará para corrientes de falla en cualquier dirección a través del PCC. La protección direccional (67) puede ser necesaria para prevenir la apertura del interruptor en el PCC para fallas en la planta local del sistema cuando la GD opera intencionalmente para suministrar cargas locales.

La polarización de voltaje del relevador direccional (67) es direccionado principalmente para operar para fallas solo en el sistema. Los relevadores tipo impedancia (21) pueden ser requeridos cuando en las terminales del PCC existe un bajo voltaje del lado del transformador de interconexión, tal protección debe incluir la impedancia del transformador y la de los circuitos del lado de alta del transformador [7].

2.8.3.4 Relevador de sobrecorriente dependiente de voltaje (51V)

Los relevadores de sobrecorriente dependientes de voltaje son de dos tipos:

- Voltaje controlado
- Restricción de voltaje

Estos relevadores sensan fallas en el sistema y disparan en base al voltaje terminal sentido. La caída de voltaje en el GD varía dependiendo de la ubicación de la falla.

2.8.3.5 Relevadores Direccionales de Potencia (32)

Los relevadores direccionales de potencia (32) son otro tipo de protección que puede ser requerida para detectar flujos de potencia anormales, especialmente si la GD está operando en paralelo con la red. Cuando una condición de isla se presenta, la potencia

producida por la GD fluirá a la carga en la isla. Este flujo de potencia puede ser medido en el PCC. Cuando el flujo de la red exceda un nivel específico, el relevador de potencia direccional disparará. El ajuste de activación deberá ser por encima del máximo nivel de exportación de potencia del GD. Un ligero retardo de tiempo permitirá la regulación de flujo debido a fallas en el sistema [7].

Los relevadores de potencia, típicamente utilizan cantidades de voltaje y corriente que están esencialmente en fase para detectar potencia real. Estas cantidades son estables y no varían mucho sobre algunos ciclos como en una condición de falla.

CAPÍTULO III

ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA

3.1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad en sistemas eléctricos de potencia es considerada como un problema de seguridad en la operación del sistema y se define como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia de operar en equilibrio para una condición inicial de operación cuando es sujeto a un disturbio.

La inestabilidad de un sistema eléctrico de potencia puede manifestarse de diferentes maneras, dependiendo de la configuración y operación del sistema. Por ejemplo, estabilidad de voltaje y estabilidad en frecuencia. Tradicionalmente, el problema de estabilidad está ligado a mantener el sincronismo. Históricamente, la inestabilidad transitoria ha sido el problema dominante en la estabilidad en muchos sistemas y ha sido el foco de atención de la industria concerniente a la estabilidad de sistemas eléctricos de potencia.

Este capítulo abarca una breve descripción de los controles en los generadores síncronos para estudios de estabilidad en sistemas eléctricos. Se presenta también las características de funcionamiento sobre las máquinas de inducción para ser empleados como generadores, se proporcionan los criterios de protección para ambos tipos de generación, así como también los esquemas de protección para la formación de islas y las consideraciones de los esquemas de tiro de carga para mantener la estabilidad y operación de pequeños sistemas aislados.

La Figura 3.1 muestra la clasificación del problema de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

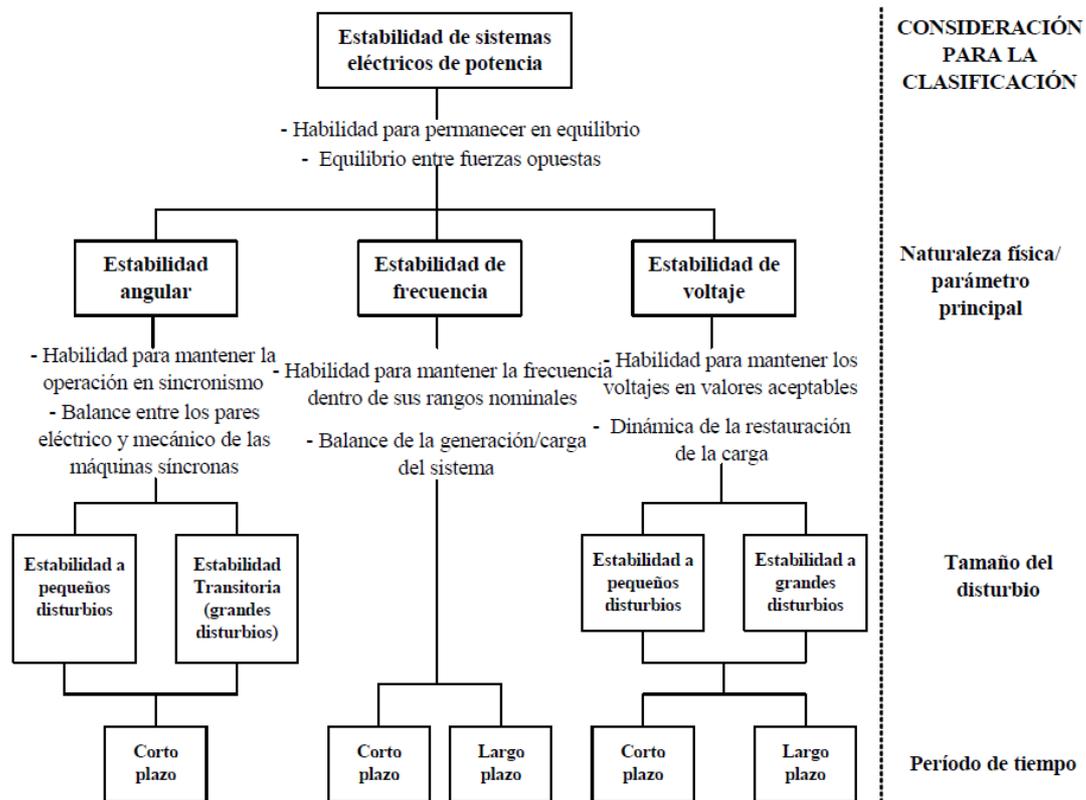


Figura 3. 1 Clasificación al fenómeno de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia. [33]

3.2 REPRESENTACIÓN DE LOS CONTROLES PRINCIPALES DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS.

Durante la operación normal de los sistemas de potencia, la carga tiene variaciones impredecibles que hacen que el estado del sistema cambie. Los generadores síncronos cuentan con controles que detectan estos cambios e inician una serie de acciones de control que eliminan tan rápidamente como sea posible estas desviaciones. En la Figura 3.2 se muestran los lazos principales de control de un generador[34].

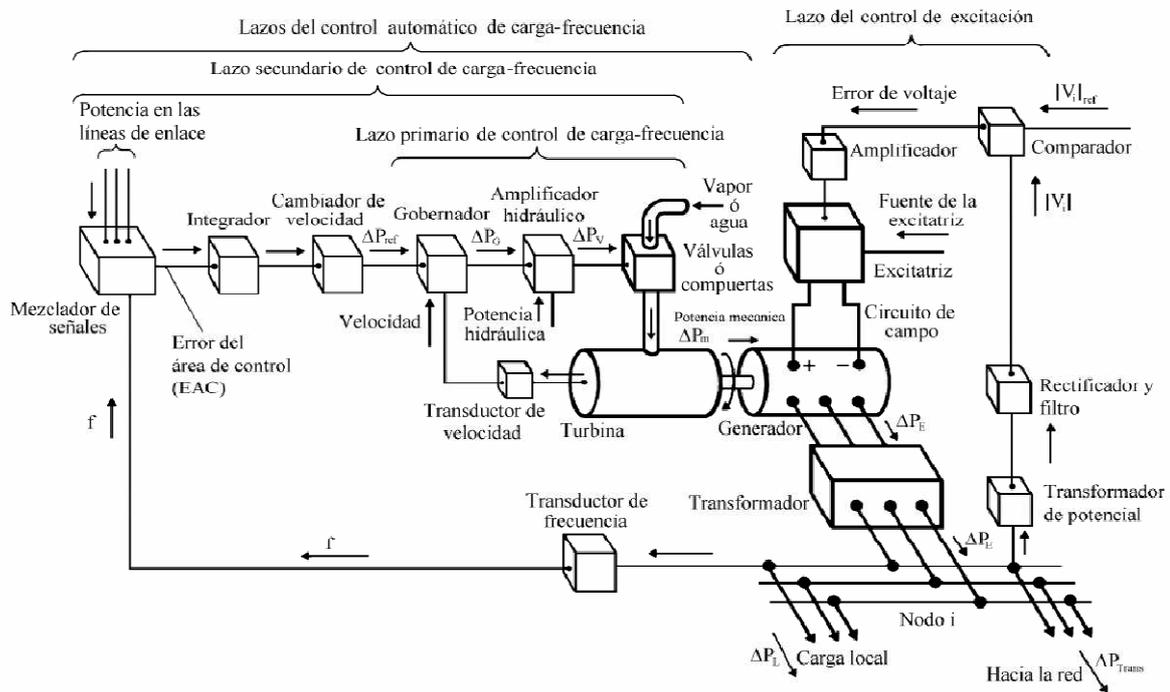


Figura 3. 2 Lazos principales de control de un generador [34].

El lazo de control de excitación tiene como función principal mantenerla magnitud del voltaje constante en terminales del generador. Por otro lado la función básica del control de frecuencia es regular la velocidad del rotor de las unidades generadoras alrededor de la frecuencia síncrona y ayudar a controlar la potencia para la operación satisfactoria de un sistema de potencia.

El control de generación y frecuencia es llamado comúnmente el control de carga-frecuencia. El control de carga-frecuencia está dividido en dos lazos principales de control, como se puede observar en la Figura 3.2 [34].

- El lazo primario de control realiza el reajuste inicial de frecuencia. Por medio de la acción de los gobernadores los diferentes generadores en el área de control siguen los cambios de la carga y los comparten de acuerdo con su regulación. El tiempo de respuesta está limitado solamente por los retrasos naturales de las turbinas y el sistema de potencia. Dependiendo del tipo de turbina, el lazo primario de control responde en un intervalo típico de 2 a 20 segundos [34].
- El lazo secundario de control es conocido como control automático de generación y lleva a cabo el ajuste fino de la frecuencia al cambiar el valor de las potencias de referencia de los generadores seleccionados por medio de una acción de control integral hasta que el error de frecuencia es igual a cero. Este lazo es considerablemente más lento y entra en acción solamente cuando el lazo primario

de control ha actuado. El tiempo de respuesta puede estar en el orden de un minuto [34].

3.2.1 Sistemas de excitación de las máquinas síncronas.

La función básica del sistema de excitación es proveer corriente directa en el devanado de campo de la máquina síncrona. Por otro lado, el sistema de excitación desempeña funciones de protección y control, que son esenciales para el desempeño satisfactorio del sistema de potencia, por medio del control de voltaje y corriente de campo. Las funciones de control incluyen el control de voltaje y flujo de potencia reactiva. [2]

La Figura 3.3 se muestra el diagrama a bloques de un sistema de control de excitación de un generador síncrono.

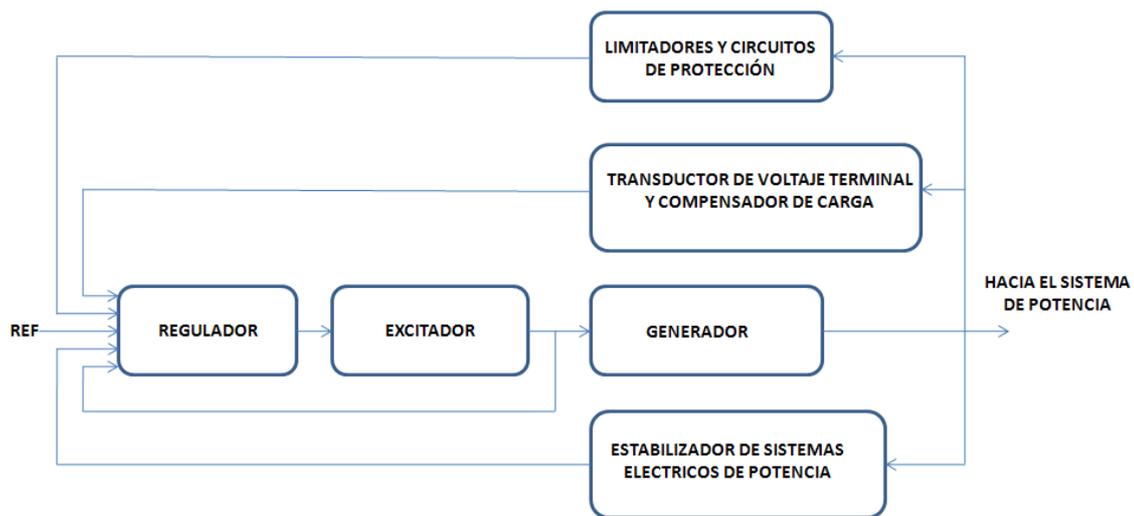


Figura 3.3 Diagrama de bloques funcional de un sistema de control de excitación de un generador síncrono [2].

A continuación se describe brevemente la función que realiza cada bloque.

- *Excitador*. Equipo que provee la corriente al devanado de campo para la excitación de la máquina síncrona.
- *Regulador*. Procesa y amplifica las señales de entrada de control a un nivel y forma apropiada para el control del excitador. Incluye la regulación y las funciones de estabilización del sistema de excitación.

- *Transductor de voltaje terminal y compensador de carga.* Tiene la función de sensor, rectificar y filtrar el voltaje terminal del generador síncrono a una cantidad en CD. El filtrado asociado con el transductor de voltaje puede ser difícil de representar, sin embargo, para propósitos de modelado este puede ser reducido a la constante de tiempo T_R , la cual es muy pequeña para casi todos los sistemas.
- *Estabilizador de sistemas eléctricos de potencia.* Proporciona una señal de entrada adicional al regulador de voltaje, ya sea por medio de compensación serie o compensación en retroalimentación para mejorar el rendimiento dinámico del sistema de control de excitación. Algunas señales de entrada comúnmente usadas son la desviación de la velocidad del rotor, la potencia de aceleración y la desviación de frecuencia.
- *Limitadores y circuitos de protección.* Aquí se incluye un conjunto de funciones de protección y control que aseguran que los límites de capacidad del excitador y generador síncrono no sean excedidos. Algunas funciones comúnmente usadas son el límite de la corriente de campo, límite de excitación máxima, límite de voltaje terminal, regulador y protección de volts por Hertz y límite de baja excitación [2].

3.2.1.1 Tipos de sistemas de excitación.

Los sistemas de excitación han evolucionado de muchas formas durante los últimos años, estos pueden ser clasificados dentro de las siguientes tres categorías, las cuales son basadas en la fuente de potencia de excitación usada:

1. *Sistemas de excitación tipo DC.* Estos utilizan un generador de corriente directa con un conmutador como la fuente de potencia del sistema de excitación.
2. *Sistemas de excitación AC.* Los cuales utilizan un alternador con rectificadores, ya sea estacionarios o rotatorios para producir la corriente directa necesaria para el campo de la máquina síncrona.
3. *Sistemas de excitación tipo ST.* En los que la potencia de excitación es suministrada a través de transformadores o devanados auxiliares del generador y rectificadores.

3.2.1.2. Sistemas de ST

Todos los componentes en estos sistemas son estáticos. Los rectificadores estáticos controlados o no controlados, proveen corriente de excitación directamente al devanado de campo del generador síncrono principal a través de anillos deslizantes. El suministro de potencia para estos rectificadores proviene del generador principal, o de las barras auxiliares de la subestación, a través de un transformador que reduce el voltaje a un nivel adecuado o en otras ocasiones desde devanados auxiliares del generador [2].

Los elementos básicos de los diferentes tipos de sistemas de excitación son, las excitatrices DC (auto o separadamente excitadas), excitatrices AC, rectificadores (controlados o no controlados), amplificadores rotatorios, magnéticos o electrónicos, circuitos de sistemas de estabilización en realimentación, circuitos de procesos de las señales y proceso.

El modelo ST de la Figura 3.4 representa a los sistemas de control de excitación de fuente de rectificación controlada, se utiliza para modelar sistemas cuya potencia de excitación es administrada a través de un transformador, desde las terminales del generador y regulados por rectificadores controlados. El voltaje máximo de la excitatriz de estos sistemas está directamente relacionado con el voltaje nominal del generador.

El modelo ST se presenta en la Figura 3.4. En este tipo de sistema, las constantes inherentes de la excitatriz son muy pequeñas y la estabilización de la excitatriz puede no ser necesaria. Sin embargo, puede para reducir la ganancia transitoria de estos sistemas. El modelo presentado es suficientemente versátil para representar la reducción transitoria de la ganancia implementada ya sea en la ganancia principal a través de las constantes de tiempo T_B y T_C (en el caso K_F puede ajustarse en cero), o en el lazo de realimentación por medio de una selección adecuada de los parámetros de retroalimentación K_F y T_F .

La ganancia del regulador de voltaje y la constante de tiempo inherente del sistema de excitación están representadas por K_A y T_A , respectivamente. Las constantes de tiempo T_{C1} y T_{B1} permiten la posibilidad de representar un aumento transitorio en la ganancia, normalmente ajustado a T_{C1} con un valor superior a T_{B1} .

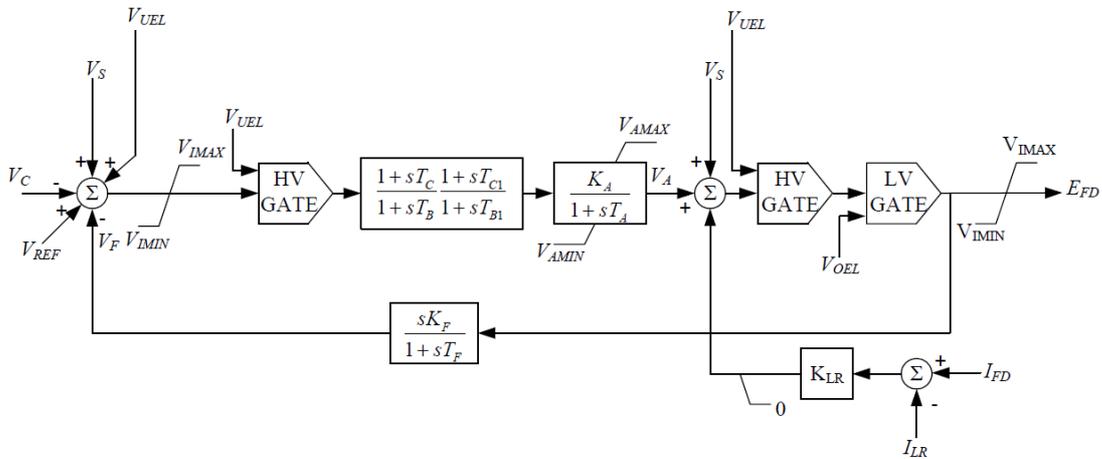


Figura 3. 4Modelo de sistema de excitación tipo ST [35]

Los límites internos V_I pueden ser despreciados. Los límites del voltaje del devanado de campo son funciones del voltaje terminal, por lo tanto, la corriente del devanado de campo debe ser modelada.

Como resultado de una capacidad muy alta de sobre esfuerzo de estos sistemas, algunas veces es necesario el limitador de corriente de campo para proteger el rotor del generador y de la excitatriz. El ajuste del limitador está definido por I_{LR} y la ganancia está representada por K_{LR} . Para que estos límites puedan ser ignorados, K_{LR} debe ser ajustada en cero.

Este sistema es el considerado en las simulaciones del presente trabajo porque es representativo de la mayoría de sistemas modernos actualmente en servicio y por lo tanto, el modelo es ampliamente utilizado para estudios de estabilidad, debido a su flexibilidad para representar los sistemas de control de excitación de una gran gama de sistemas de diferentes fabricantes.

Los parámetros típicos de este sistema de excitación se muestran en la Tabla 3.1

Tabla 3. 1Parámetros típicos del sistema de excitación ST1 [35]

Transductor de voltaje terminal:	$T_R = 0.02$	$R_C = 0$	$X_C = 0$
Excitador			
$K_A = 210$	$T_{B1} = 0$	$K_F = 0$	
$T_A = 0$	$V_{RMÁX} = 6.43$	$T_F = 0$	
$T_C = 1.0$	$V_{RMÍN} = -6.0$	$K_{LR} = 4.54$	
$T_B = 1.0$	$K_C = 0.038$	$I_{LR} = 4.4$	
$T_{C1} = 0$	$V_{IMÁX}$ no representado	$V_{IMÍN}$ no representado	

3.2.2 Control de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia está asociada con la respuesta del sistema de potencia ante perturbaciones severas que producen grandes variaciones de frecuencia, y de tensión, activando la operación de los sistemas de protección. También, se relaciona con la habilidad para mantener una frecuencia de estado estacionario aceptable, luego de una perturbación severa que produzca un desbalance importante entre la carga y la generación [34].

La frecuencia de un sistema depende del balance de potencia activa. Debido a que en estado estacionario la frecuencia es un factor común a través del sistema, un cambio en la demanda de potencia en un punto de la red se refleja a través del sistema como un cambio de frecuencia. Una característica básica de los sistemas eléctricos es que la energía eléctrica no se almacena, sino que debe producirse en el instante preciso en que esta se requiere, por lo que durante las fluctuaciones de la carga, el generador tiene que seguir estas variaciones por medio de su control de frecuencia [33].

3.2.2.1 Gobernador de velocidad

El gobernador de velocidad constituye el lazo primario del control de frecuencia del generador. Este dispositivo controla la posición de la válvula de control (o de la compuerta en el caso de una turbina hidráulica), con lo que se puede regular el flujo de vapor a alta presión (o de agua) a través de la turbina, y por lo tanto controlar la potencia del generador [34].

3.2.2.2 Gobernador para turbinas térmicas

El modelo del gobernador mostrado en la Figura 3.5 es recomendado en [36] como un modelo general de gobernador de velocidad para turbinas térmicas.

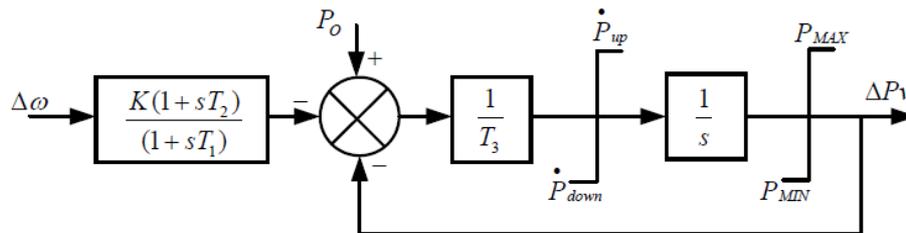


Figura 3. 5Diagrama de bloques del gobernador general para turbinas térmicas [36].

Este modelo general de gobernador puede ser empleado para representar equipos electrohidráulicos (EH), es decir, equipos en los que las acciones de medición y de control se han llevados a cabo por elementos eléctricos e hidráulicos [36].

Los parámetros típicos del gobernador mostrado en la Figura 3.5 se muestran en la Tabla 3.2

Tabla 3. 2Parámetros típicos del gobernador general de velocidad [36]

Gobernador	R (pu)	Constantes de tiempo en segundos		
		T1	T2	T3
Mecánico Hidráulico	0.04-0.05	0.2-0.3	0	0.1
General Electric EH con retroalimentación de vapor	0	0	0	0.025
General Electric EH sin retroalimentación de vapor	-	0	0	0.1
Westinghouse EH con retroalimentación de vapor	-	2.8**	1.0**	0.15
Westinghouse EH sin retroalimentación de vapor	-	0	0	0.1

*Estos valores pueden variar considerablemente de una unidad a otra [36]

3.2.2.3 Gobernadores para turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas tienen características especiales que hacen necesario que su gobernador de velocidad sea distinto del utilizado en las turbinas térmicas. La turbina es un sistema de fase no mínima, esto es, que tiene uno o varios ceros en el lado derecho del plano complejo, y esto se refleja en su comportamiento transitorio [34].

A causa de estas características especiales, es necesario que el gobernador de las turbinas hidráulicas tenga un compensador que establezca el sistema de fase no mínima. La compensación puede llevarse a cabo de dos maneras:

- Por medio de un compensador de reducción de la ganancia transitoria en serie con el gobernador.
- Por medio de una retroalimentación de velocidad adicional. El efecto de esta retroalimentación adicional también es el de reducir la ganancia transitoria del sistema de control.

El modelo del gobernador general recomendado en[36] se muestra en la Figura 3.6.

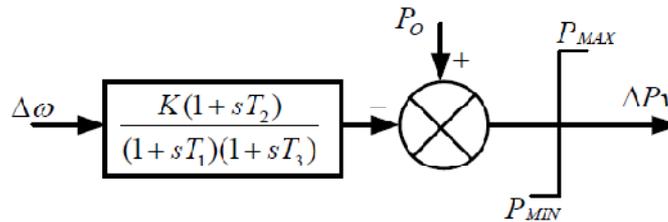


Figura 3. 6 Diagrama de bloques del gobernador general para turbinas hidráulicas. [36]

Los parámetros típicos de los modelos de los gobernadores para turbinas hidráulicas se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3. 3 Parámetros típicos de los gobernadores de velocidad para turbinas hidráulicas [34, 36]

Parámetro	Valor típico	Rango	Valor típico
T_2	5 s	2.5 – 25 s	5 s
T_g	0.2 s	0.2 – 0.4 s	0.2 s
T_w	1 s	0.5 – 5 s	0.5 – 4 s
R	0.04 pu	0.03 – 0.06 pu	0.04 pu
R_T	0.31 pu	0.2 – 1 pu	0.4 pu

3.3 USO DE MÁQUINAS DE INDUCCIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se han utilizado tradicionalmente máquinas síncronas para la producción de energía eléctrica. Estos generadores, además de su mayor costo debido a razones constructivas (conmutadores, rotores bobinados, etc.), requieren de contactos eléctricos móviles, lo que obliga hacer mantenimiento periódico, incrementando el costo de la energía producida. Por otra parte, los sistemas de generación a pequeña escala emplean comúnmente máquinas de inducción, debido a las ventajas que ofrecen estos sistemas en cuanto a su uso o empleo, como pueden ser tamaño físico y peso mucho menores con respecto a otro tipo de generadores, debido a que carecen de escobillas; cuando son de rotor jaula de ardilla, estas presentan alta resistencia mecánica ante vibraciones y fuerzas centrífugas, permitiendo mayor rigidez, además carecen de fuente de excitación de corriente directa para alimentar el campo magnético, no requieren de sistemas de regulación o dispositivos de control muy sofisticados y su conexión es muy sencilla, es por ello, que este tipo de máquinas proporciona confianza y economía en cuanto a su empleo [37].

3.3.1 Concepto de deslizamiento en una máquina de inducción.

A diferencia de la máquina síncrona, la máquina de inducción no gira a velocidad de sincronismo, por lo que se denomina *máquina asíncrona*. A la diferencia entre la velocidad mecánica de sincronismo del campo magnético del estator y la velocidad mecánica del rotor, se le llama *velocidad de deslizamiento*, la cual, se define como [23]:

$$n_{des} = n_{sinc} - n_m \quad (3.1)$$

n_{des} = Velocidad de deslizamiento de la máquina [r. p. m]

n_m = Velocidad mecánica del eje de la máquina [r. p. m]

n_{sinc} = Velocidad de sincronismo del campo magnético [r. p. m]

Que a su vez está dada por:

$$n_{sinc} = \frac{120f_e}{P} \quad (3.2)$$

donde:

f_e = Frecuencia del sistema en Hertz.

P = Número de polos de la máquina

A la diferencia entre la velocidad de sincronismo del estator y la velocidad del rotor en por ciento se le denomina *deslizamiento*(s):

$$s = \frac{n_{sinc} - n_m}{n_{sinc}} * 100 \quad (3.3)$$

También se puede expresar en términos de la velocidad angular ω (*rad/seg*):

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_{sinc}} * 100 \quad (3.4)$$

donde:

ω_m = Velocidad del rotor en *rad/seg*

ω_{sinc} = Velocidad de sincronismo del campo magnético en *rad/seg*

Dependiendo del estado de operación de la máquina se tienen varios valores de deslizamientos que van desde -1 a 1, tal como es descrito a continuación

$s = 0$ La velocidad relativa entre el flujo giratorio y el rotor es cero, ya que la velocidad mecánica es igual a la síncrona, no se induce fuerza electromotriz en el rotor, la corriente del rotor es cero y la *potencia mecánica* es cero.

$0 < s < 1$ La *potencia mecánica permanece positiva*, ya que la velocidad síncrona es mayor que la mecánica.

$s = 1$ La velocidad mecánica es cero ya que el rotor se encuentra en estado estacionario.

$s < 0$ La velocidad mecánica es mayor que la síncrona; *potencia mecánica es negativa*.

3.3.2 Par Eléctrico

El par eléctrico de la máquina T_e es el cociente de la potencia mecánica disponible en el eje y la velocidad mecánica del rotor.

Si la potencia es la que corresponde a la potencia mecánica útil P_u la cual es desarrollada por la máquina y n_m la velocidad a la que el rotor gira, el par útil en $N \cdot m$ será el cociente entre P_u y la velocidad angular de giro n_m :

$$T_e = \frac{P_u}{2\pi \frac{n_m}{60}} \quad (3.5)$$

Al despreciar las pérdidas mecánicas en la máquina, la potencia útil P_u corresponde con la mecánica interna P_{mi} y el par se puede expresar de la siguiente forma:

$$T_e = \frac{P_{mi}}{2\pi \frac{n_m}{60}} \quad (3.6)$$

$$s = \frac{n_{sinc} - n_m}{n_{sinc}} \Rightarrow n_m = n_{sinc}(1 - s) \Rightarrow T_e = \frac{P_{mi}}{2\pi \frac{n_{sinc}}{60}(1-s)} \quad (3.7)$$

3.3.3 Modos de funcionamiento

Dependiendo del valor que se obtenga del deslizamiento, se distinguen tres zonas que caracterizan tres modos de funcionamiento como se muestra en la Figura 3.7

- Motor
- Generador
- Freno

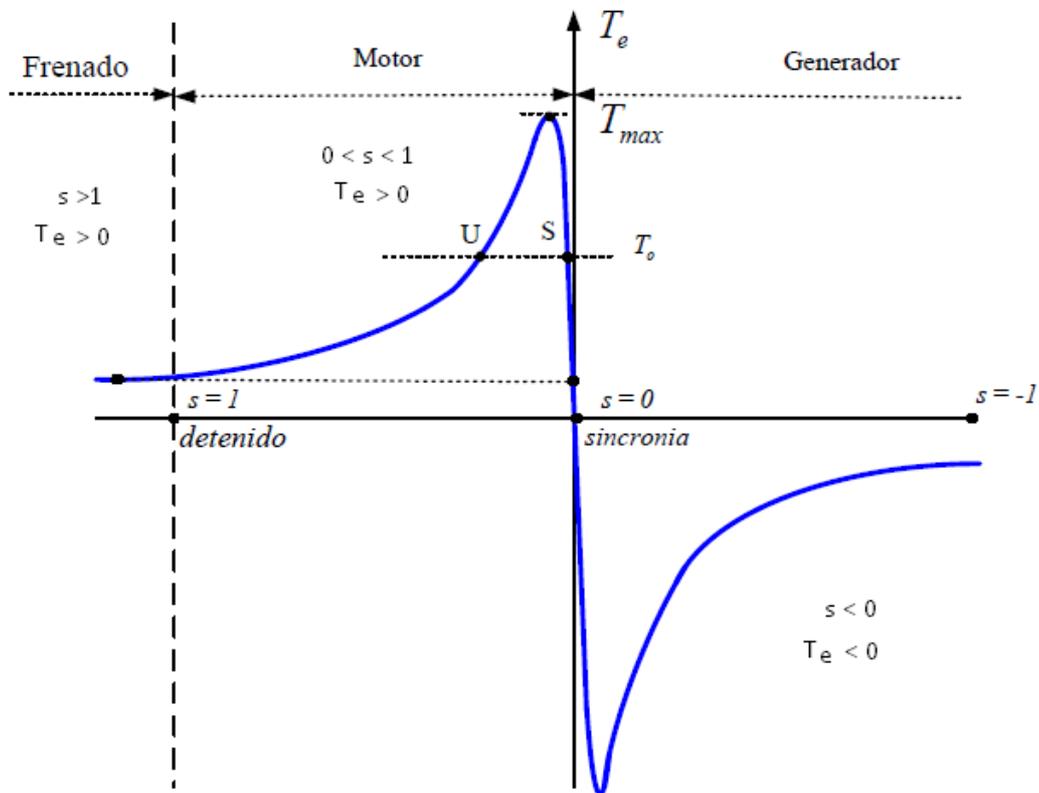


Figura 3. 7 Característica par-deslizamiento [27]

3.3.3.1 Motor

Corresponde al rango de deslizamientos positivos ($0 < s < 1$)

Características:

- La potencia mecánica interna es positiva, esto implica que se transmite energía mecánica al eje.
- La potencia en el entrehierro es positiva, lo cual indica un torque electromagnético positivo.
- El tener potencia positiva en el entrehierro significa que se transfiere potencia en el sentido estator-rotor.

3.3.3.2 Generador

El sentido de rotación del flujo respecto al secundario de la máquina se invierte con relación al motor ($s < 0$), se invierte el sentido de la fuerza electromotriz del rotor, lo cual influye en el cambio de sentido de la corriente y en el torque.

Características:

- La máquina asíncrona trabaja como generador recibiendo energía mecánica de un motor externo que gira a la velocidad de sincronismo, entregando energía eléctrica a la red por el estator.
- La operación como generador requiere que la máquina entregue potencia por el estator.
- Un deslizamiento negativo implica que la velocidad del rotor es mayor que la velocidad síncrona, en estas condiciones el campo magnético rotatorio que se produce en el rotor adelanta al campo magnético rotatorio del estator, el torque eléctrico se invierte de sentido y la potencia fluye desde el rotor hacia el estator.

3.3.3.3 Freno

Bajo el régimen de frenado se producen deslizamientos mayores a uno ($s > 1$).

Implica velocidades negativas; el rotor gira en sentido contrario al campo giratorio, la máquina recibe energía eléctrica de la red y mecánica por el eje.

3.4 Protección del generador síncrono ante condiciones anormales de operación en voltaje y frecuencia.

En la protección de generadores síncronos, se deben considerar las condiciones de operación anormales más dañinas, más que en la protección de cualquier otro elemento del sistema de potencia. Debido a que el generador es el elemento más costoso del sistema considerando tanto el costo de adquisición, como el costo que acarrea cualquier salida de operación, por ello, en general, se tiene que proteger más ampliamente que cualquier otro elemento.

Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas eléctricos, requieren ser protegidos no solo contra los eventos como cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de condiciones anormales pueden ser: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de excitación, corrientes desequilibradas,

potencia inversa, así como la frecuencia anormal, entre otros. Por esto, al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en poco tiempo.

Los generadores están usualmente diseñados para operar continuamente a un voltaje mínimo del 95% de su voltaje nominal, mientras entregan la potencia nominal a frecuencia nominal. Un generador operando bajo estas condiciones de voltaje, puede dar lugar a efectos indeseables como la reducción del límite de estabilidad, consumo de potencia reactiva y mal funcionamiento de los equipos y dispositivos que son sensibles al voltaje. Una sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. El daño a los equipos por sólo una tensión excesiva es, básicamente, la ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico [38].

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que pueden ser tolerados. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador. La turbina, especialmente turbinas de vapor y gas, es considerada más estricta que el generador a frecuencias reducidas, debido a las posibles resonancias mecánicas en las muchas etapas de sus álabes. La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanas a una o más de las frecuencias naturales de los álabes y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los álabes [39].

En IEEE Std C37.106 "*IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*". Se recomienda para los generadores un límite de operación $\pm 5\%$ en voltaje y $\pm 2\%$ en frecuencia como se muestra en la Figura 3.8

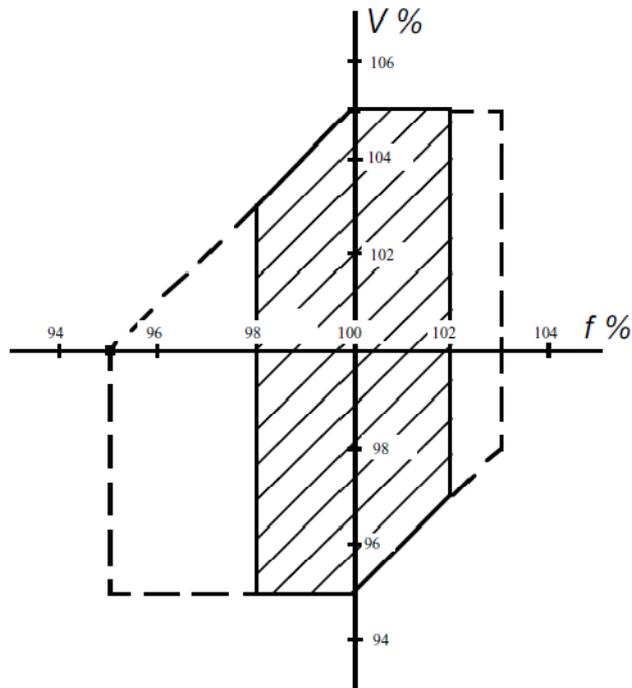


Figura 3. 8Rango de operación en voltaje y frecuencia para generadores síncronos [40].

El IEC 60034-3:1996 recomienda que la operación fuera del área sombreada debe de ser limitada en magnitud, duración y frecuencia de ocurrencia. Por lo tanto, un fabricante podrá imponer restricciones de tiempo para el generador, particularmente para una operación por debajo del 95% en relación a la frecuencia o arriba de 103% (57 Hz o 61.8 Hz sobre una base de 60 Hz) y en menor medida, para una operación fuera del rango continuo de 98% – 102%. [40]

La Tabla 3.4 muestra los criterios recomendados para la protección de generadores conectados para la operación de frecuencias anormales.

Tabla 3. 4Restricción para valores anormales de operación en frecuencia [40]

Límite de baja frecuencia	Límite de sobre frecuencia	Tiempo mínimo
60.0 - 59.5 Hz	60.0 - 60.5 Hz	N/A (rango de operación continuo)
59.4 - 58.5 Hz	60.6 - 61.5 Hz	3 minutos
58.4 - 57.9 Hz	61.6 - 61.7 Hz	30 segundos
57.8 - 57.4 Hz		7.5 segundos
57.3 - 56.9 Hz		45 ciclos
56.8 - 56.5 Hz		7.2 ciclos
Menos de 56.4 Hz	Más de 61.7 Hz	Disparo instantáneo

3.5 Esquemas de protección para la detección de islas

Cuando una condición de isla se produce, los generadores conectados experimentarán una caída momentánea del voltaje en el punto de interconexión. Dependiendo de la generación disponible, el nivel de voltaje podría recuperarse ligeramente y continuar cayendo hasta que el sistema es inestable y colapse, y la consecuencia de no disponer de protección contra bajo y sobre voltaje puede representar un daño a la unidad generadora por exceder los límites térmicos en estas condiciones.

La protección básica para una condición de isla o pérdida de paralelismo con el resto del sistema es un esquema que utiliza relevadores de bajo y sobre voltaje (27/59) y relevadores de sobre y baja frecuencia (81O/U) en conformidad con las especificaciones y límites aceptables de voltaje y frecuencia establecidos.

Generalmente, es reconocido que la pérdida repentina de capacidad de generación sobre un sistema será acompañado por una disminución en la frecuencia del sistema. La frecuencia no va a desviarse repentinamente una cantidad fija de la normal, más bien decaerá en alguna proporción. La razón inicial de decaimiento de frecuencia dependerá únicamente de la cantidad de sobrecarga y de la inercia del sistema. Además, una operación del generador por una frecuencia anormal puede causar vibraciones a la turbina produciendo fallas mecánicas [9].

3.5.1 Relevador de frecuencia

Un relevador de frecuencia es un dispositivo que opera con un valor de frecuencia predeterminado, ya sea un valor mayor o menor a la frecuencia nominal de la red. El relevador para bajas frecuencias se diseña para utilizarse en esquemas de desconexión de carga. Su operación es por pasos, es decir, se fijan puntos límites de operación (frecuencia – tiempo), por lo tanto, mandarán una señal de disparo para desconectar la fuente de GD después de un periodo de tiempo preestablecido, si la frecuencia está fuera de sus límites permisibles [25].

Cuando la frecuencia de la red está dentro del rango de la Tabla 3.5, la fuente de GD se desconectará de la red de distribución en el margen de tiempo indicado. El tiempo de liberación es el tiempo entre el inicio de la condición anormal y la desconexión de la fuente de GD.

Tabla 3. 5 Respuesta del sistema de interconexión para frecuencias anormales [32].

Tamaño de la fuente de GD	Rango de frecuencia Hz	Tiempo de respuesta (segundos)
$\leq 30 \text{ kW}$	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
$> 30 \text{ kW}$	> 60.5	0.16
	$< (59.8 - 57.0)$ punto ajustable	Ajustable entre 0.16 – 300
	< 57.0	0.16

3.5.2 Relevador de bajo voltaje

Un relevador de bajo voltaje (27) se calibra para que opere en circunstancias en donde el voltaje cae por debajo del ajuste de arranque y el tiempo de retardo haya transcurrido, basado en las características de operación tiempo – voltaje. La Tabla 3.6 muestra como determinar el ajuste [32]. Se recomienda para un voltaje menor al 50% del voltaje nominal, un tiempo de operación de 0.16 s y para voltajes mayores del 50% hasta un 80% del valor nominal, se establece un tiempo de operación de 2s.

Tabla 3. 6 Respuesta del sistema de interconexión para voltajes anormales [32].

Rango de voltaje (% del voltaje base)	Tiempo de respuesta (segundos)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V \leq 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

3.6 SISTEMAS AISLADOS Y SU EFECTO EN LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA

Una isla es creada cuando una porción del sistema eléctrico contiene generación y cargas separadas del sistema eléctrico de potencia. Durante el periodo que la isla ya no opera en paralelo con el resto del sistema, el gobernador y el regulador de voltaje de los generadores distribuidos deben controlar el voltaje y la frecuencia en la isla.

3.6.1 Comportamiento del voltaje y la frecuencia en sistemas aislados

Cuando se tiene incorporada GD en las redes de distribución, que por su naturaleza son radiales y ante la ocurrencia de un disturbio que ocasione la operación de un dispositivo de protección aguas arriba de la GD se tendrá un sistema aislado. El comportamiento del voltaje y la frecuencia dependerán de las condiciones que se tengan en la parte aislada. Entonces, para la red de distribución de la Figura 3.9 cuando ocurre un corto circuito en la Barra 2, las protecciones ubicadas en el transformador T1 y en la línea 2-3 actúan para liberar la falla. El esquema de protección del GD es ignorado con el propósito de mostrar el comportamiento del voltaje y la frecuencia [10].

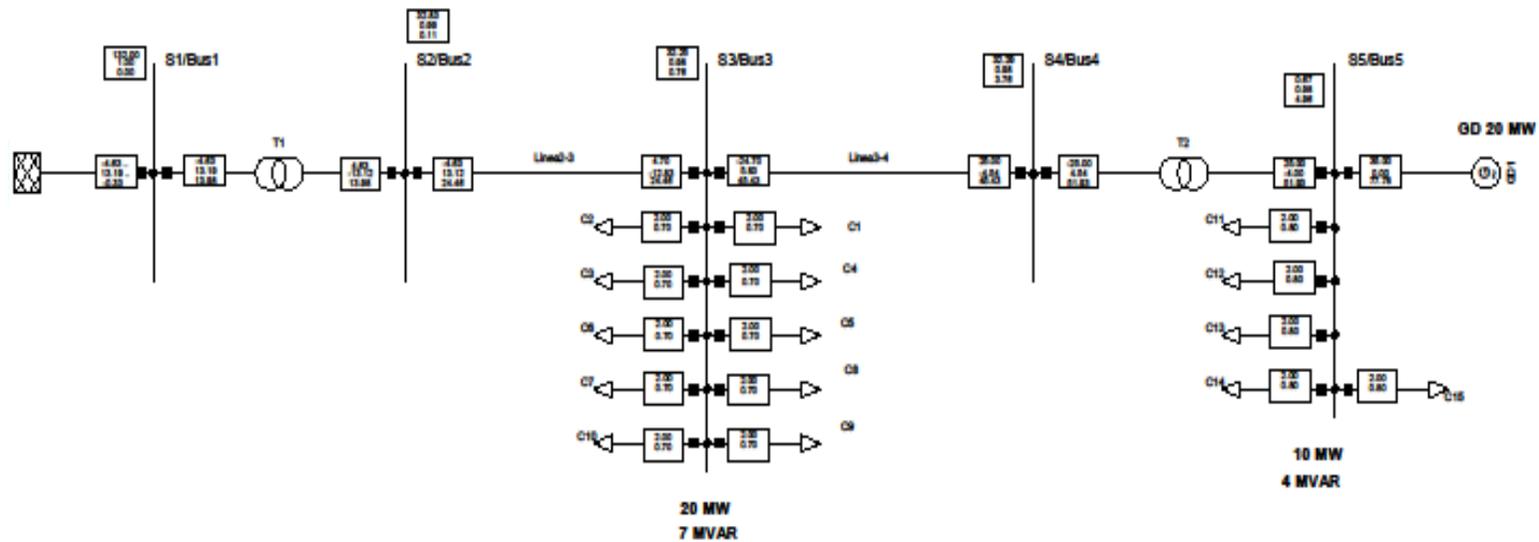


Figura 3. 9 Red radial con GD incorporada

Primer caso. Cuando se tiene una capacidad de GD mayor a la carga local conectada existirá un incremento en el voltaje y la frecuencia. Tal y como lo muestran las Figuras 3.10 y 3.11, respectivamente.

En este caso, se tiene una demanda conectada de 30MW y 11 MVAR con una capacidad de GD de 45 MVA. Cuando se presenta un corto circuito en la subestación S2/Bus2, las protecciones en el transformador T1 y en la línea de transmisión 2-3 actúan para liberar la falla, llevando al sistema a una condición de isla.

En la Figura 3.10 se observa que la magnitud del voltaje se incrementa de 0.97, 0.98 y 0.97 p.u. a 1.10, 1.13 y 1.14 p.u. para los nodos que quedan en condición de isla con exceso de generación conectada. Estos niveles de voltaje nodal no son permitidos por las consideraciones hechas en la sección 3.4 y los valores límites de operación presentados en la Figura 3.8.

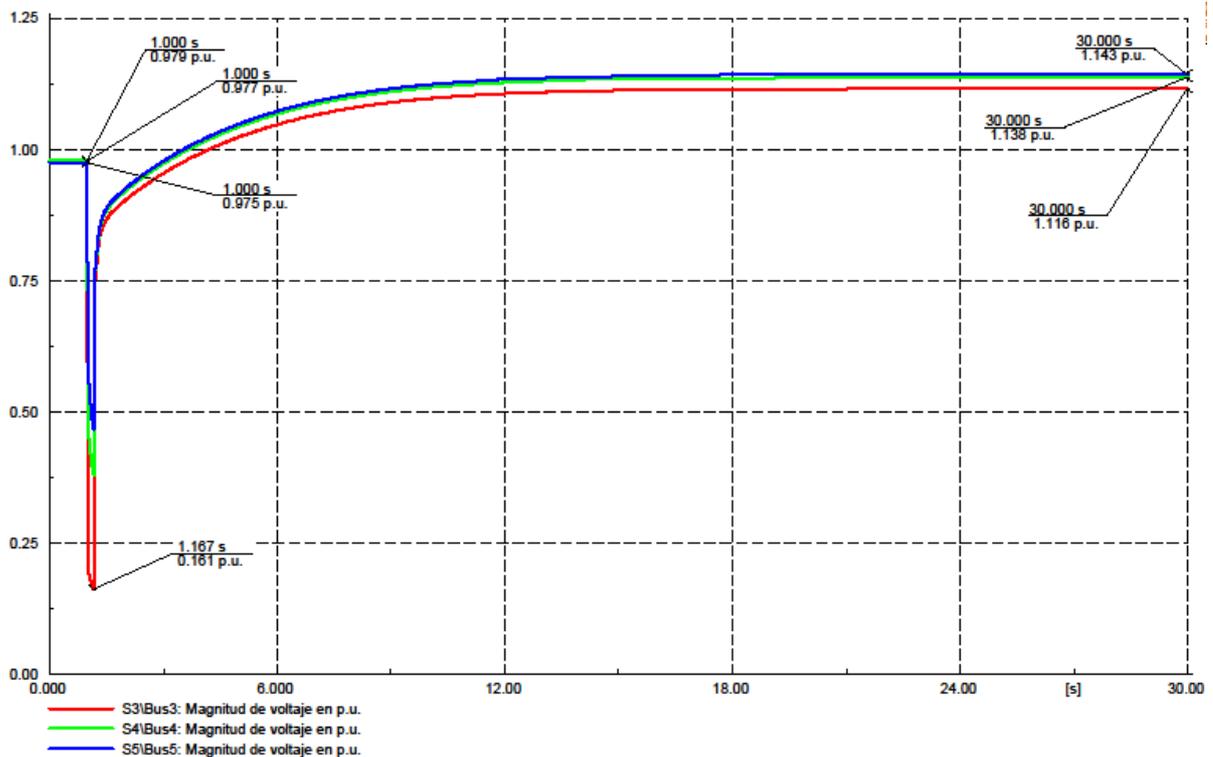


Figura 3. 100 Incremento del voltaje en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un exceso de generación.

En la Figura 3.11 se muestra el comportamiento de la frecuencia para esta condición de operación. Esto se debe a que se exceden los límites volts/hertz de los generadores por una sobreexcitación, resultado de una súbita reducción en la carga.

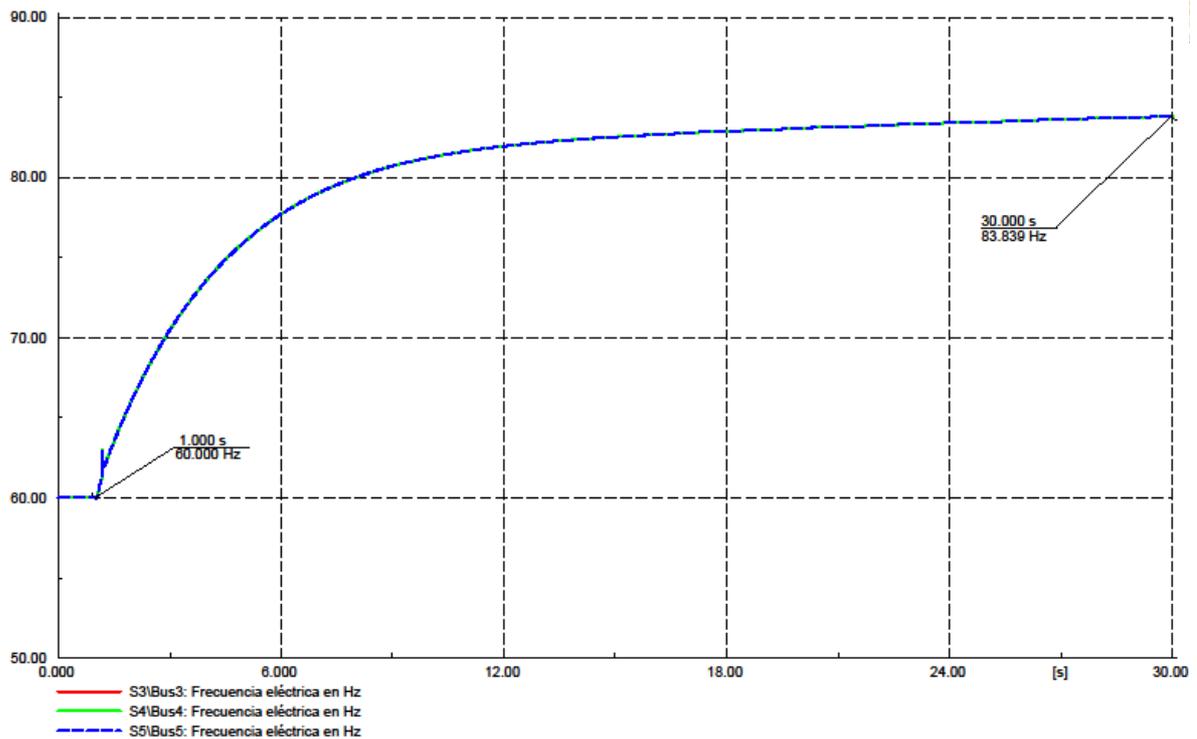


Figura 3. 11 Incremento de la frecuencia en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un exceso de generación.

Segundo caso. Cuando la capacidad de GD es menor a la carga local conectada, el voltaje y la frecuencia disminuirán en proporción a la sobrecarga que exista en el sistema aislado. El comportamiento del voltaje y la frecuencia para este escenario se muestra en las Figuras 3.12 y 3.13, respectivamente.

En este caso se tiene la misma capacidad de carga conectada, es decir, 30 MW y 11 MVAR, pero ahora se cuenta con una capacidad de GD de 24 MVA. En este nuevo escenario el generador conectado no tiene la capacidad de soportar la carga conectada por lo que, el voltaje y la frecuencia disminuyen considerablemente.

Los voltajes nodales en los nodos aislados caen a 0.78 p.u. y la frecuencia en estos mismos nodos alcanza un valor de 13.2 Hz para una simulación de 30 segundos. Por lo tanto, la protección funcionará para desconectar al generador y con ello evitar daños a la unidad.

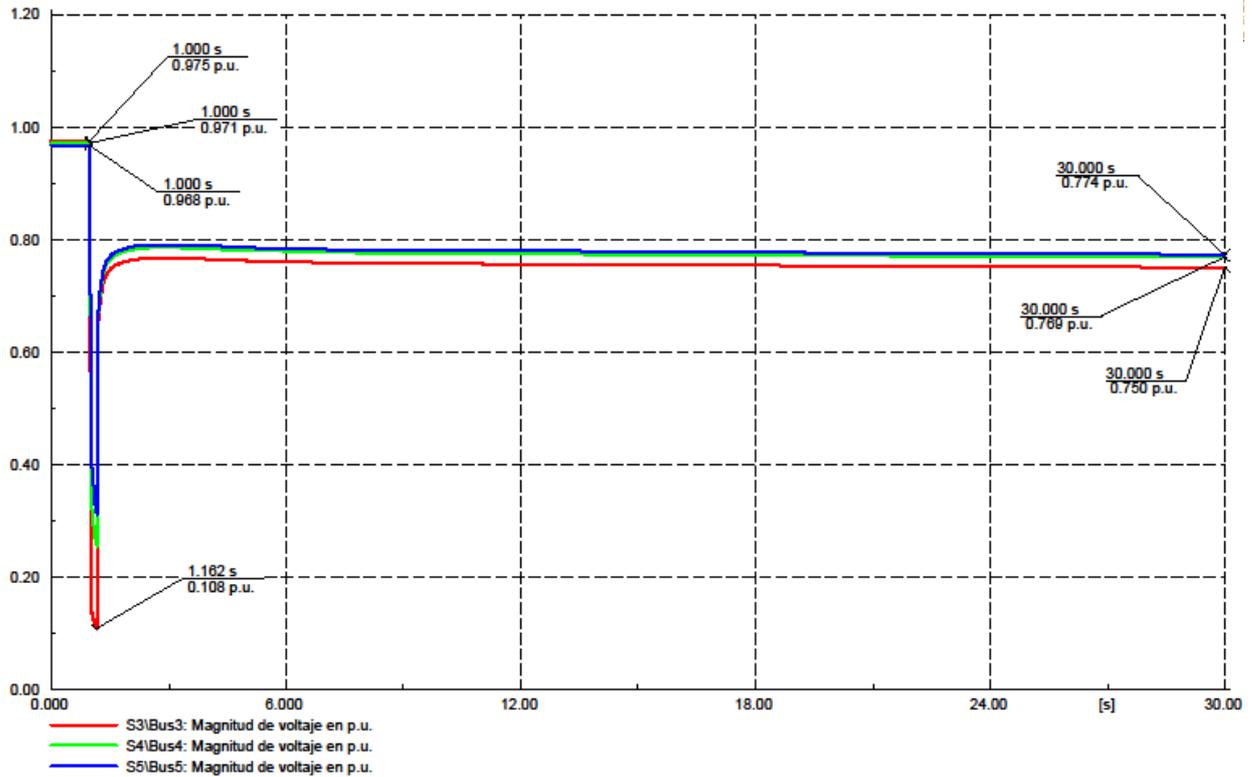


Figura 3. 122 Disminución del voltaje en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un déficit de generación.

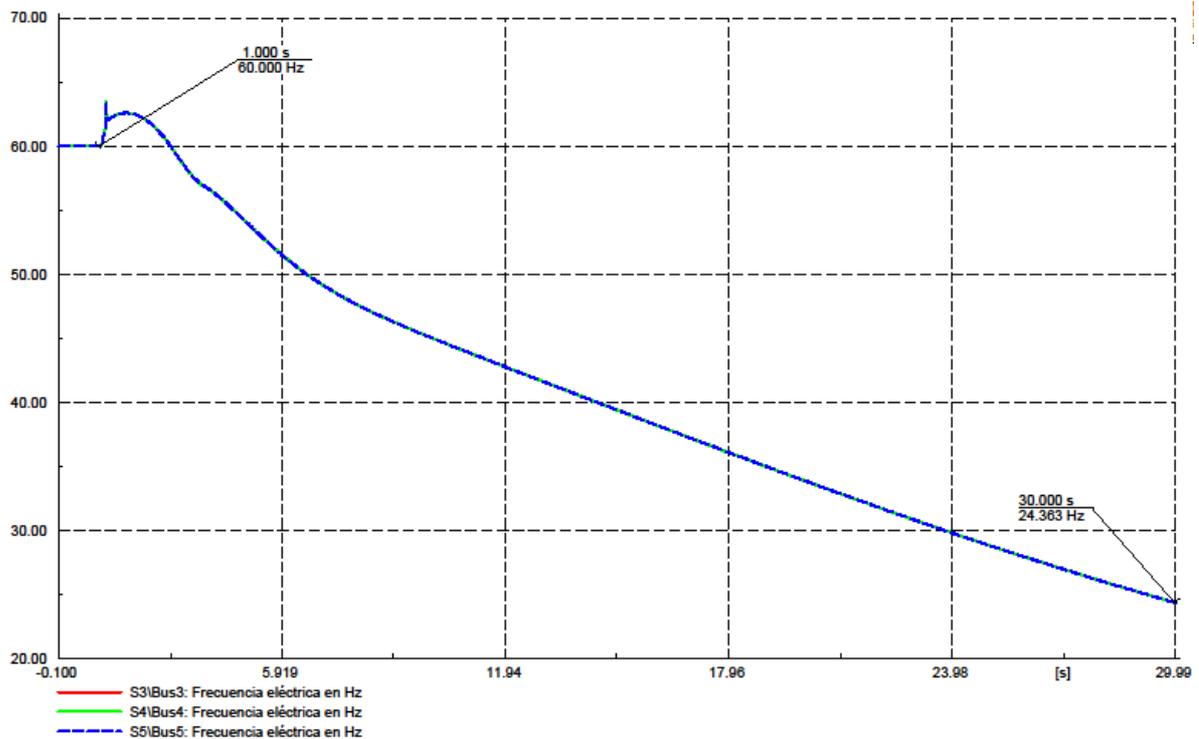


Figura 3. 133 Disminución de la frecuencia en la parte aislada de la red de la Figura 3.9 debido a un déficit de generación

Por otro lado, se ha mencionado que mientras el sistema aislado ya no operará en paralelo con el resto del sistema de potencia, los generadores síncronos distribuidos cuentan con controles que detectan las variaciones de voltaje y frecuencia e inician una serie de acciones de control para ayudar a contrarrestar el desbalance entre la potencia de generación y la demanda.

En la práctica, no es común que se tenga un escenario en el que la GD exceda la carga local asignada. Por tal motivo, sólo se analiza el efecto de los controles en el comportamiento del voltaje y la frecuencia para un escenario en donde la GD es menor a la carga existente en la isla.

En las Figuras 3.14 y 3.15 se presenta el comportamiento del voltaje y la frecuencia con el uso de los controles y sin ellos para el segundo caso descrito de la red de la Figura 3.9.

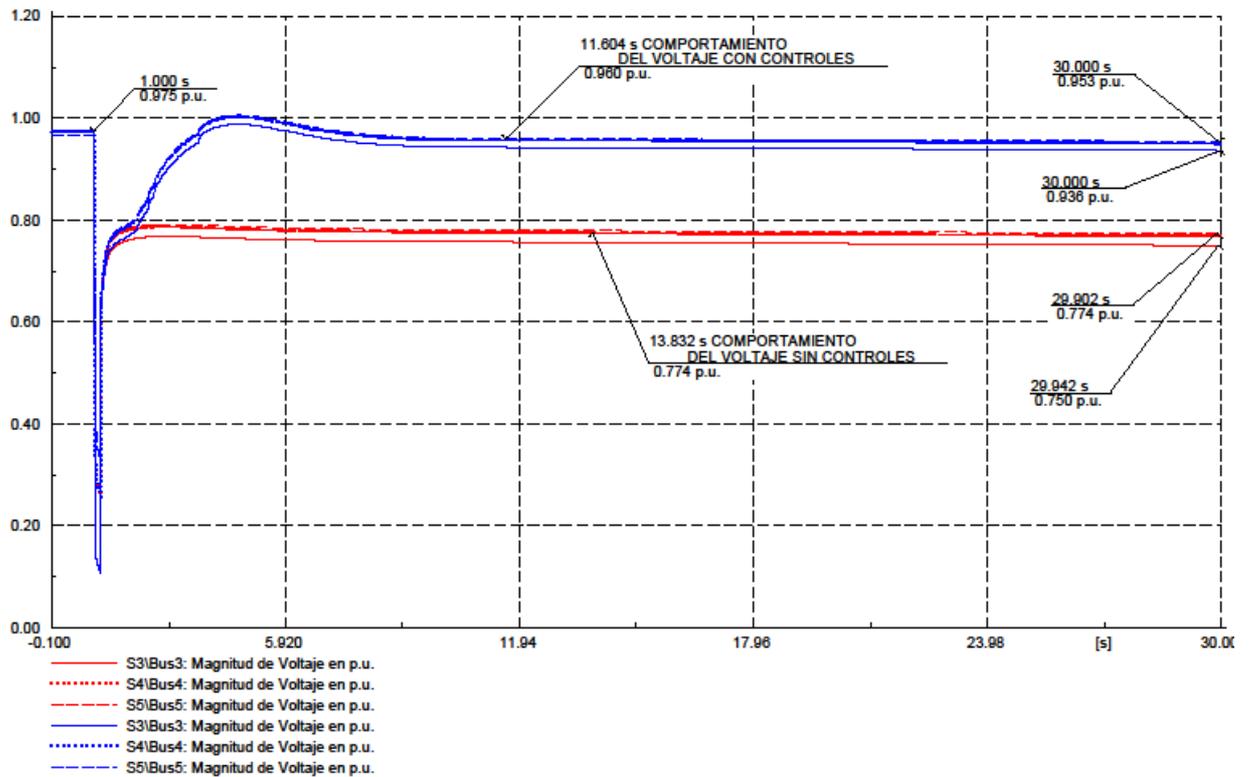


Figura 3. 144 Comportamiento del voltaje en la red aislada con y sin controles

En la gráfica anterior se muestra el comportamiento del voltaje y el efecto que tienen los controles de los generadores síncronos. Se puede observar que el control ayuda significativamente a recuperar el voltaje muy cerca de los límites especificados por el estándar IEEE 1547-2003.

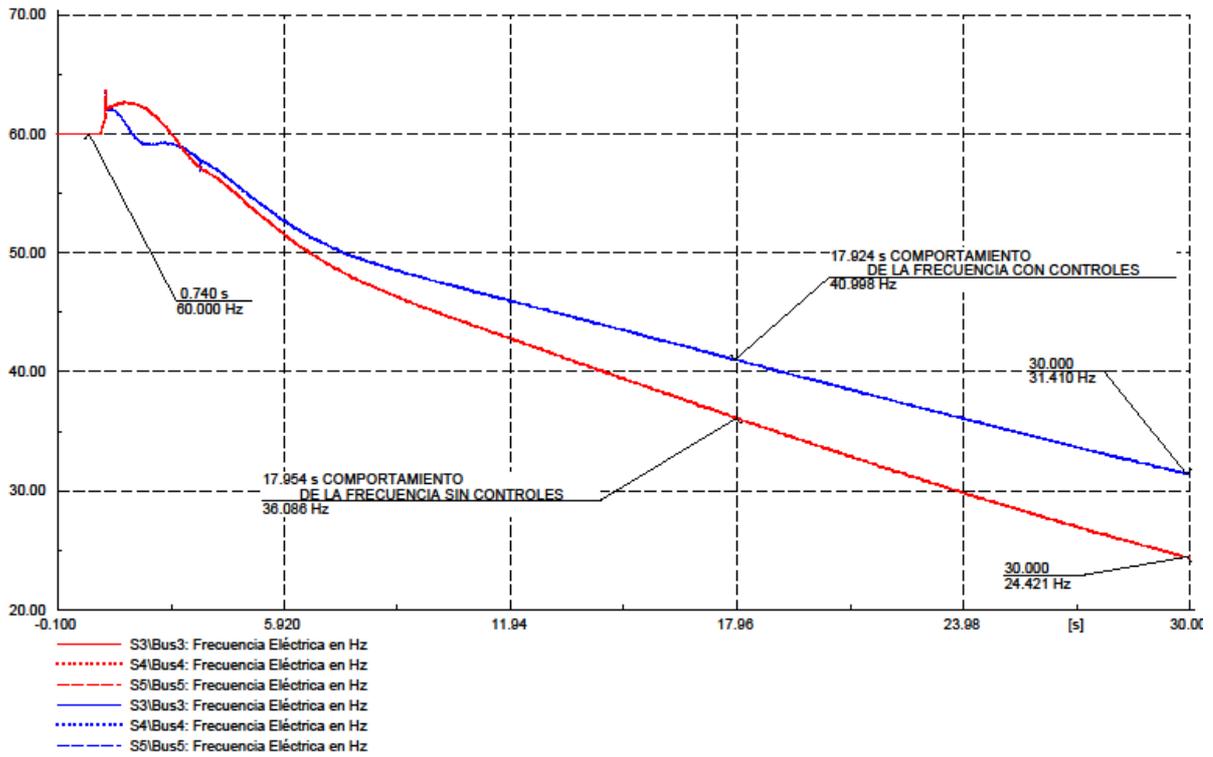


Figura 3. 155 Comportamiento de la frecuencia en la red aislada con y sin controles

La Figura 3.15 también muestra como el efecto de los controles ayuda al decaimiento de la frecuencia, pero el comportamiento está fuera de las especificaciones del estándar IEEE 1547-2003.

3.5.2 Características del decaimiento de la frecuencia.

La relación básica que define la variación de la frecuencia con el tiempo es derivada de la ecuación del movimiento de una maquina rotatoria [9]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{T_a f_0}{2H} \tag{3.8}$$

donde

$\frac{df}{dt}$ = Razón de cambio de frecuencia en *Hz/seg*

f_0 = Frecuencia base

T_a = Torque de aceleración neta en *p.u.* de la generación existente en el sistema. Este torque es la diferencia entre torque de generación y el torque de la carga.

H = Constante de inercia del sistema. Esto es igual a la suma de todas las constantes de inercia de todos los generadores conectados al sistema.

Cuando existe una pérdida repentina de generación en el sistema, sin una disminución de la carga el torque T_a es negativo. Si se asume que el torque de generación T_G restante y el torque de carga T_L se mantienen constantes durante un disturbio, la variación de frecuencia con el tiempo será una línea recta. La variación de la frecuencia para diferentes magnitudes de sobrecarga y para una constante de inercia se muestra en la Figura 3.16. El porcentaje de sobrecarga es definido como [9]:

$$\% \text{ sobrecarga} = \frac{\text{Carga} - G_{\text{restante}}}{G_{\text{restante}}} \times 100 \quad (3.9)$$

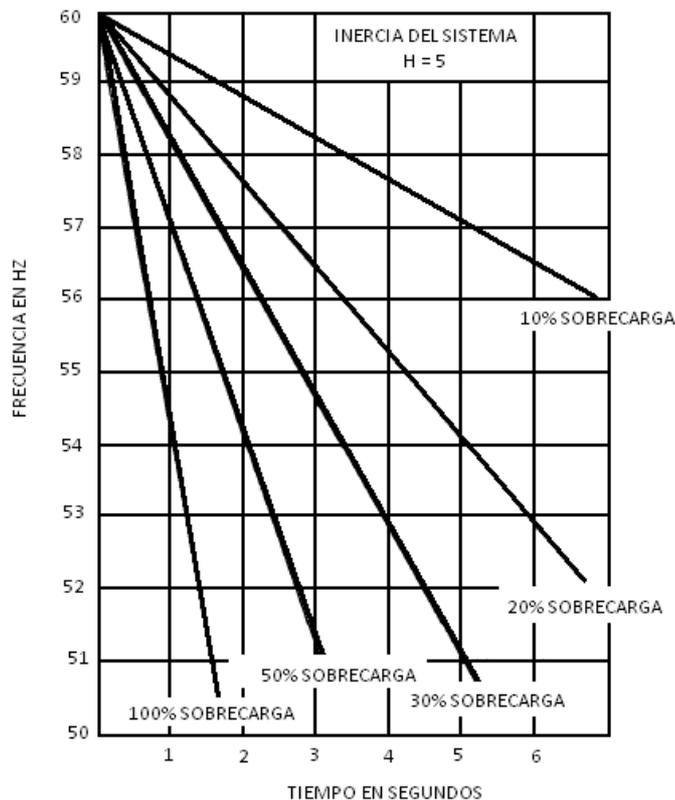


Figura 3. 166 Característica frecuencia – tiempo de un sistema para varios grados de sobrecarga. Torque de generación y carga constantes [9].

El porcentaje de sobrecarga no es igual a la generación pérdida. El porcentaje de pérdida de generación es menor que el porcentaje de sobrecarga, por ejemplo, el 10% de sobrecarga, corresponde a 9.1% de pérdida de generación mientras que el 100% de sobrecarga, corresponde al 50% de pérdida de generación. Calculado a partir de la ecuación (3.9)

El efecto de variar la constante de inercia se muestra en la Figura 3.17

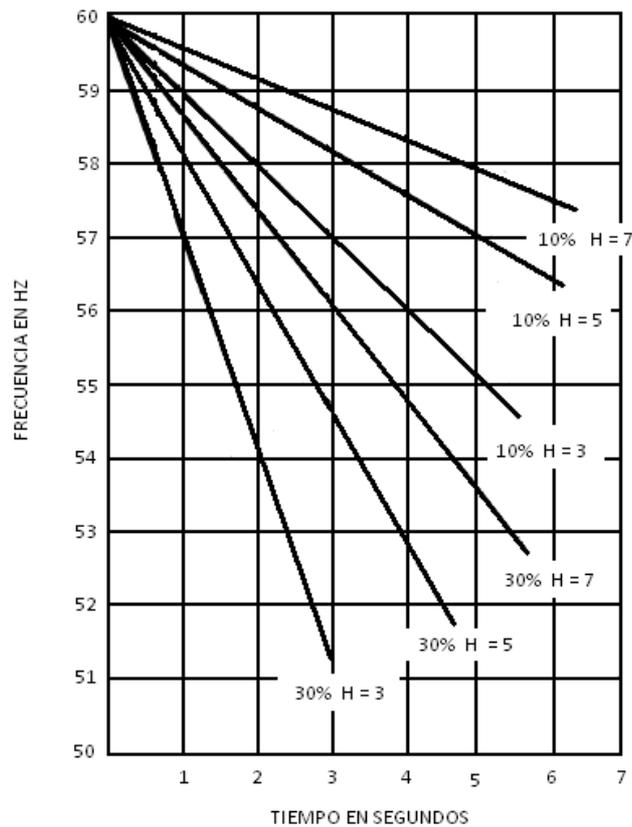


Figura 3. 177 Característica frecuencia – tiempo de un sistema. Efecto de variar la constante de inercia. Torque de generación y carga constantes [9].

Las características de recuperación del sistema también pueden ser obtenidas por la ecuación (3.8). Por ejemplo, si se desconecta una carga igual a la sobrecarga, el torque T_a será cero y por lo tanto la razón de cambio de frecuencia será cero. La frecuencia se mantendrá en el valor que habría alcanzado en el momento que se ha tirado carga. Esto se ilustra en la Figura 3.18.

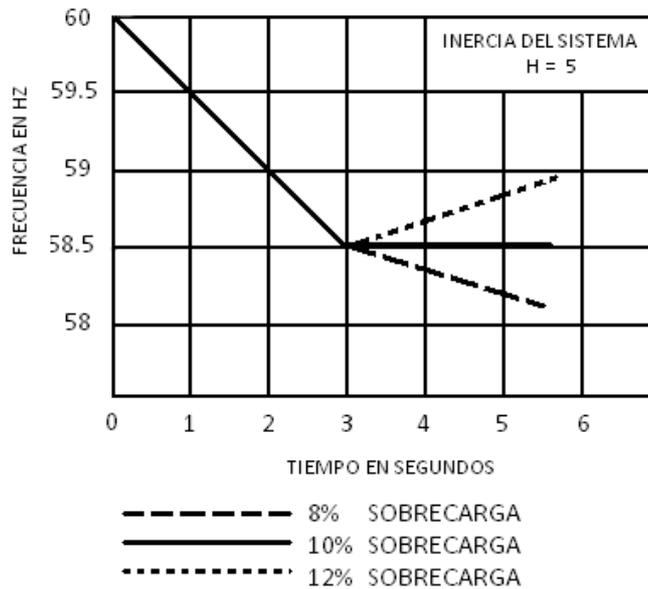


Figura 3. 188 Característica frecuencia – tiempo de un sistema. Efecto para diferentes cantidades de tiro de carga [9].

Para una sobrecarga inicial de 10%. Si la cantidad de carga a tirar es mayor que la sobrecarga (12%), T_a será mayor que cero y será positivo y la frecuencia se incrementará. Si la cantidad de carga a tirar es menor que la sobrecarga (8%), la frecuencia continuará cayendo pero en una razón de cambio más lenta. La nueva razón de cambio de frecuencia será proporcional al nuevo valor del torque T_a .

Por lo tanto, la magnitud inicial de decaimiento de frecuencia dependerá únicamente de la cantidad de sobrecarga y de la inercia del sistema.

3.6 ESQUEMAS DE TIRO DE CARGA PARA MANTENER LA ESTABILIDAD Y OPERACIÓN DE UN SISTEMA AISLADO

Un esquema de tiro de carga desconecta las cargas no esenciales seleccionadas de un sistema de distribución en respuesta a una condición existente en un sistema eléctrico aislado, tales como baja frecuencia, inestabilidad de voltaje, sobrecarga, etc. [8].

Estas condiciones pueden ocurrir debido a un disturbio o fallas en el sistema que conduce a un desbalance entre la capacidad de generación y las cargas existentes. Si tales condiciones no son eliminadas adecuadamente, esto puede conducir a un colapso del sistema y por lo tanto a una pérdida de suministro [8].

3.6.1 Esquemas de Tiro de Carga por Bajo Voltaje (UVLS)

Los esquemas de tiro de carga por bajo voltaje (UVLS) han sido empleados de forma útil en muchos sistemas como protección local para el colapso de voltaje en sistemas eléctricos de potencia. Esto es análogo a los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia, la cual se ha convertido en una práctica común para atender situaciones extremas que resulten de un déficit de generación y baja frecuencia[20].

Sin embargo, la localización y la cantidad de carga que debe ser desconectada requiere un conocimiento experto y experiencia en la operación de las redes de potencia.

A diferencia de la frecuencia, el voltaje tiene la característica de variaciones localmente, por lo tanto es importante localizar la zona propensa a la inestabilidad de voltaje, ya que el tiro de carga en el lugar menos apropiado requiere de mayor cantidad de tiro de carga y posiblemente no se logre salvar al sistema a tiempo. En la práctica se realizan estudios para identificar estas zonas, sin embargo aún dentro de esta región, la mejor localización para el tiro de carga podría variar significativamente con el disturbio y la topología del sistema.

Una condición de los UVLS es la de asegurar su operación únicamente para las condiciones para las cuales se diseñó, para lo cual se tienen diversos problemas; el de prevenir la operación durante otras condiciones que implique bajos voltajes momentáneos causados por fallas, condiciones de máxima carga, entre otros.

3.6.1.1 Consideraciones para el Diseño de un Esquema de Tiro de Carga por Bajo Voltaje [27]

- La máxima duración para una falla no deberá exceder 30 ciclos.
- Las mediciones del decaimiento de voltaje proporciona una indicación de que está ocurriendo un colapso de voltaje.
- El voltaje del sistema en los buses debe recuperarse y mantenerse dentro de un nivel aceptable +/- 5%.
- Las características de carga son vitales en el análisis de estabilidad de voltaje.

Estos puntos establecen los límites para la aplicación de los UVLS. El ajuste de los relevadores de bajo voltaje deberá ser inferior al 95% del voltaje mínimo de operación normal.

El diseño del esquema debe ser capaz de coordinar con equipos de protección y otros esquemas de control, durante caídas momentáneas de voltaje. Deberá desconectarse carga suficiente para llevar a los niveles de voltaje de operación permisibles.

3.6.2 Esquemas de Tiro de Carga por Baja Frecuencia (UFLS) en Pequeños Sistemas Aislados

Los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia (UFLS) son considerados como un último recurso para proteger el sistema de potencia en caso de un disturbio severo. En pequeños sistemas aislados, los esquemas UFLS juegan un papel importante protegiendo la integridad del sistema. Muchos de los esquemas UFLS son implementados hoy en día de manera convencional. Estos esquemas alivian la sobrecarga de un sistema en caso de que la frecuencia caiga por debajo de un umbral pre establecido [41].

3.6.2.1 Consideraciones para el Diseño de un Esquema de Tiro de Carga por Baja Frecuencia [21]

1. Los eventos típicos que originan el desbalance entre la generación y la demanda pueden ser: pérdidas de generación, disparo de líneas y variación repentina de cargas.
2. Los generadores están sujetos a fallas por bajas frecuencias. La magnitud de las desviaciones de frecuencia son usualmente determinadas por los componentes conectados al sistema. Sin embargo, en todos los sistemas el ajuste de los relevadores de frecuencia son predeterminados a valores establecidos en concordancia a las limitaciones de carga y generación. Por lo tanto, los relevadores de frecuencia asociados al disparo de carga son ajustados para prevenir el disparo de unidades generadoras por su propia protección.
3. En algunos casos, la frecuencia disminuye pero la acción del gobernador activa la reserva rodante rápidamente antes del disparo de generadores. Si el disparo de carga se basa solo en un cierto umbral de frecuencia, se libera determinada carga mientras que la reserva rodante ayuda a contra restar la disminución de frecuencia del sistema.
4. La magnitud de carga a desconectar (bloques de carga) debe de estar también organizada. Dos aspectos importantes deben considerarse en la selección de bloques de carga. Primero, las cargas tienen diferentes niveles de prioridad en un sistema de potencia para minimizar las pérdidas. Por lo tanto, las cargas son clasificadas de acuerdo a su importancia. Segundo, el objetivo principal del tiro de carga es mantener la frecuencia dentro del rango aceptable.

3.7 METODOLOGÍA PARA EL TIRO DE CARGA EN CONDICIÓN DE ISLA

Una de las funciones de la GD es incrementar la confiabilidad de la operación de la red, y esta a su vez está relacionada con la continuidad del suministro. Por lo que el tiro de cargas eléctricas durante una generación inadecuada, baja frecuencia, y bajo voltaje es de vital importancia para la operación continua y estable de un sistema eléctrico de potencia.

Los esquemas de tiro de carga por baja frecuencia, se han convertido en una práctica común para atender situaciones que resulten de un déficit de generación, particularmente son diseñados para uso en condiciones extremas y restablecer el balance entre la generación y la demanda después de una situación de isla que se haya formado. Los UFLS juegan un papel importante protegiendo la integridad del sistema. Estos esquemas alivian la sobrecarga de un sistema en caso de que el voltaje y la frecuencia caigan por debajo de un umbral pre establecido.

Debido a que la frecuencia es una medida del balance entre la potencia activa de generación y la demanda, la metodología requiere que en todo momento se estén midiendo y evaluando la potencia activa de los generadores conectados a la red de distribución (P_{GD}) y además, la potencia activa inyectada en el enlace entre en nivel de transmisión y distribución (P_{sist}). Así como también los voltajes nodales (V) y la frecuencia (F) del sistema en los equipos conectados a la red.

Se ha mencionado con anterioridad que cuando una condición de isla se produce, los generadores conectados experimentarán una caída del voltaje en el punto de interconexión. Dependiendo de la generación disponible, el nivel de voltaje podría recuperarse ligeramente y a continuación, seguir cayendo o simplemente continuar cayéndose hasta que el sistema se vuelva inestable y colapse. Los relevadores de bajo voltaje sensan esta caída de voltaje y son ajustados a un nivel para detectar y proporcionar la desconexión del generador. Sin embargo, la desventaja es que pueden presentarse otro tipo de problemas en otras partes del sistema como por ejemplo una falla, y pueden producir una caída suficiente de voltaje para ocasionar la operación incorrecta del relevador. Una alternativa es usar una operación con retardo de tiempo para permitir que el voltaje se recupere para este tipo de disturbios. En [7] se recomienda que el retardo de tiempo para eliminar estas operaciones incorrectas sea de 1 segundo. El criterio de ajuste para V_{umbral} estará restringido a los valores proporcionados en la Tabla 3.7 y a la Figura 3.10. Así como también a la consideración que la máxima duración para una falla no deberá exceder 30 ciclos [27]. Por lo que para fallas ocasionadas en el sistema que produzcan una caída son liberadas en 10 ciclos para evitar someter al equipo a esfuerzos producidos por estas anomalías.

Los generadores están usualmente diseñados para operar continuamente a un voltaje mínimo del $\pm 5\%$ de su voltaje nominal y tanto el generador como la turbina también están limitados en el grado de operación a frecuencias anormales que pueden ser toleradas. La Figura 3.10 muestra un criterio del $\pm 2\%$ con respecto a la frecuencia para una operación continua y en menor medida para valores fuera del área sombreada, por lo que el ajuste puede variar de acuerdo a las especificaciones del equipo y las restricciones propias por parte de las compañías. Un valor de $F < 59.4 \text{ Hz}$ proporciona un buen indicativo de que algún evento está ocurriendo en el sistema. Por esta razón, se utiliza este valor como F_{umbral} , esto con la finalidad de darle tiempo al esquema de tiro de carga de actuar antes que las protecciones propias de los generadores (el esquema debe de ser coordinado con los esquemas de protección) y evitar que estos salgan de servicio.

Cuando las condiciones: $V < V_{umbral}$ y $F_1 < F_{umbral}$ se cumplen, entonces se concluye que existe un déficit de generación en el sistema, además si $P_{sist} = 0$, entonces esto indica que se ha producido el fenómeno isla, por el contrario, si $P_{sist} \neq 0$ el desbalance es debido a la pérdida repentina de unidades de generación.

Si $V > V_{umbral}$ y $F_1 > F_{umbral}$ se cumple, entonces el desbalance es por un exceso de generación que origina que el voltaje y la frecuencia se incrementen, y es debido a una pérdida repentina de carga o si se produce una isla con exceso de generación, condición que no es muy común que se presente en la realidad, pues esto representaría que el nivel de distribución este exportando potencia hacia el nivel de subtransmisión o transmisión; y esta situación está fuera del alcance de este trabajo, sólo se recomienda que se retire el exceso de generación.

Cuando la red está en modo isla y además existe un desbalance de generación, el esquema de tiro de carga por baja frecuencia es considerado como una acción correctiva para regresar el voltaje y frecuencia a sus valores nominales o muy cercanos a este, con la finalidad de mantener la estabilidad y operación del sistema y con ello evitar el colapso total.

Es importante localizar la zona propensa a la inestabilidad de voltaje (localizar los nodos en los cuales exista una mayor caída de tensión) ya que tirando carga en el lugar menos apropiado requiere más tiro de carga y posiblemente no se logre salvar al sistema a tiempo. En la práctica se realizan estudios para identificar estas zonas, sin embargo aún dentro de esta región, la mejor localización para el tiro de carga podría variar significativamente con el disturbio y la topología del sistema. Por lo que las mediciones de voltaje proporcionan estos valores de voltaje nodal.

Otro aspecto que se debe de considerar es la magnitud de carga a desconectar (bloques de carga), debe de estar también organizada. Dos aspectos importantes deben ser considerados en la selección de bloques de carga. Primero, las cargas tienen diferentes niveles de prioridad en un sistema de potencia. Por lo tanto, las cargas son clasificadas de acuerdo a su importancia. Normalmente son clasificadas en tres niveles: vital, semi vital, y no vital. Dentro del concepto de red inteligente, el consumidor tiene una interacción muy fuerte con la compañía, pues tienen la posibilidad de evaluar la carga que se les interrumpe y que se les pague por la interrupción del servicio. Otro aspecto importante es el tipo de carga, para cargas resistivas, la corriente de carga se reduce y ayuda a limitar la necesidad de soporte reactivo. Los motores son esencialmente unidades KVA constantes. Por lo tanto, un voltaje bajo, implica una demanda de mayor corriente y eso incrementa la necesidad de tener un soporte reactivo local. Por lo tanto se debe de conocer la magnitud, el tipo y su importancia.

Con las mediciones de potencia se puede calcular el déficit de generación $Déficit = P_D - P_G$ e iniciar la desconexión de carga de acuerdo a las consideraciones anteriores para encontrar el balance de potencias.

En la Figura 3.19 se muestra el diagrama de flujo de la metodología para el esquema de tiro de carga en sistemas aislados.

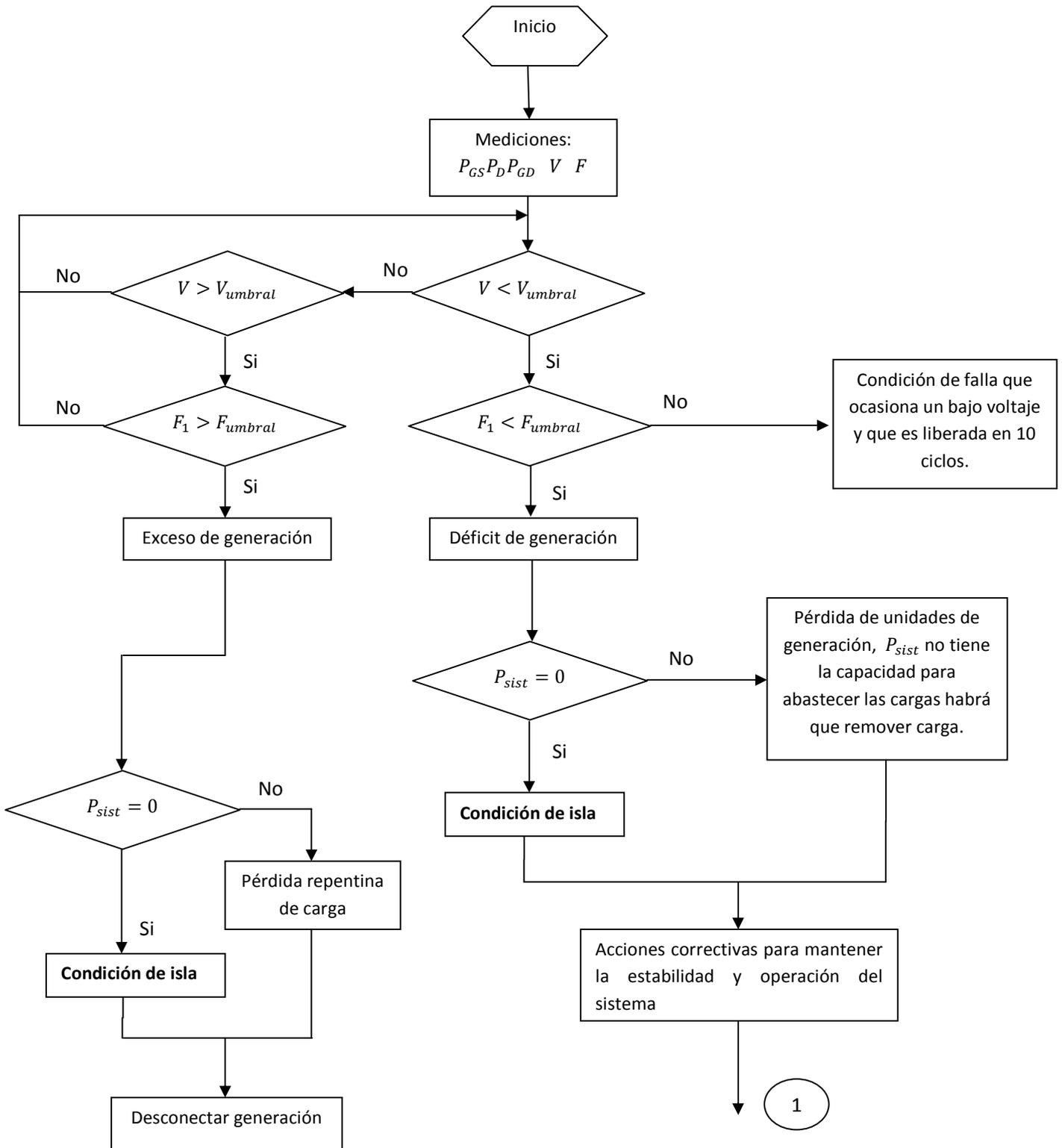


Figura 3. 19 Diagrama de flujo de la metodología para el esquema de tiro de carga en sistemas aislados

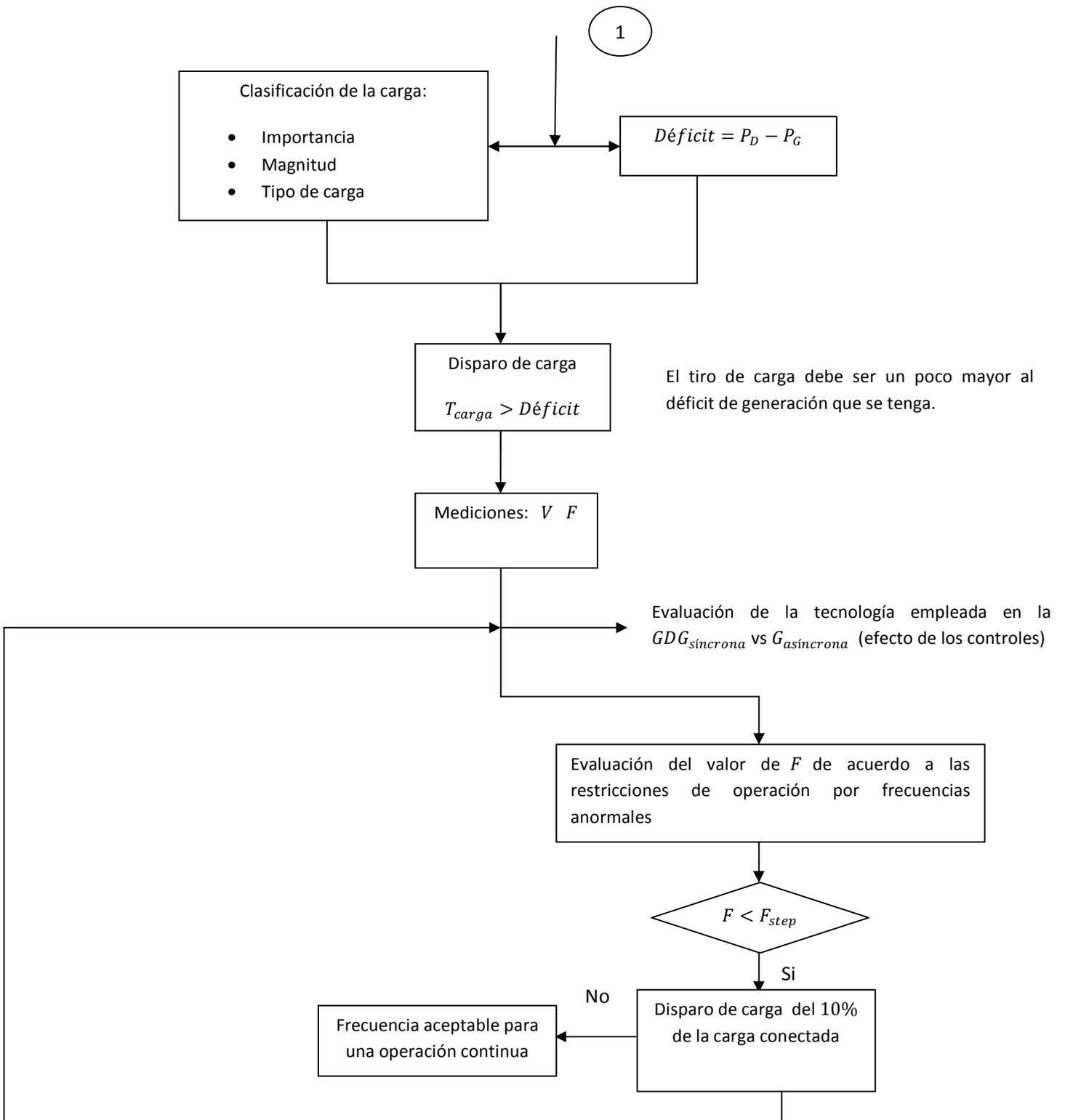


Figura 3.20 Continuación del diagrama de flujo de la metodología para el esquema de tiro de carga en sistemas aislados

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

La estabilidad de un sistema de potencia puede ser definida como aquella propiedad de un sistema de potencia que permite a este mantener un estado de operación en equilibrio bajo condiciones normales de operación y recuperar un estado aceptable luego de haber sido sujeto a un disturbio.

La inestabilidad en un sistema de potencia puede ser manifestada en diferentes formas, dependiendo de la configuración del sistema y el modo de operación. Tradicionalmente el problema de estabilidad ha sido el mantenimiento de la operación del sincronismo, aspecto de la estabilidad que está influenciado por la dinámica de los ángulos de los rotores y las relaciones de potencia – ángulo. Por otro lado, la inestabilidad también puede ser encontrada sin la pérdida de sincronismo. Por ejemplo en un sistema que consiste de un generador síncrono alimentando un motor de inducción a través de una línea de transmisión puede transformarse inestable por el colapso de voltaje de la carga.

En este capítulo se realiza un estudio de estabilidad en el cual se evaluarán los problemas de estabilidad en un sistema aislado, condición propiciada por la ocurrencia de un disturbio en el sistema de potencia que lleva a un nuevo estado de operación (una condición de isla). Y dependiendo de la configuración y características propias de la red, se tendrán problemas principalmente en voltaje y frecuencia.

Se realiza un análisis dinámico, así como también, se analiza la influencia que tienen los controles asociados a los generadores conectados. También se evalúan las acciones que en la práctica son realizadas para mantener la estabilidad y operación de un sistema cuando existe un desbalance entre la potencia activa de generación y la demanda.

Aunque los sistemas sean diseñados tomando en cuenta las normas para tal efecto, es imposible diseñar y construir un sistema 100% infalible, pues además de la imposibilidad natural para obtener un producto perfecto, existen contingencias de carácter aleatorio. Por lo que cualquier sistema eléctrico está expuesto a las contingencias asociadas con fallas en su operación. Además, el envejecimiento natural de los componentes de dichos sistemas, es otra de las causas naturales de la presencia de fallas en los sistemas. Por otro lado, existen fenómenos de carácter aleatorio y debido a la naturaleza, que también son causa muy frecuente de dichos problemas. Es obvio pensar que la única forma de enfrentar dichos fenómenos, es a través de sistemas de protección.

La continuidad y la calidad del servicio son dos requisitos íntimamente ligados al funcionamiento satisfactorio de un sistema eléctrico de potencia. Por lo tanto, los sistemas de potencia incorporan esquemas de protección que tienen por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir. La actuación del sistema de protección va encaminada a mantener tanto la calidad como la continuidad del servicio.

Todo análisis de estabilidad requiere de manera previa una condición inicial que permita conocer el estado que guarda el sistema en estado estacionario o régimen permanente, condición que generalmente es realizada a través de un estudio de flujos de potencia convencional. La Tabla 4.1 muestra los resultados del voltaje nodal para la red de estudio de la Figura 4.1.

Tabla 4. 1 Voltajes nodales de la red de estudio 1

Bus	Voltaje en <i>p. u.</i>
1	1.04
2	1.03
3	1.02
4	1.03
5	1.00
6	1.01
7	1.03
8	1.02
9	1.03

Por otro lado, también es necesario realizar un análisis de fallas que proporciona la cuantificación de ajustes y capacidades requeridas por el sistema de protección, para hacer su trabajo de forma correcta. En el caso de relevadores, se requiere ajustarlos a los

valores en que deben operar, con el fin de que no operen en situaciones en que no lo deben hacer, lo anterior está asociado con lo que se denomina “*coordinación de protecciones*”, que consiste en la determinación de los ajustes precisos de los relevadores, con el fin de que estos operen aislando la parte justamente necesaria para eliminar la falla, y evitar dejar sin servicio de manera innecesaria partes del sistema.

Para la red de la Figura 4.1 se simula una falla trifásica en la subestación S1/Barra 1, situada en el punto de interconexión con el SEP, esta situación lleva a que las protecciones en CB1 y CB2 ubicadas en los extremos de dicha barra actúen para liberar la falla, ocasionando la formación de una isla. Cuando una condición de isla se produce, los generadores conectados experimentarán una caída momentánea del voltaje. También es reconocido que la pérdida repentina de capacidad de generación sobre un sistema será acompañado por una disminución en la frecuencia del sistema. Por lo tanto, la presencia de generación en modo isla puede ocasionar valores anormales de voltaje y frecuencia comprometiendo la estabilidad y ocasionar un colapso del sistema si no son tomadas acciones de protección adecuadas.

Las Figura 4.2 muestra el comportamiento del voltaje nodal en la parte aislada de la red de estudio, después de haberse simulado un cortocircuito trifásico, en el instante $t = 1s$ en S1/Barra 1, liberando la falla en 0.1666 segundos después.

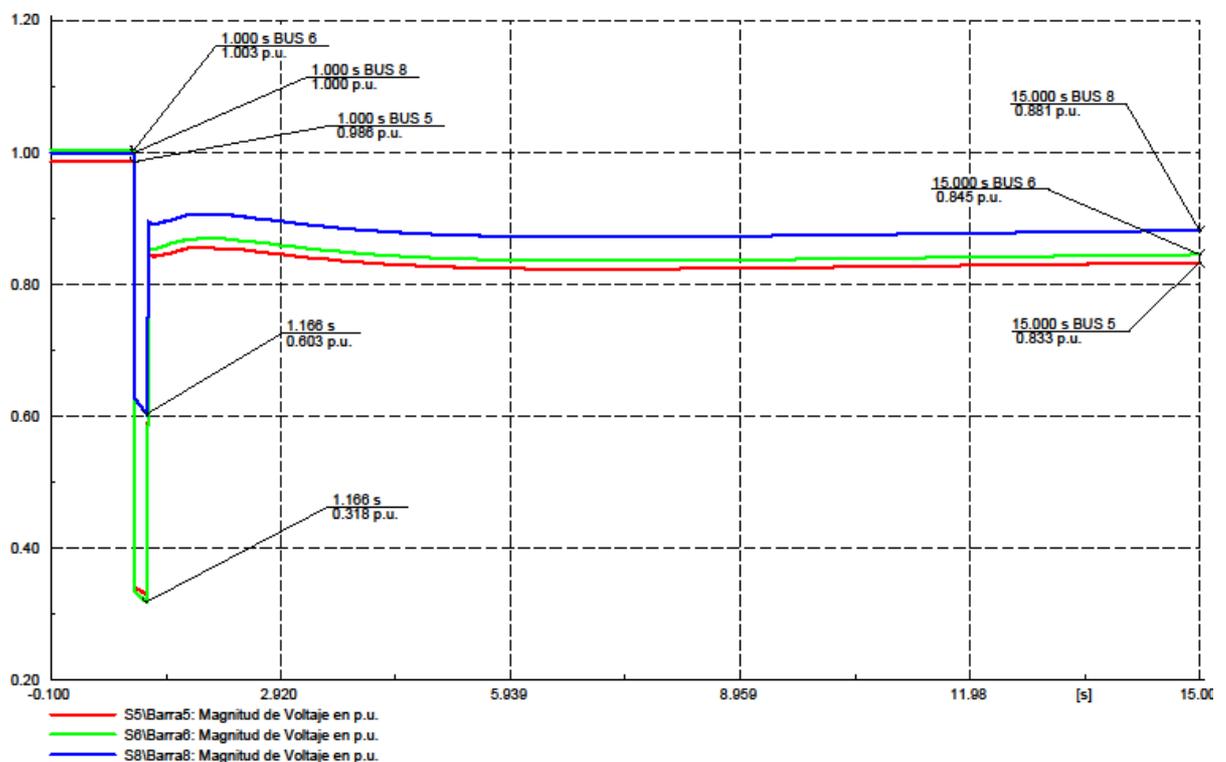


Figura 4. 2Comportamiento del voltaje en la parte aislada del sistema de prueba.

La Figura 4.2 muestra como el voltaje se recupera después de la liberación de la falla, pero se encuentra en un valor de 0.84, 0.85 y 0.89 p.u. respectivamente para los tres nodos que quedan en condición de isla. Estos niveles de tensión no son debido a que los generadores conectados a la red aislada no cuentan con la capacidad suficiente para alimentar las cargas conectadas al sistema, por lo que el sistema se encuentra operando en una condición de inestabilidad de voltaje.

En la Figura 4.3 se muestra la frecuencia

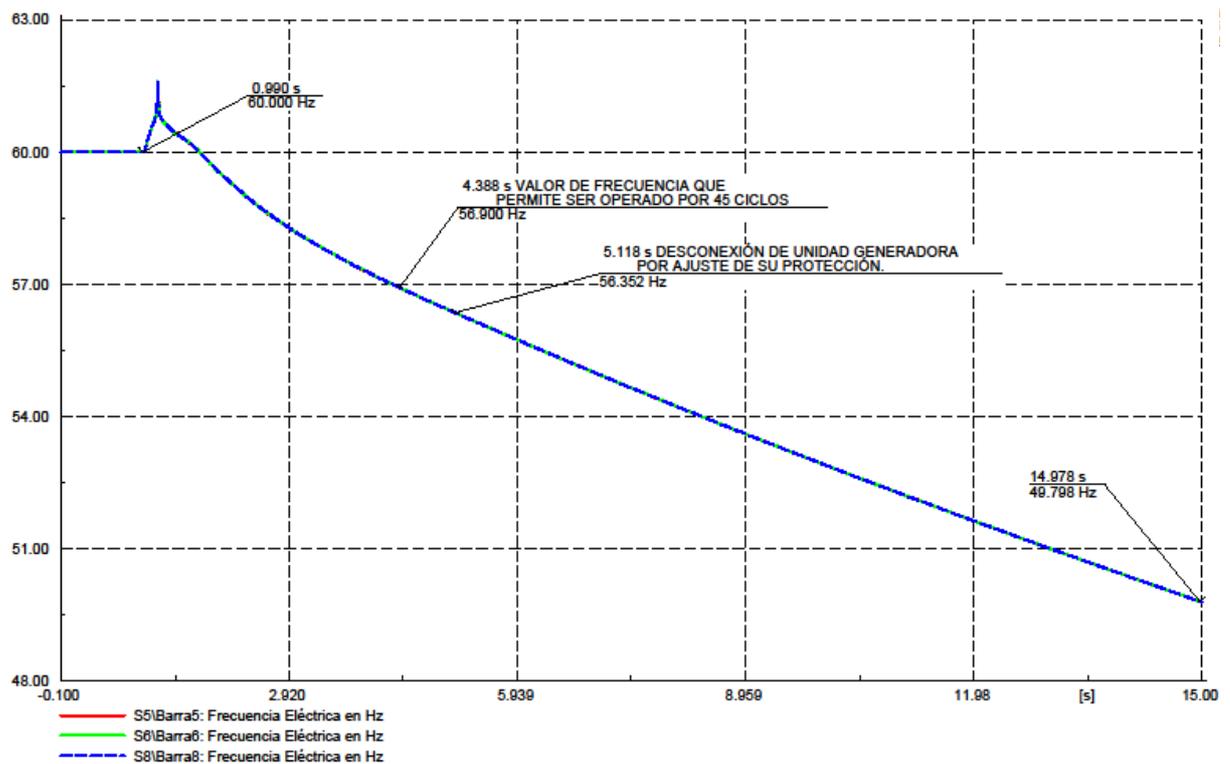


Figura 4.3 Comportamiento de la frecuencia en la parte aislada del sistema de prueba.

En la red de estudio 1 al momento de presentarse el fenómeno isla, existe un déficit de generación, por lo que el voltaje y la frecuencia disminuyen considerablemente como lo muestran las Figuras 4.2 y 4.3, respectivamente. La razón de variación inicial de decaimiento dependerá únicamente de la cantidad de sobrecarga y de la inercia del sistema.

Por lo tanto, los valores de voltaje y frecuencia que resultan después de la separación del sistema son valores anormales de operación para el equipo conectado. Si no son tomadas acciones de control y estrategias para resolver éste problema, el esquema de protección disparará unidades de generación para prevenir daños al equipo conectado y con esto el inminente colapso total del sistema. Por otro lado, los generadores síncronos cuentan con controles los cuales inician una serie de acciones para tratar de corregir estas desviaciones y tratar de regresarlos a niveles nominales de operación.

En la Figura 4.4 y la Figura 4.5 muestran el efecto que tienen los controles (Regulador Automático de Voltaje y el Gobernador) en los generadores síncronos.

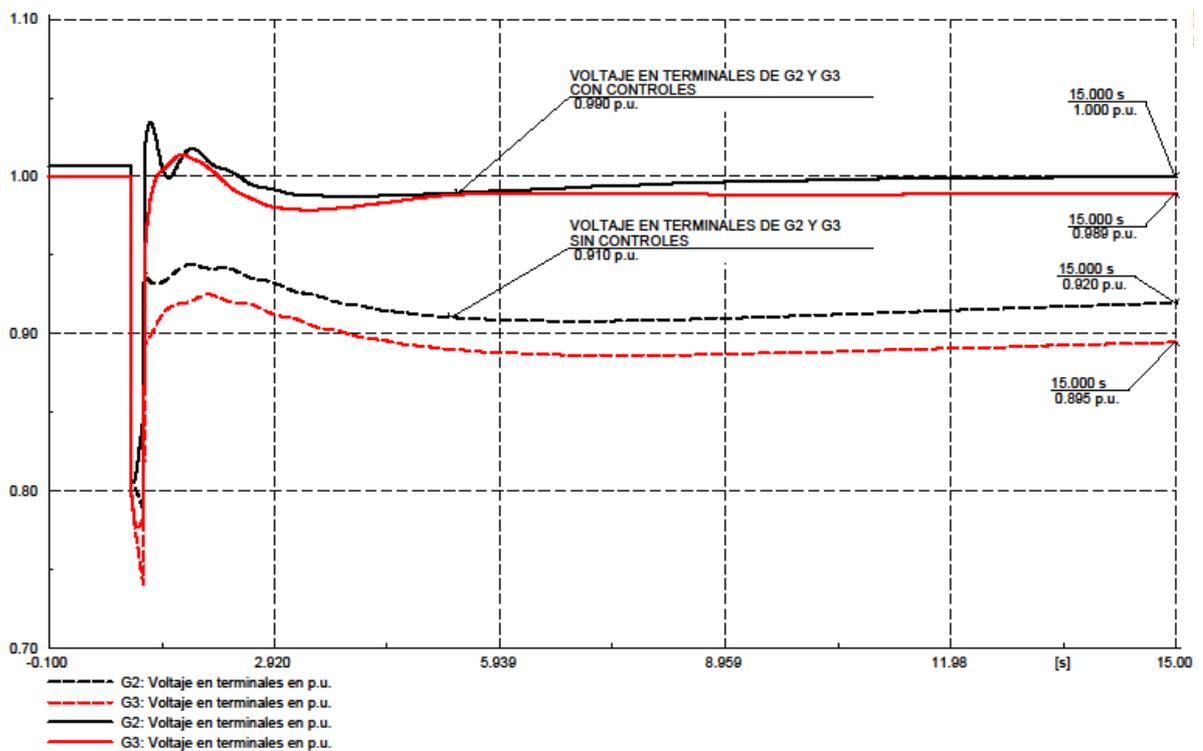


Figura 4. 4 Comportamiento del voltaje en terminales del generador con controles y sin controles.

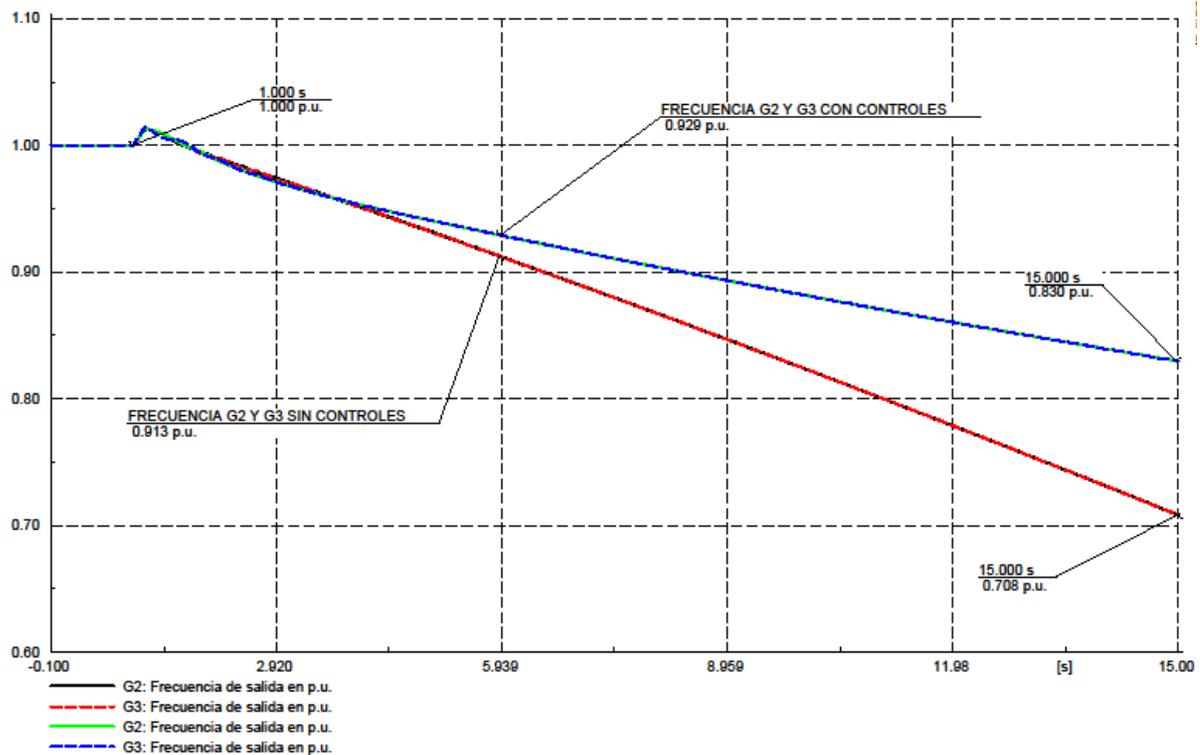


Figura 4. 5 Comportamiento de la frecuencia de salida en los generadores con y sin controles

En la Figura 4.4 se aprecia como la presencia del control asociado al generador síncrono conectado ayuda a corregir el problema de la caída del voltaje en terminales del generador. El valor del voltaje permanece dentro de los criterios aceptados en conformidad a los límites de operación ($\pm 5\%$ del voltaje nominal) para evitar daños a la unidad.

La Figura 4.5 muestra dos aspectos importantes:

- La razón de cambio de decaimiento de la frecuencia con el uso de los controles asociados a los generadores y sin ellos. La pendiente de la frecuencia sin control es más prolongada que con la presencia de los controles.
- Se muestra que la frecuencia es un factor común a través de todo el sistema.

Dado que la frecuencia de un sistema depende del balance entre potencia activada generación y la demanda y, debido a que en estado estacionario la frecuencia es un factor común a través del sistema, un cambio en la demanda de potencia en algún punto de la red se refleja a través del sistema, como un cambio de frecuencia.

Bajo las consideraciones anteriores y en referencia a lo expuesto en la sección 3.5, el esquema de protección sobre los generadores conectados en isla desempeñaran la función para la cual fueron ajustados y con ello evitar la operación por valores anormales de voltaje y frecuencia. En particular los relevadores de sobre y baja frecuencia (810/U) por la condición que presenta la red de prueba 1 debido a que el voltaje ya no representa una condición anormal, debido a que el RAV ha ayudado a corregir el problema de la caída de voltaje.

El software DigSILENT cuenta con una extensa biblioteca de modelos de relevadores para esquemas de protección. En la red de prueba 1 los generadores G2 y G3 están protegidos con relevadores de bajo y sobre voltaje (27/59) y relevadores de sobre y baja frecuencia (810/U) para proteger a los generadores por condiciones anormales de operación.

Al momento en que ocurre la separación del sistema los generadores permanecerán conectados en el sistema aislado por 5.11 segundos (Figura 4.3), que es el tiempo en el cual se alcanza el valor de frecuencia de 56.9 Hz considerado para una operación por 0.75 segundos (Tabla 3.6). Por lo tanto, si no son tomadas alternativas de solución para esta condición, el sistema colapsará en su totalidad. Por lo que se realiza una estrategia de tiro de carga por baja frecuencia (UFLS) para liberar la sobrecarga existente y con ello recuperar el nivel de frecuencia a su valor nominal o cercano a este.

Como se ha mencionado anteriormente, el ajuste para este tipo de relevadores está escalonado. En la Tabla 4.2 se muestra la lógica de ajuste para los relevadores de frecuencia (810/U).

Tabla 4. 2 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en G_2 y G_3 sin controles.

Frecuencia Hz	Tiro de carga en %	Tiempo de actuación (segundos)
1 $F < 59.4$	14.7 (46.3 MVA)	0.1
2 $F < 58.4$	8.2 (25.8 MVA)	0.3
3 $F < 57.8$	0.6 (1.89 MVA)	0.4

El ajuste consiste en 3 pasos para un tiro de carga del 23.5% (74 MVA). Aquí es importante mencionar que inicialmente al momento de presentarse la condición de isla, existe un déficit de generación de 43 MVA correspondiente al 13.65%. Debido a que los esquemas tiro de carga están diseñados para tirar solo la carga necesaria, es evidente que 74 MVA es mucho mayor porcentaje que el que en teoría debería de ser necesario tirar para encontrar el balance (43 MVA) entre las potencias de generación y demanda.

La Figura 4.6 y 4.7 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia en la red aislada de la Figura 4.1 cuando se ha llevado a cabo la estrategia de tiro de carga como último recurso para evitar el colapso del sistema. El análisis no incluye los controles sobre los generadores conectados.

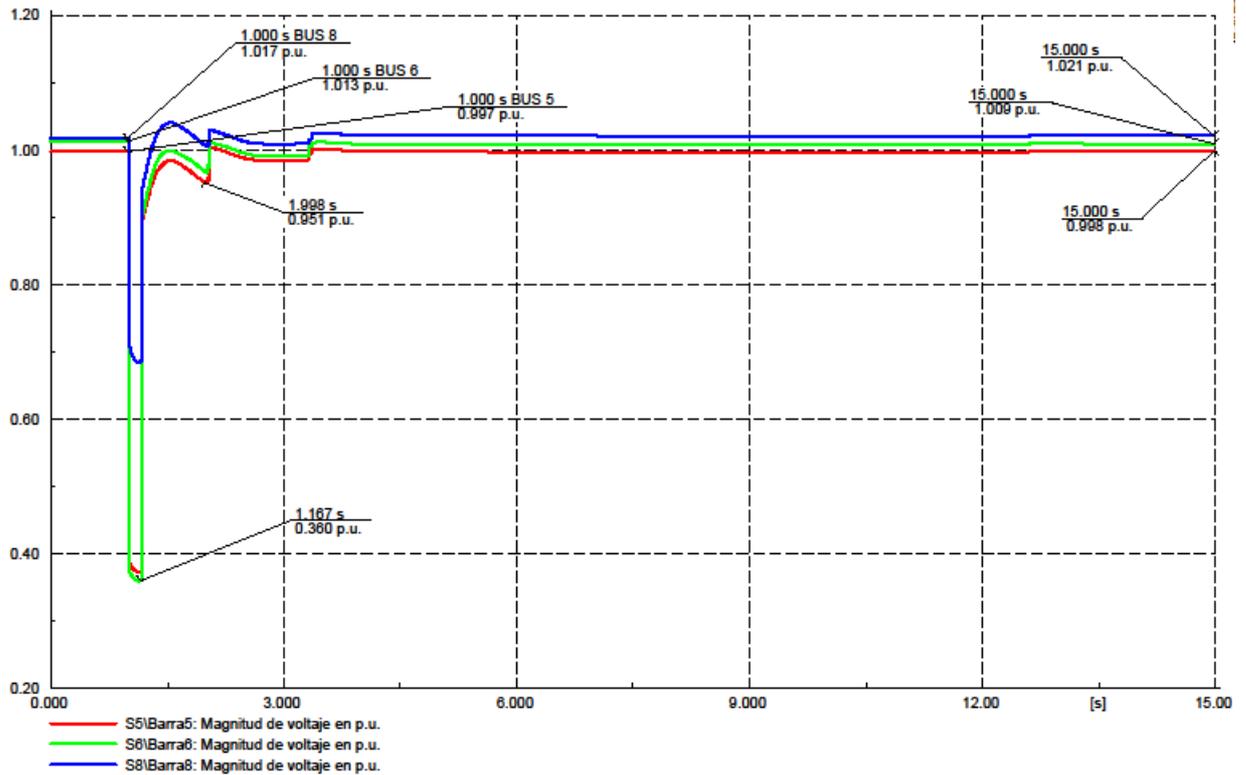


Figura 4. 6Comportamiento del voltaje para un esquema de tiro de carga del 23.5%

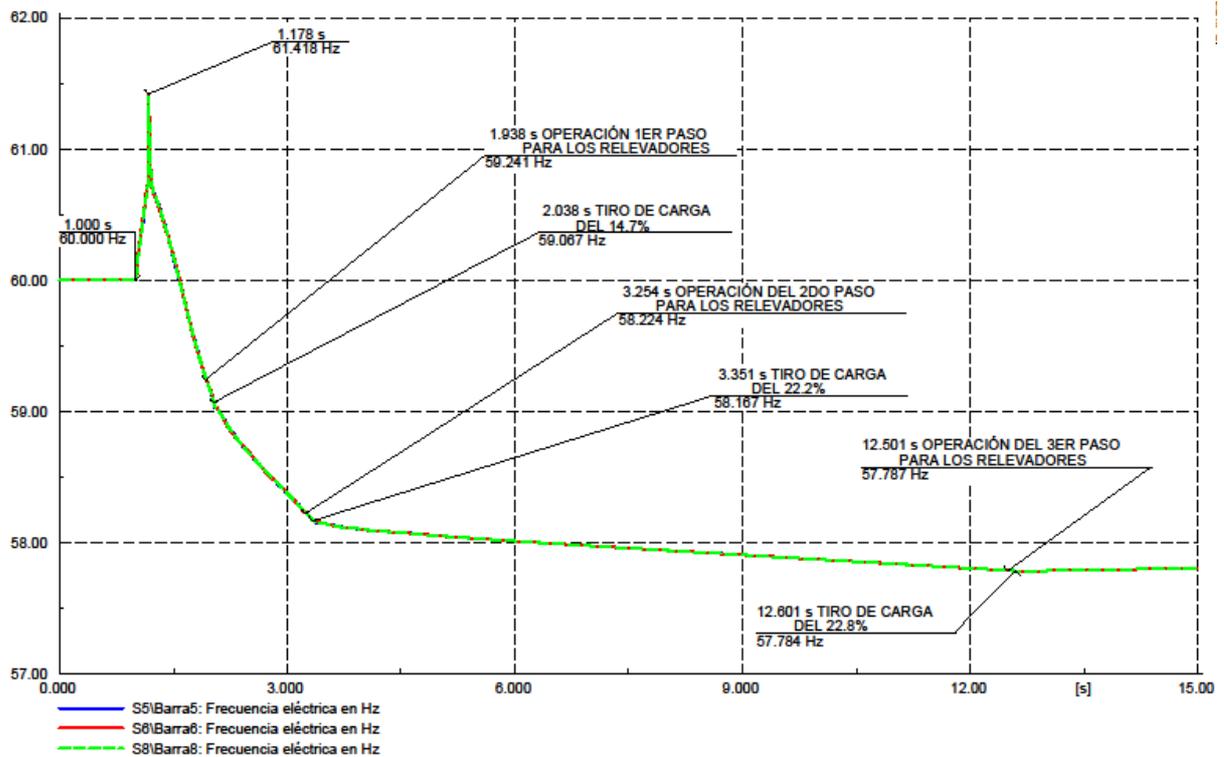


Figura 4. 7 Comportamiento de la frecuencia para un esquema de tiro de carga del 23.5%

Con el tiro de carga del 74 MVA, el voltaje se ha recuperado de manera satisfactoria. Pero la frecuencia se encuentra en un valor de 57.78 Hz, valor que en base a los límites especificados en la Figura 3.10 y la Tabla 3.6 se encuentra limitado por un periodo de tiempo de 7.5 segundos, pero el sistema tarda 10 minutos en llegar a un valor de operación continua, como se muestra en la Figura 4.8.

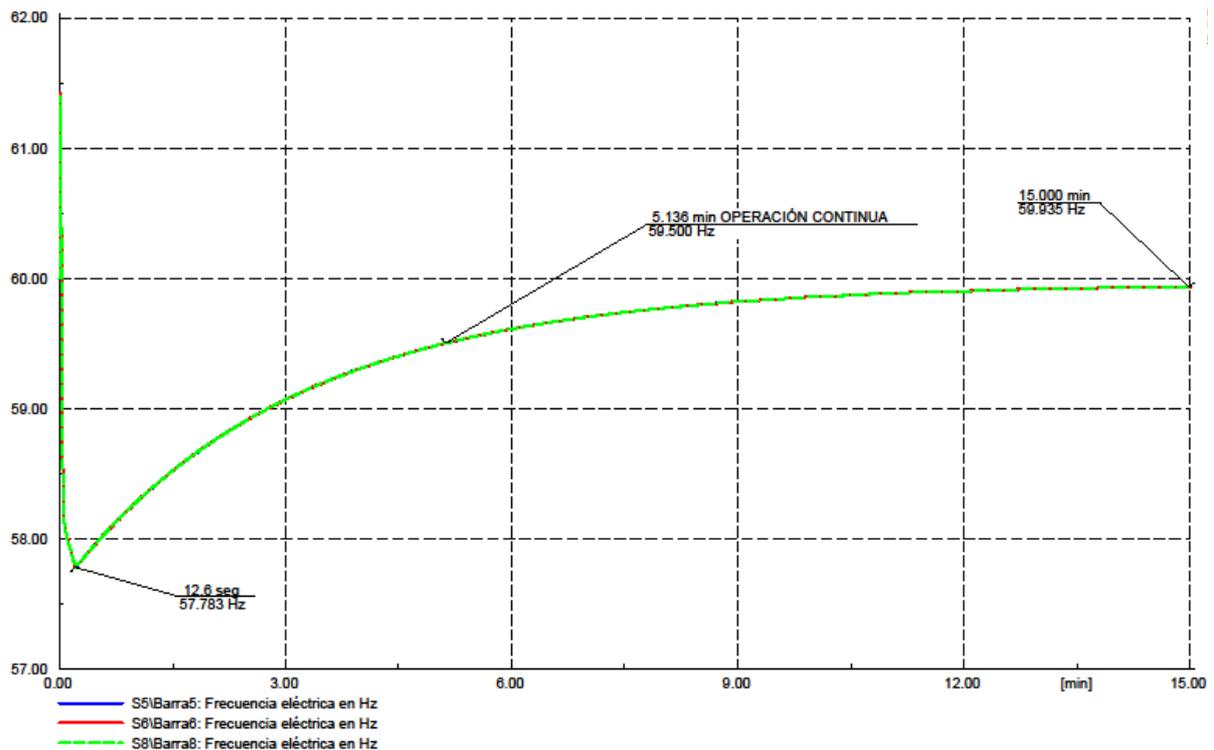


Figura 4. 8Comportamiento de la frecuencia con tiro de carga del 23.5% para un estudio de 15 minutos.

Es notorio que el sistema se recupera, pero tarda mucho tiempo en alcanzar un valor adecuado para el funcionamiento continuo y esta condición no es permitida, pues el sistema estará expuesto a esfuerzos por esta condición anormal de operación.

En la siguiente parte del análisis se considera el uso del Regulador Automático de Voltaje y el Gobernador en los generadores síncronos G_2 y G_3 . La Tabla 4.3 muestra los ajustes para los relevadores bajo esta consideración.

Tabla 4. 3 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en G_2 y G_3 con controles

Frecuencia Hz	Tiro de carga en %	Tiempo de actuación (segundos)
$1 F < 59.4$	14.76 (46.5 MVA)	0.1
$2 F < 58.4$	2.85 (8.9 MVA)	0.3

El ajuste en este caso consiste de dos pasos para un total de 17.6% (55.5 MVA) del total de la carga conectada. Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia, tomando en cuenta el uso de los controles en los generadores.

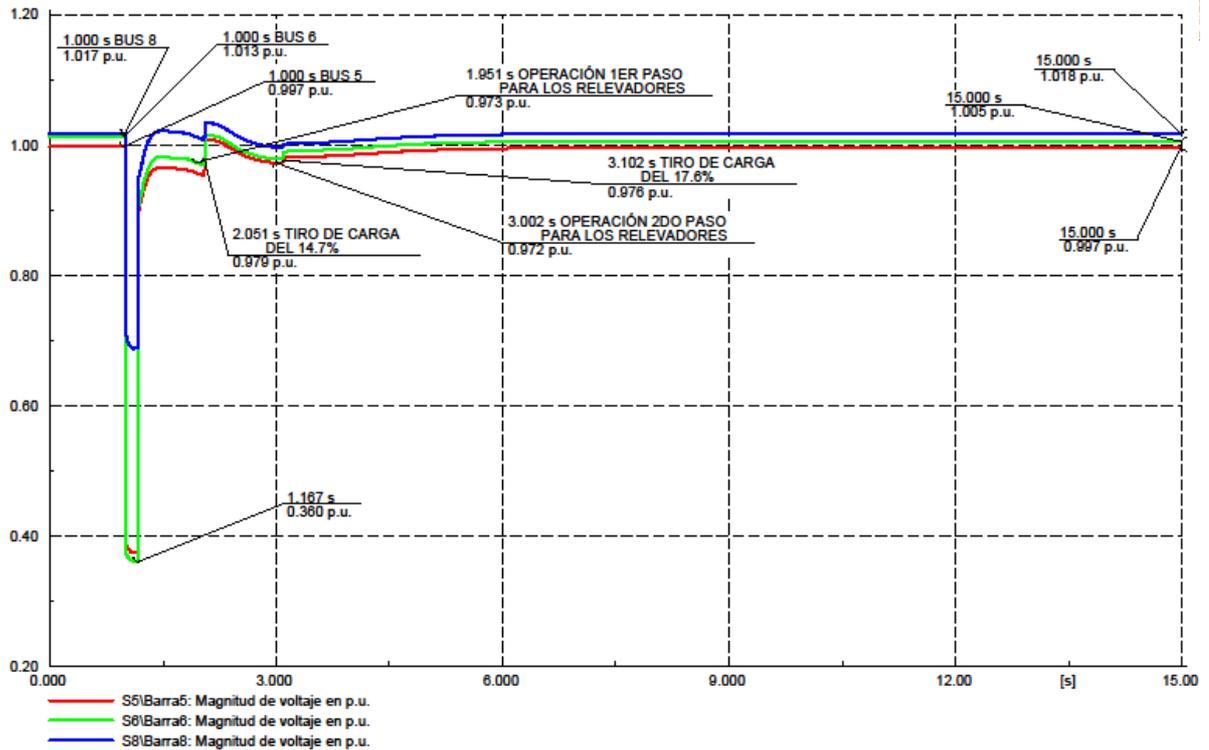


Figura 4. 9 Comportamiento del voltaje para un tiro de carga del 17.6%

En general, el voltaje tiene un comportamiento adecuado, el valor más bajo resulta en el nodo 5 con un valor de 0.95 p.u. Por esta razón, este nodo es en donde se empieza con la estrategia del tiro carga con el mayor porcentaje a tirar del 11.9% (37 MVA) para de esta manera ayudar a la más rápida recuperación del sistema.

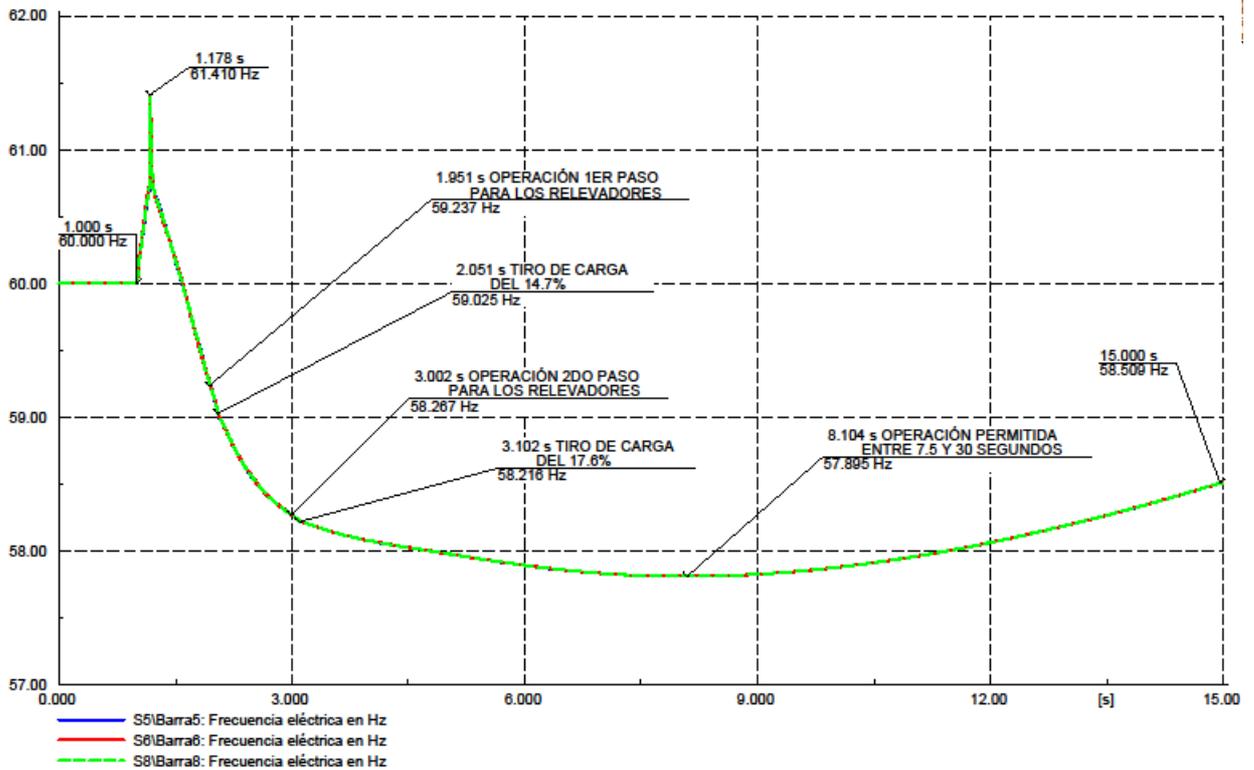


Figura 4. 10 Comportamiento de la frecuencia para un tiro de carga del **17.6%**

La Figura 4.10 muestra la frecuencia para un tiro de carga de 17.6%. En 3.102 s la operación de los relevadores se ha completado y se ha tirado la carga, encontrándose la frecuencia en 57.89 Hz para, valor que es permitido entre 7.5 y 30 segundos, pero en la gráfica se puede apreciar que para 15 segundos la frecuencia alcanza un valor de 58.5 Hz, rango de frecuencia que es soportada por 3 minutos en referencia a la Tabla 3.6. La Figura 4.11 muestra el resultado de la simulación para un tiempo de estudio de 2 minutos.

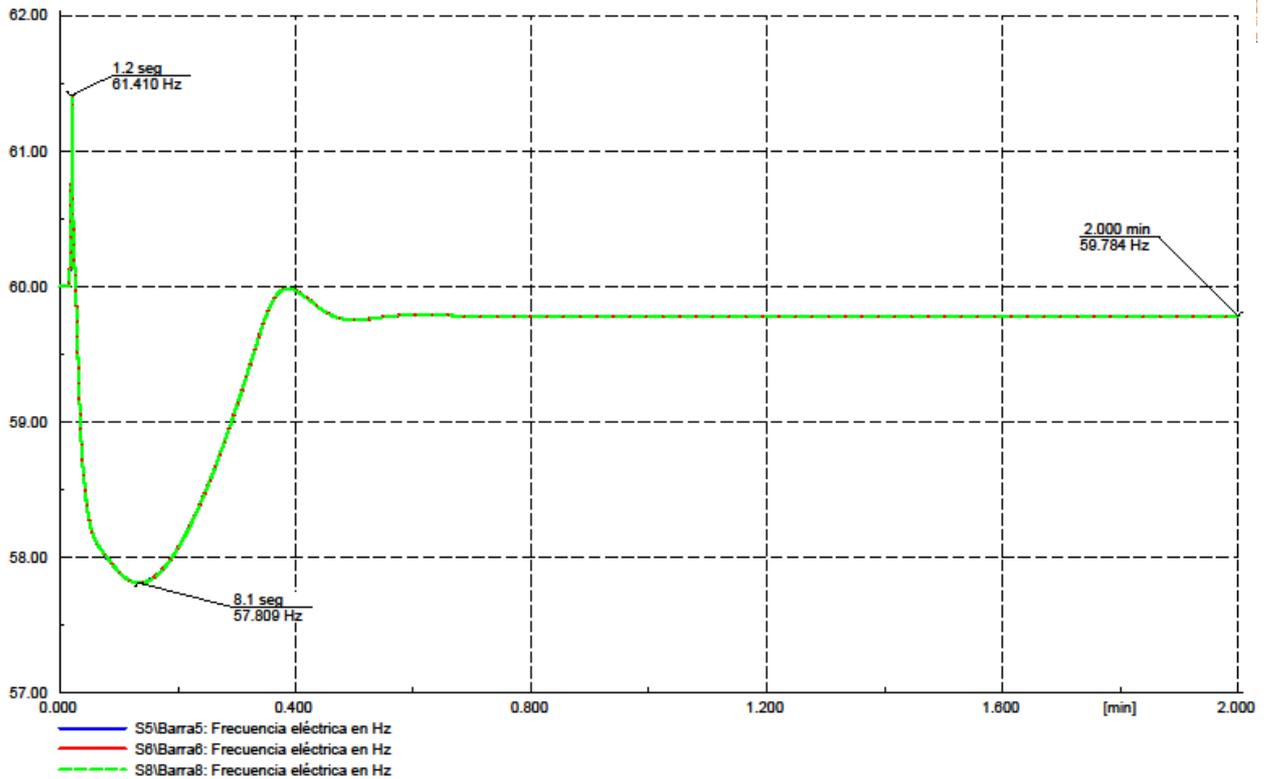


Figura 4. 11Comportamiento de la frecuencia para un tiro de carga de 17.6% y un tiempo de estudio de 2 minutos.

Con referencia a la Figura 4.11, se observa que la frecuencia se mantiene en 59.78 Hz, valor en el que es sistema opera de forma continua y sin ningún problema.

El porcentaje de tiro de carga con el uso de controles ha correspondido a 17.6% (55.5 MVA), mientras que sin el uso de controles correspondiente a 23.5% (74 MVA). Aquí la importancia de contar con controles que ayudan significativamente al desempeño del sistema.

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran la potencia activa de generación y la potencia activa demandada por las cargas conectadas al sistema aislado.

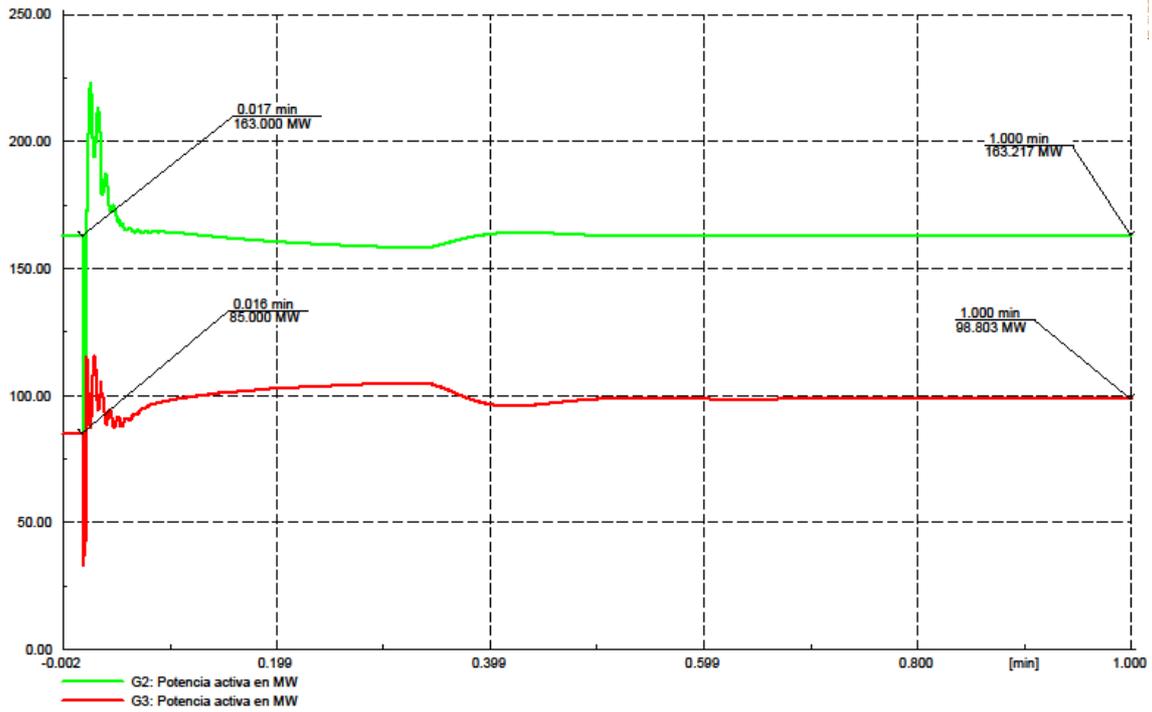


Figura 4. 12 Potencia activa de generación en los generadores G_2 y G_3

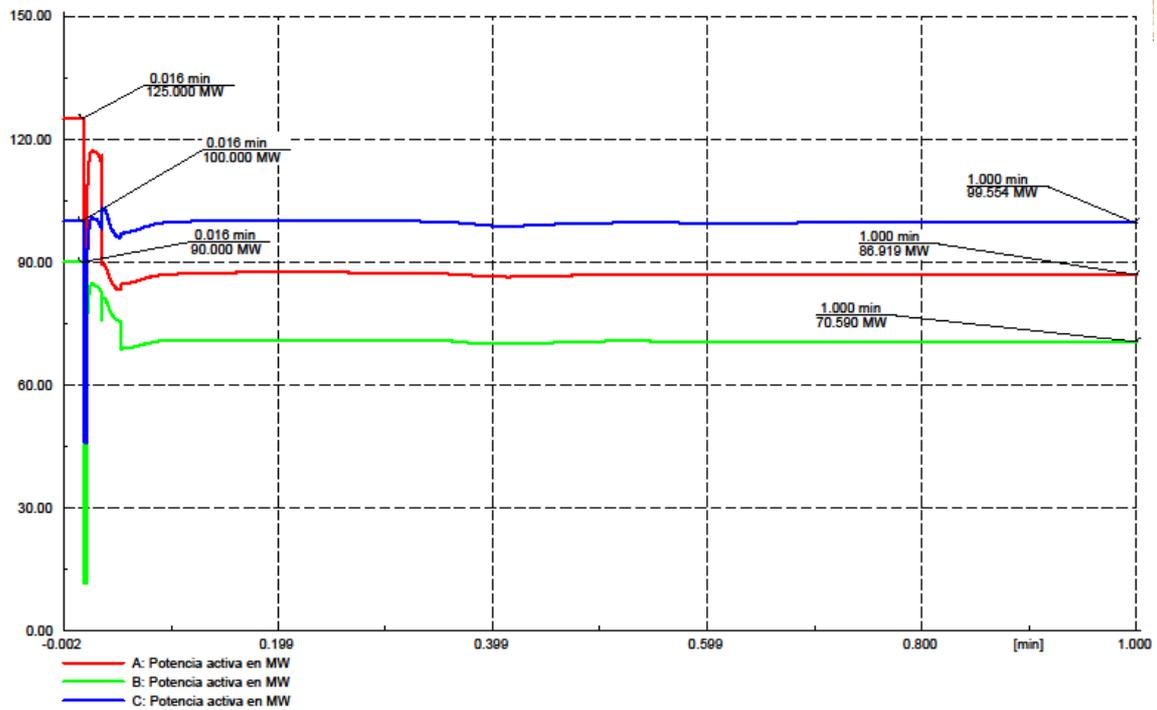


Figura 4. 13 Potencia activa de demanda

4.3.2 Red de estudio 2

En la sección 2.3 se mencionan las diferentes tecnologías empleadas en la generación distribuida, también se menciona que la mayor cantidad de la GD está compuesta por generadores de inducción, por lo tanto, ahora se evaluará el comportamiento de una red aislada alimentada por generadores de inducción, generadores que no cuentan con controles como es el caso de los generadores síncronos. El generador de inducción consiste en un sistema formado por una máquina de inducción convencional y un sistema adecuado para excitarla. La excitación se lleva a cabo a través del suministro de potencia reactiva al estator de la máquina.

La forma más simple de excitar una máquina de inducción para implementar un generador de inducción, es a través de la conexión de un banco de capacitores, de valor fijo, en paralelo con la máquina. Este sistema de excitación es simple, económico y robusto, pero tiene el inconveniente de poseer una regulación de tensión deficiente.

La red de estudio 2 se muestra en la Figura 4.14 [43].

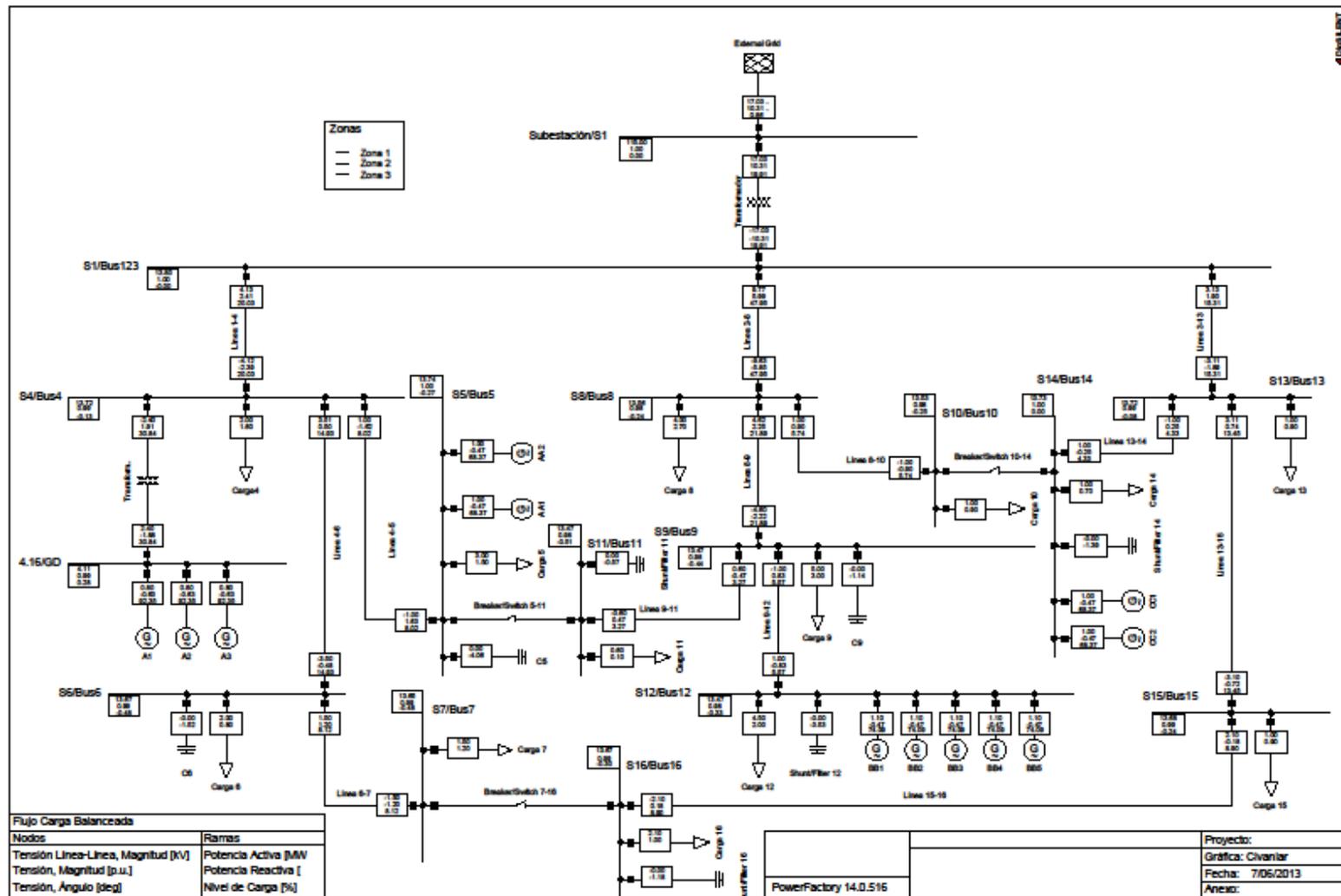


Figura 4. 14 Red de distribución con generación asínrona [43].

La red de distribución de prueba 2 consiste de un sistema con 3 alimentadores. Los datos de impedancias, cargas y generadores se muestran en el Apéndice B2. Un análisis de flujos de carga muestra la condición inicial del sistema. En la Tabla 4.4 se muestra los voltajes nodales de la red de distribución de prueba 2.

Tabla 4.4 Voltajes nodales de la red de distribución de prueba 2

Bus	Voltaje en p. u.
4	0.99
5	1.00
6	0.99
7	0.99
8	0.98
9	0.98
10	0.98
11	0.98
12	0.98
13	0.99
14	1.00
15	0.99
16	0.99

En la red de distribución de la Figura 4.14 son simuladas dos fallas trifásicas (no simultáneas), la primera ocurre en la subestación S1 y la segunda en el Bus 123. Ambas condiciones ocasionan que los tres alimentadores queden en forma de isla.

Primer caso.

Se simula una falla trifásica en la subestación S1 que origina la desconexión del transformador T1, situación que origina que los 3 alimentadores operen de manera aislada. Las Figuras 4.15 y 4.16 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia de los tres alimentadores en condición de isla.

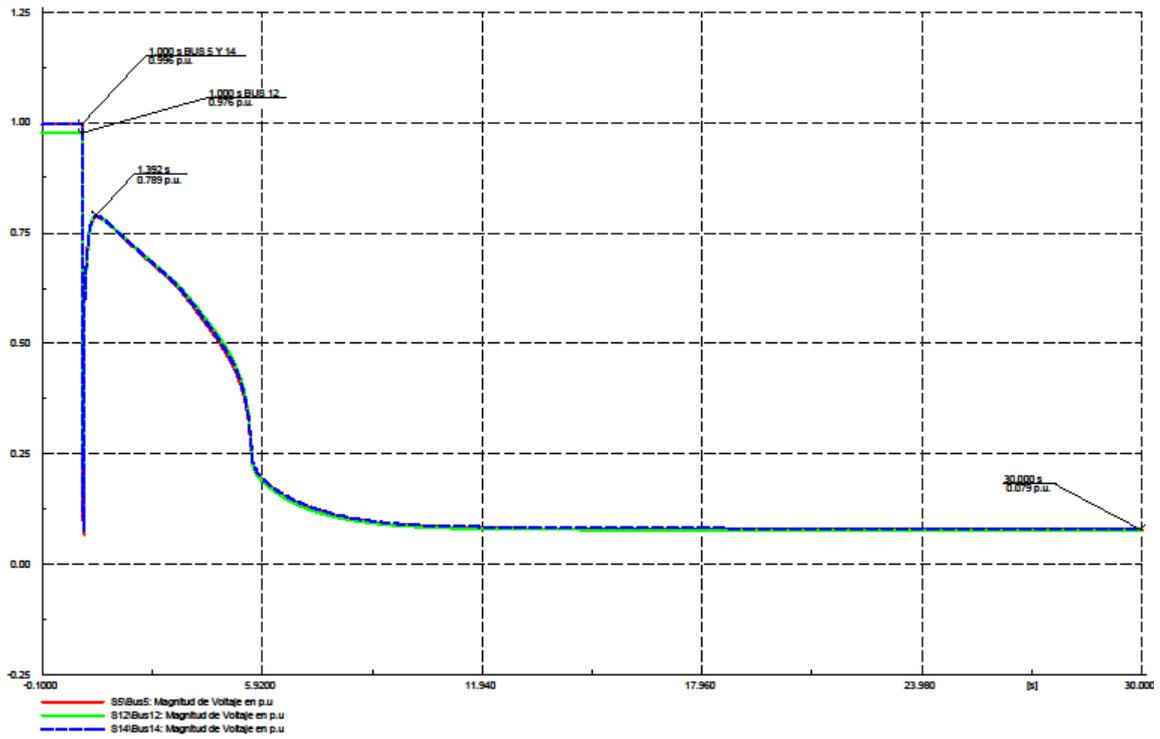


Figura 4. 15 Comportamiento del voltaje en la red de distribución de prueba 2

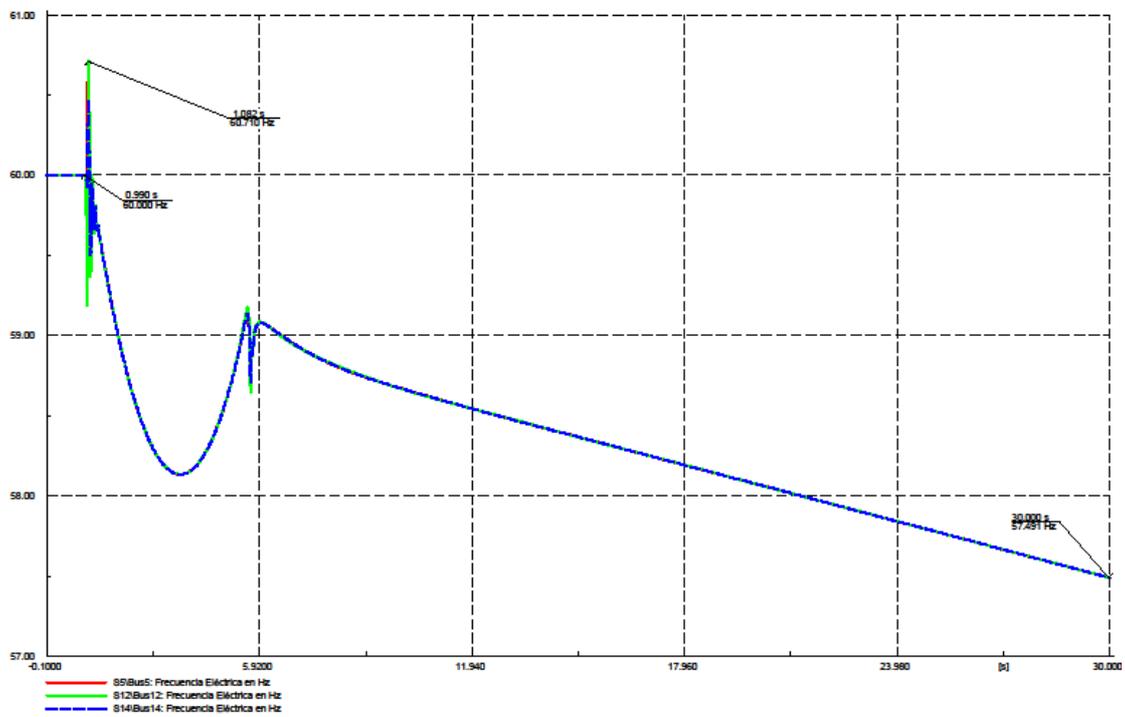


Figura 4. 16 Comportamiento de la frecuencia en la red de distribución de prueba 2

Al igual que en la red de estudio 1, aquí también existe un desbalance entre la potencia activa de generación y la demanda, por lo que el voltaje y la frecuencia disminuyen considerablemente. Del mismo modo son tomadas acciones correctivas de tiro de carga para mantener el sistema y evitar el colapso total.

La Tabla 4.5 muestra el ajuste de los relevadores y el porcentaje de carga a tirar para mantener funcionando al sistema.

Tabla 4. 5Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en los tres alimentadores de la red de distribución de prueba 2

Frecuencia Hz	Tiro de carga en %	Tiempo de actuación (segundos)
1 $F < 59.4$	41.81 (12 MVA)	0.1
2 $F < 58.4$	16.37 (4.7 MVA)	0.3

Las Figura 4.17 y 4.18 representan el voltaje y la frecuencia de los tres alimentadores

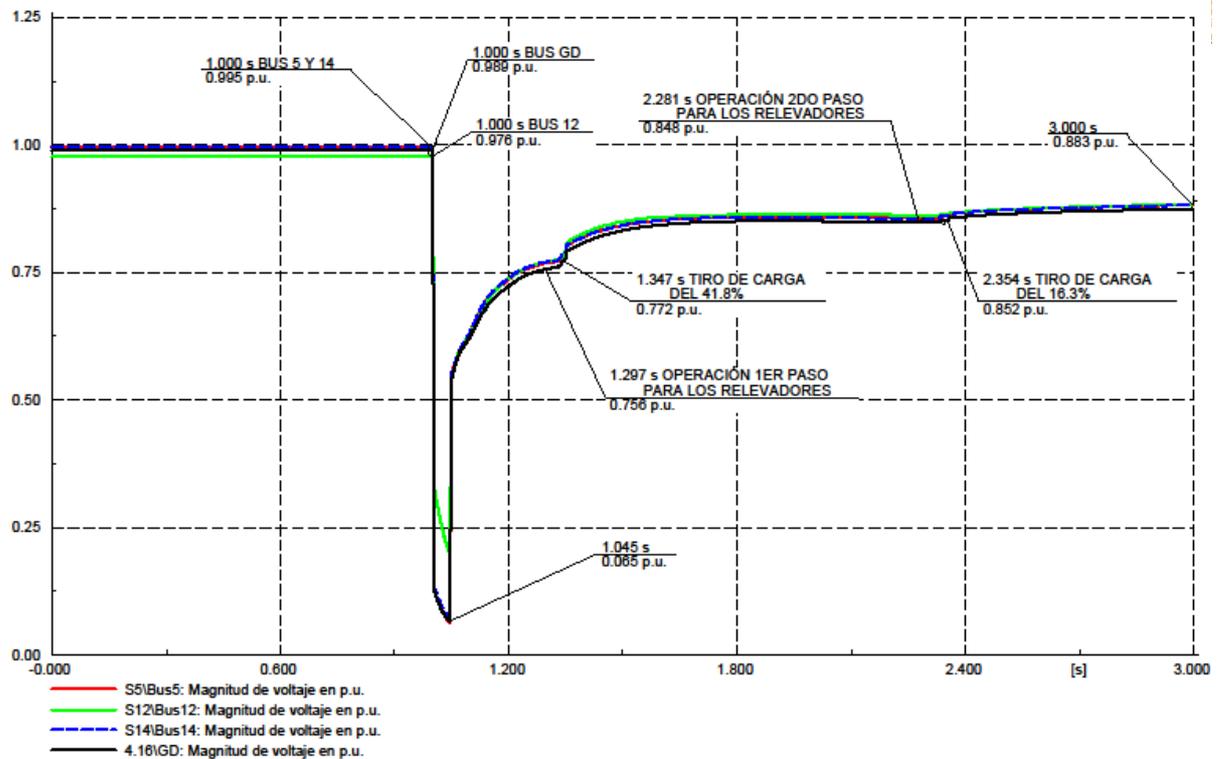


Figura 4. 17 Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores

La gráfica muestra el desempeño del voltaje ante la operación y acción de ajuste de los relevadores de baja frecuencia para aliviar la sobrecarga que existe en el sistema. Cuando el voltaje se encuentra en $0.76 p.u.$ en 1.297 segundos, los relevadores operan en su primer paso determinando la acción de desconectar carga (12 MVA) de los tres alimentadores. Alcanzando un valor de $0.85 p.u.$ justo antes que se determine la operación del segundo paso (16.37%). De tal forma que para el tiempo de estudio (3 segundos) el voltaje se ha recuperado en valor de $0.88 p.u.$

Ciertamente el valor de $0.88 p.u.$ está violando el límite operativo del $\pm 5\%$ especificado en la Figura 3.11, pero la gráfica no muestra el valor que alcanza el voltaje cuando se determina la acción del segundo paso correspondiente al 16.37% (4.7 MVA). Por tal motivo, las Figuras 4.19 y 4.20 muestran el valor del voltaje cuando se ha alcanzado el 58.1% (16.7 MVA) de desconexión de carga total en los tres alimentadores.

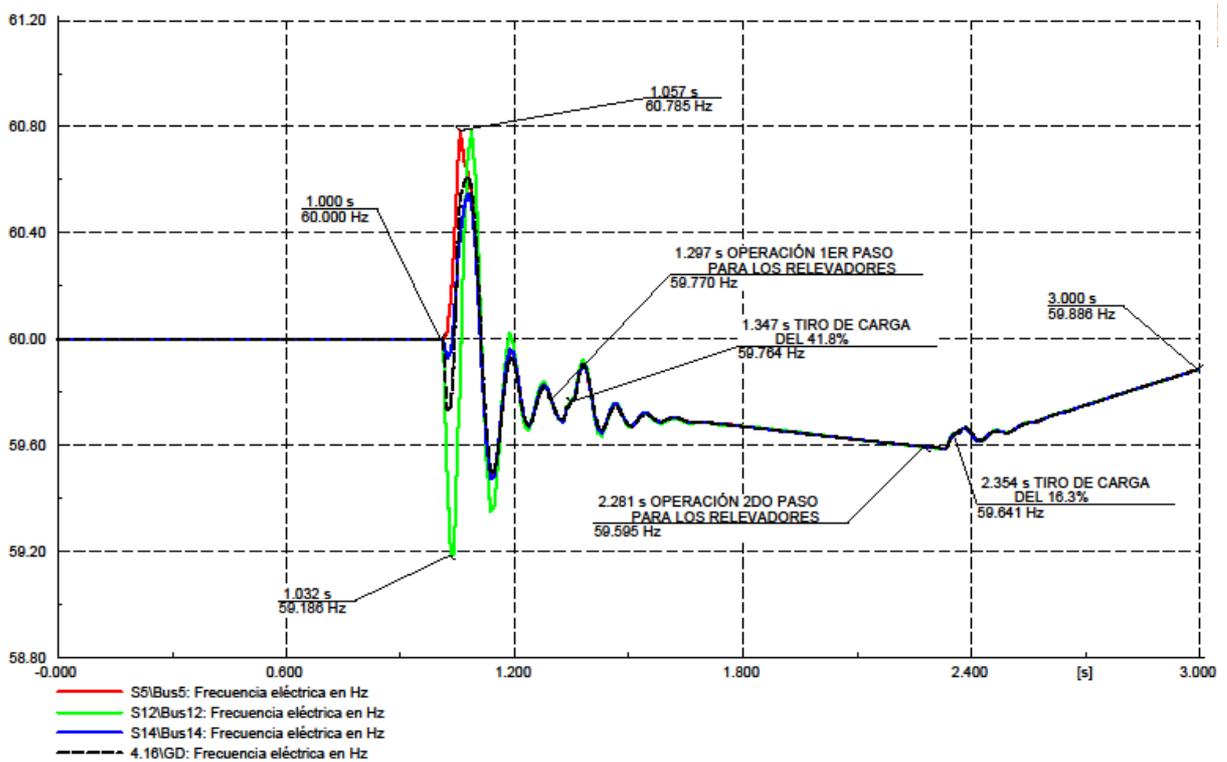


Figura 4. 18Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores

La Figura 4.18 muestra el comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 teniendo un valor más crítico $59.18 Hz$ en 1.032 segundos (operación permitida por 3 minutos en base la Tabla 3.4), y recuperándose de forma adecuada a $59.8 Hz$ para 3 segundos.

Debido a que es importante analizar bien el desempeño del voltaje y la frecuencia, en la Figura 4.19 y 4.20 se muestra el comportamiento del voltaje y la frecuencia del alimentador 2 para un tiempo de estudio de 30 segundos para esta misma condición.

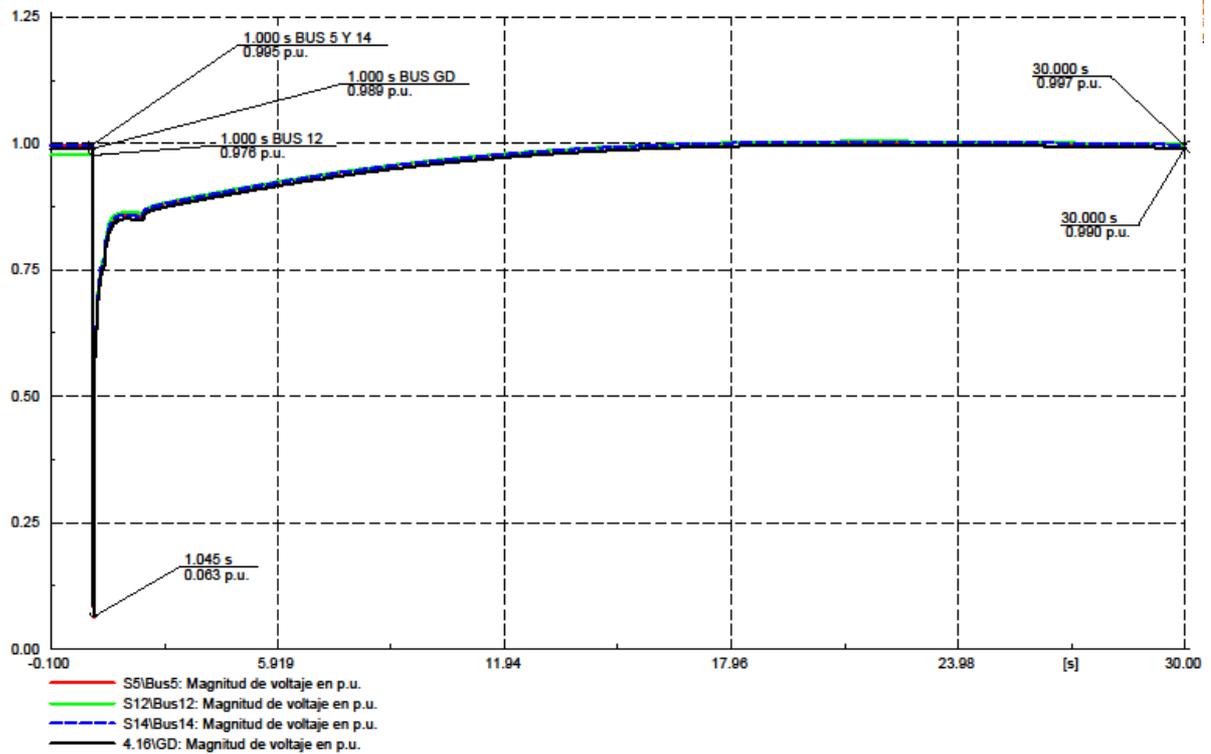


Figura 4. 19Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 30 segundos.

El voltaje mostrado en la Figura 4.19 se recupera de forma satisfactoria con la acción del tiro de carga del 58.1% del total de carga en los tres alimentadores alcanzado un valor de 0.99 p.u.y de esta forma el voltaje se encuentra en un valor óptimo para la operación continua del sistema.

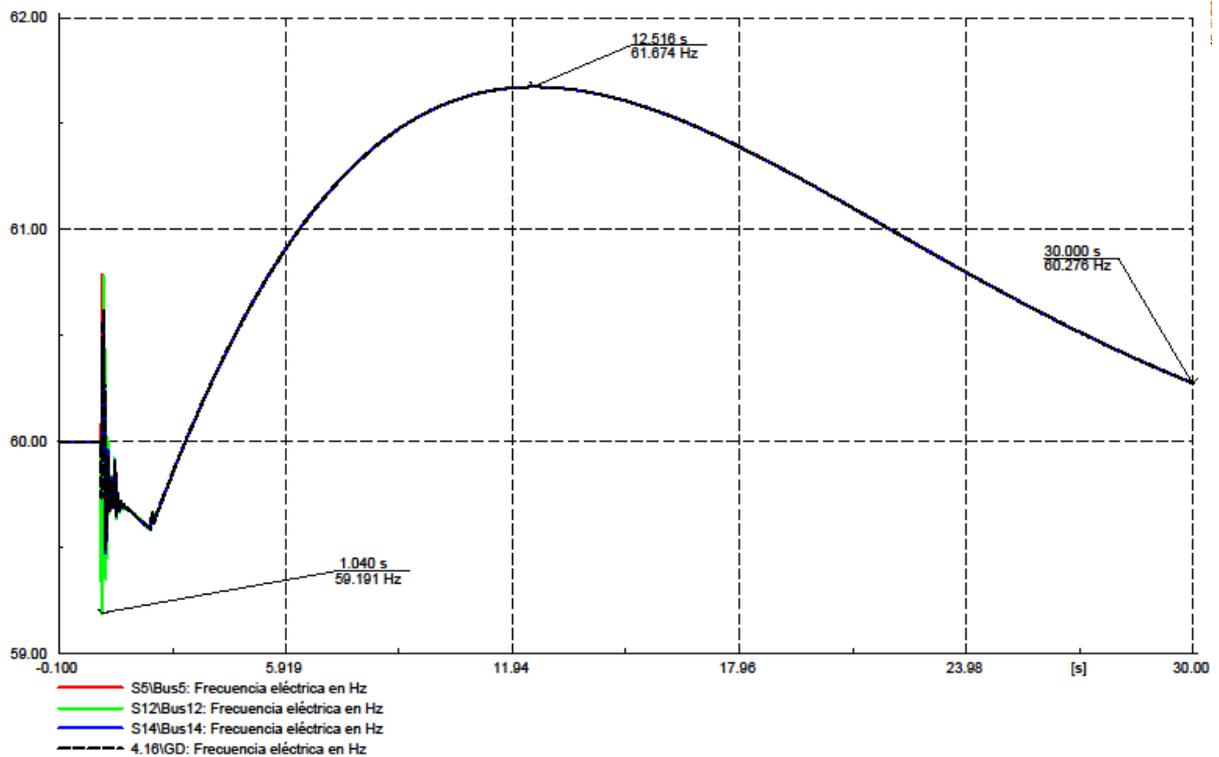


Figura 4. 20Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 30 segundos.

La frecuencia representada en la Figura 4.20 alcanza un valor máximo de 61.67 Hz , frecuencia anormal de operación por lo que el uso permitido de operación por los equipos conectados a esta frecuencia es por 3 minutos de acuerdo a la Tabla 3.6. Pero este valor no representa un problema, pues la duración de este valor no alcanza los 10 segundos y en 30 segundos la frecuencia se encuentra en 60.2 Hz .

Se extiende el análisis del estudio a 3 minutos de operación. Las Figuras 4.21 y 4.22 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia del alimentador 3 para un tiempo de estudio de 3 minutos.

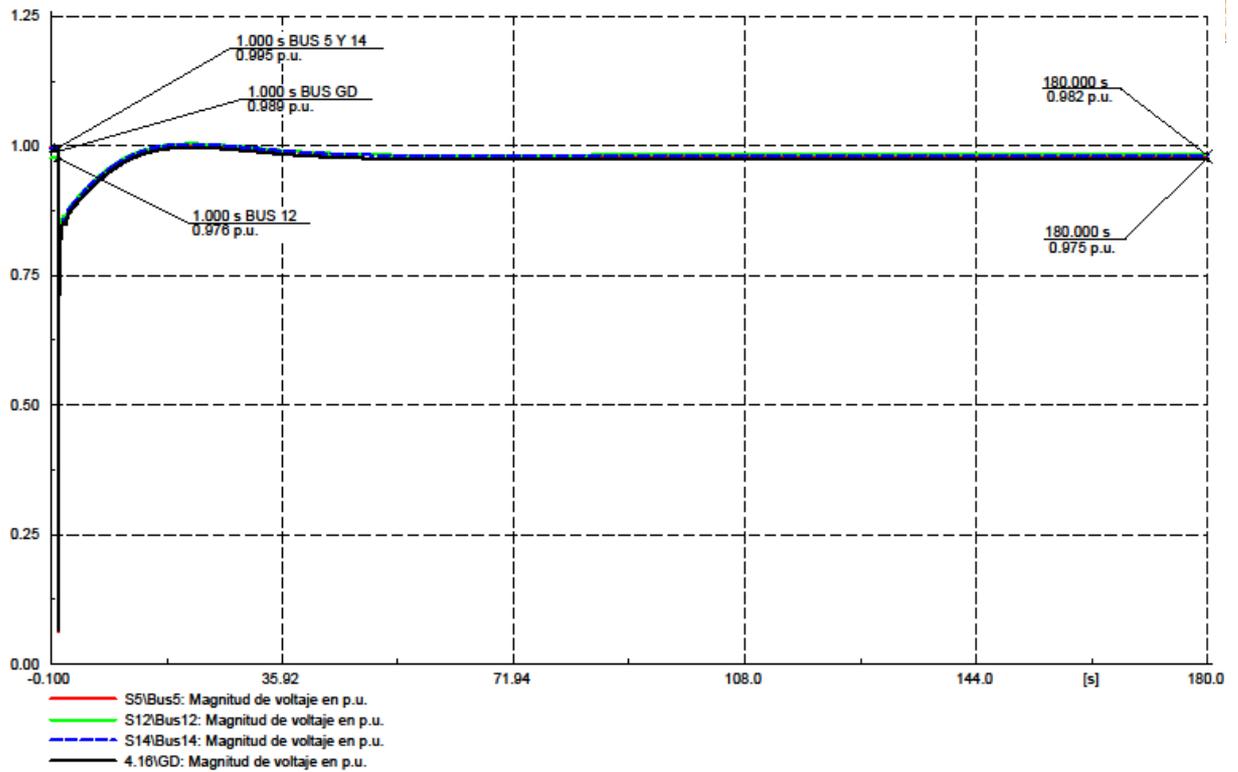


Figura 4. 21 Comportamiento del voltaje en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 3 minutos

En referencia a la Figura 4.21 el comportamiento del voltaje se mantiene estable en un valor $0.975 p.u$ en general para todos los buses para un tiempo de estudio de 3 minutos con un tiro de carga total del 58.1% (16.7 MVA).

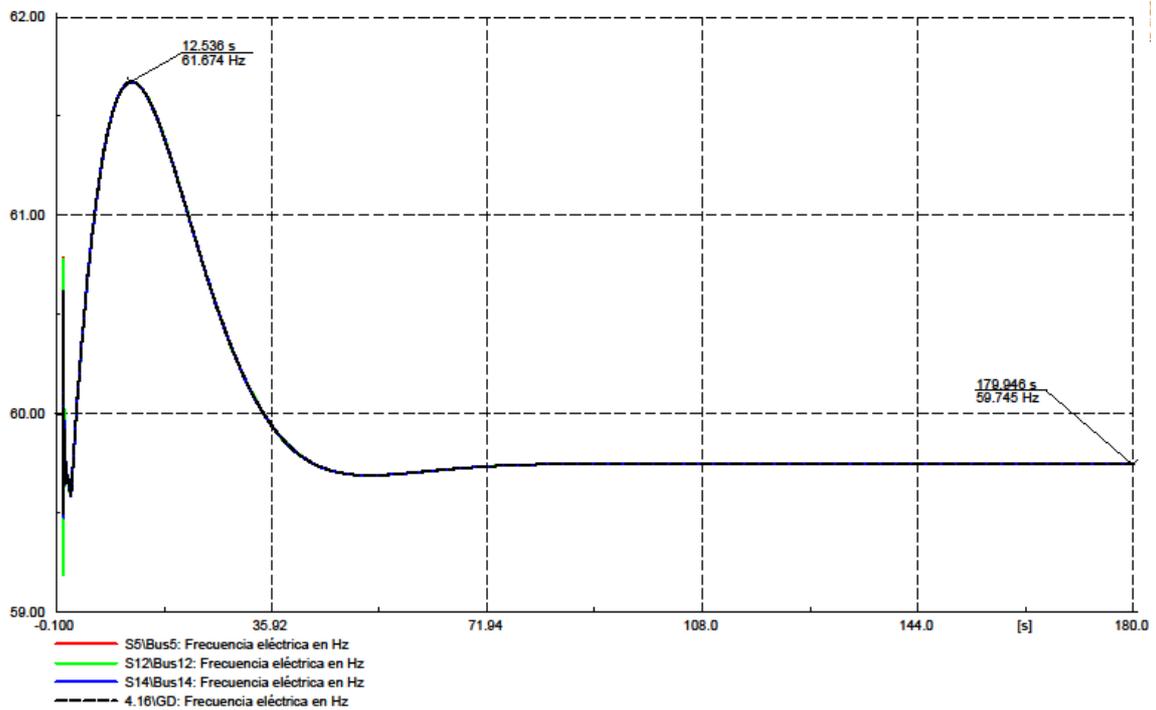


Figura 4. 22 Comportamiento de la frecuencia en los tres alimentadores para un tiempo de estudio de 3 minutos

El comportamiento de la frecuencia mostrada en la Figura 4.22 se mantiene estable en un valor de 59.74 Hz para un tiempo de estudio de 3 minutos, valor que permite la operación continua del sistema.

Es importante realizar un estudio del comportamiento de los generadores de inducción para evaluar el desempeño dentro del sistema. Se ha mencionado que para que un motor de inducción trabaje como generador su deslizamiento debe de ser negativo, por lo que la Figuras 4.23 muestra el comportamiento del deslizamiento de los generadores asíncronos.

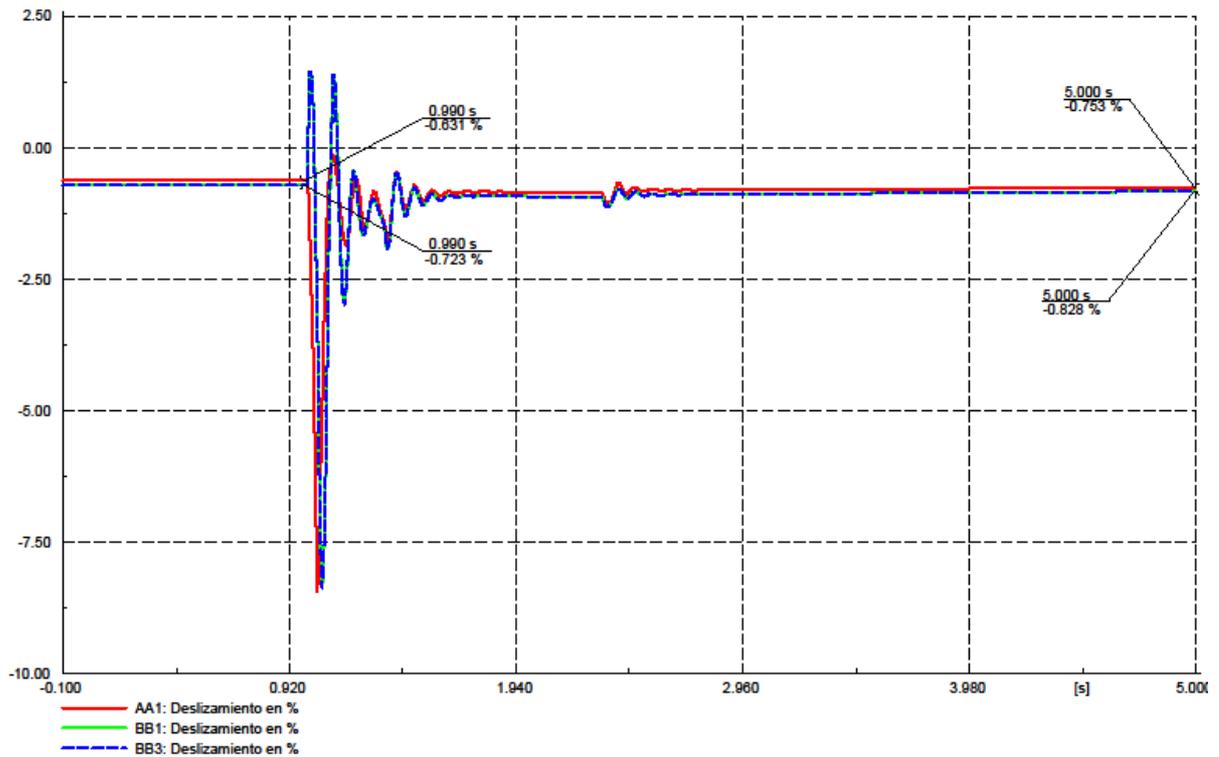


Figura 4. 23 Deslizamiento de los generadores de inducción

En relación a la Figura 4.23, se puede observar que el deslizamiento siempre es negativo teniendo un valor mayor durante la separación del sistema y en la medida que actúa la desconexión de carga, el deslizamiento se estabiliza.

En la gráfica se muestra que para un deslizamiento de -0.63% en el generador AA1, este entrega la máxima potencia activa a la red, mientras que para un deslizamiento de 8.4% la potencia activa que se entrega es $0.194 MW$ como se aprecia en la Figura 4.25.

En las Figuras 4.24 y 4.25 se muestran la potencia activa y las características potencia-deslizamiento de los generadores asíncronos. En donde se deduce que mientras el deslizamiento se menor, el generador entregará mayor potencia a la red.

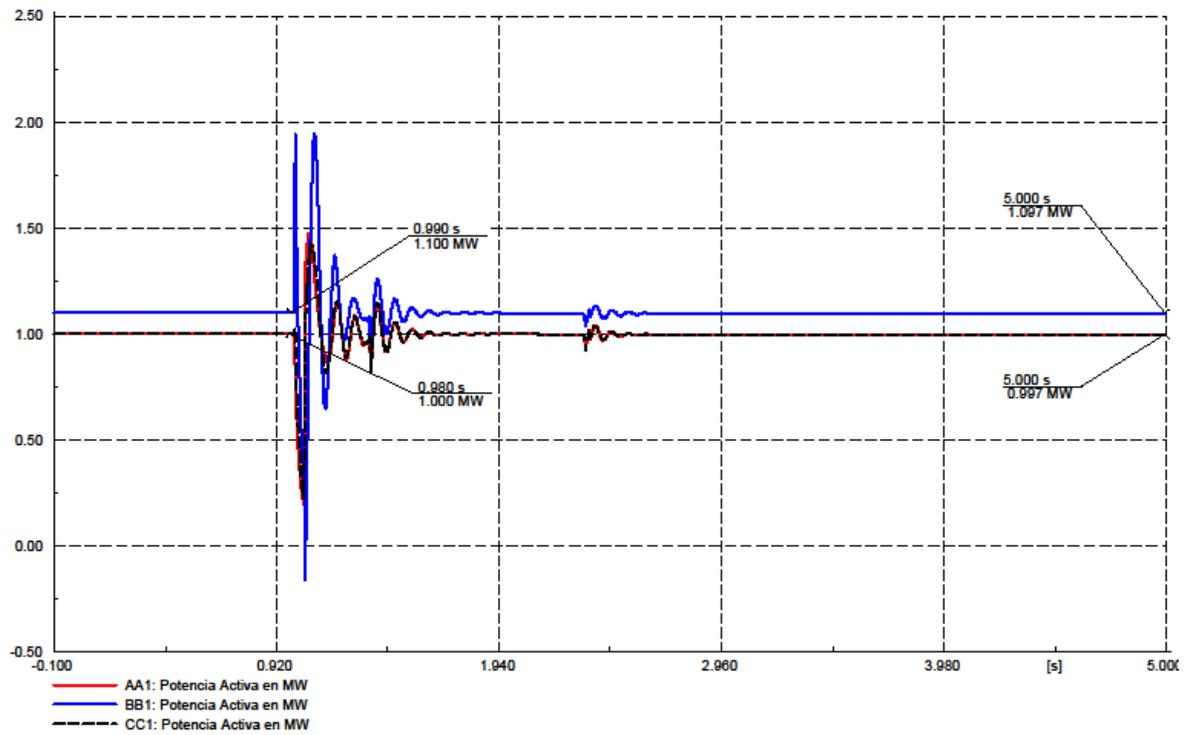


Figura 4. 24 Potencia activa de los generadores de inducción

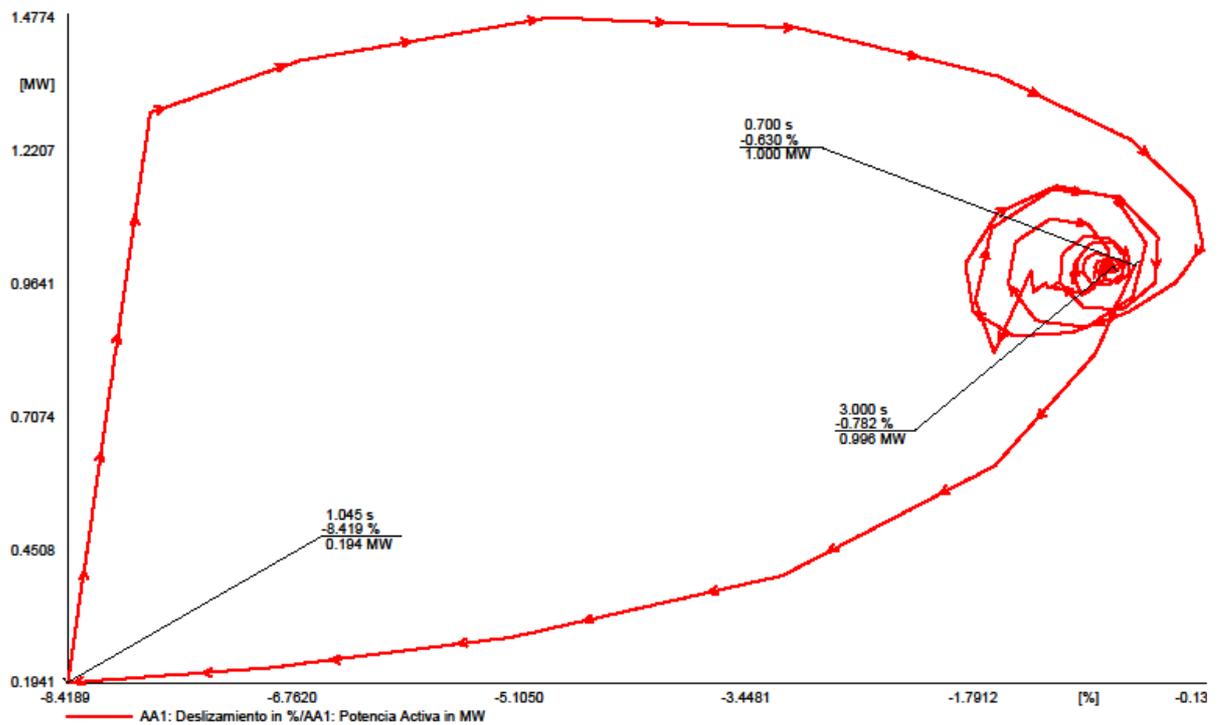


Figura 4. 25 Características potencia activa – deslizamiento

Segundo caso.

Se simula una falla trifásica en la Bus 123 que origina la desconexión de las líneas de enlace de los tres alimentadores, así como también del transformador T1. Bajo esta condición los tres alimentadores son aislados del sistema de potencia y entre sí. El ajuste realizado en los relevadores es el mismo que se ha mostrado en la Tabla 4.5. Pues estos deben de responder adecuadamente para las dos condiciones de isla que se evalúan. Por lo tanto, el comportamiento del voltaje es el mismo y la frecuencia ahora deja de ser una variable común a través del sistema aislado, pues cada alimentador está aislado de manera independiente. El propósito consiste en mostrar que efectivamente, el ajuste es adecuado para las dos diferentes formas de operar de manera aislada en la red de distribución de prueba 2.

Las Figuras 4.26 y 4.27 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia del alimentador 1 en condición de isla para un tiempo de estudio de 3 segundos.

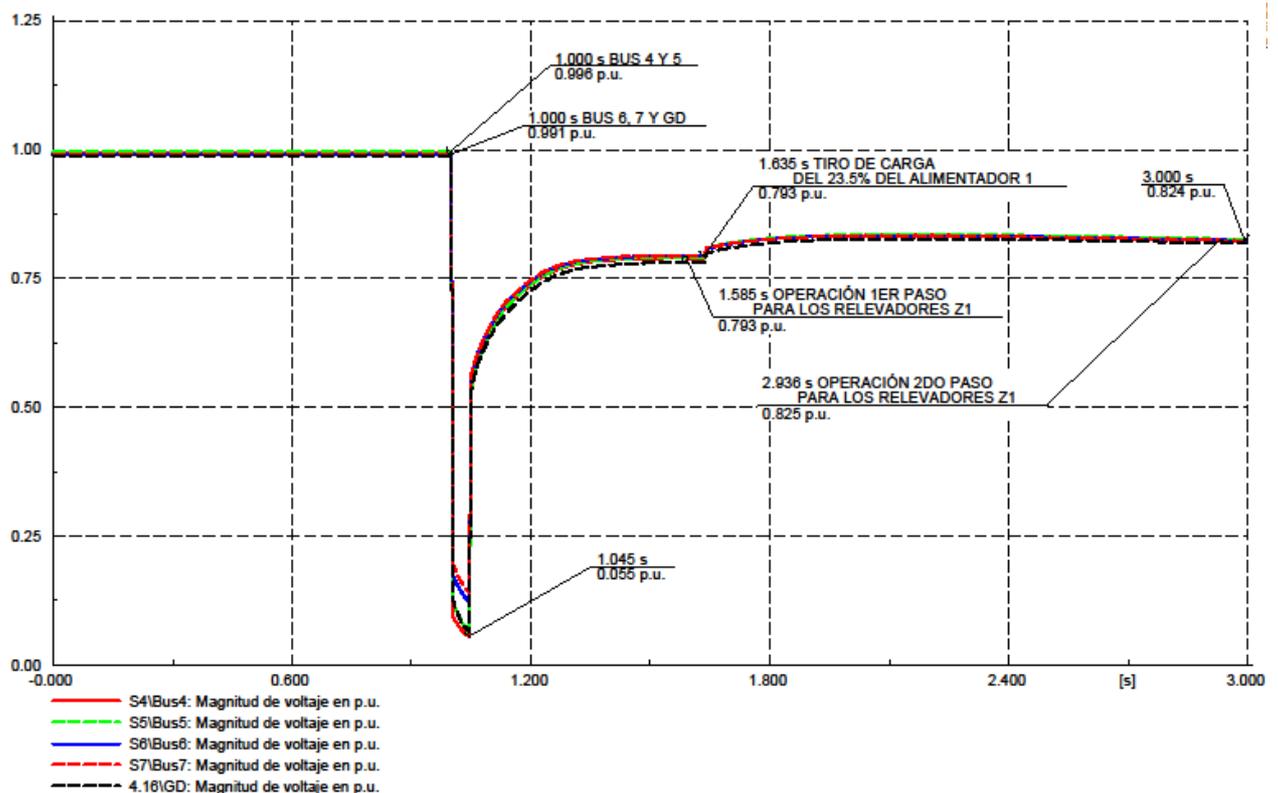


Figura 4. 26Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (3 segundos).

Para un tiempo de 3 segundos, el voltaje se encuentra en 0.82 p.u. dentro del primer paso de operación por los relevadores, aun que la gráfica muestra el tiempo de operación

del segundo paso (2.936 segundos), la gráfica no muestra el valor que alcanza el voltaje después de haberse considerado el segundo paso de tiro de carga del 23.5% (4 MVA) en el alimentador 1, que posteriormente se verá en las Figuras 4.28 y 4.29.

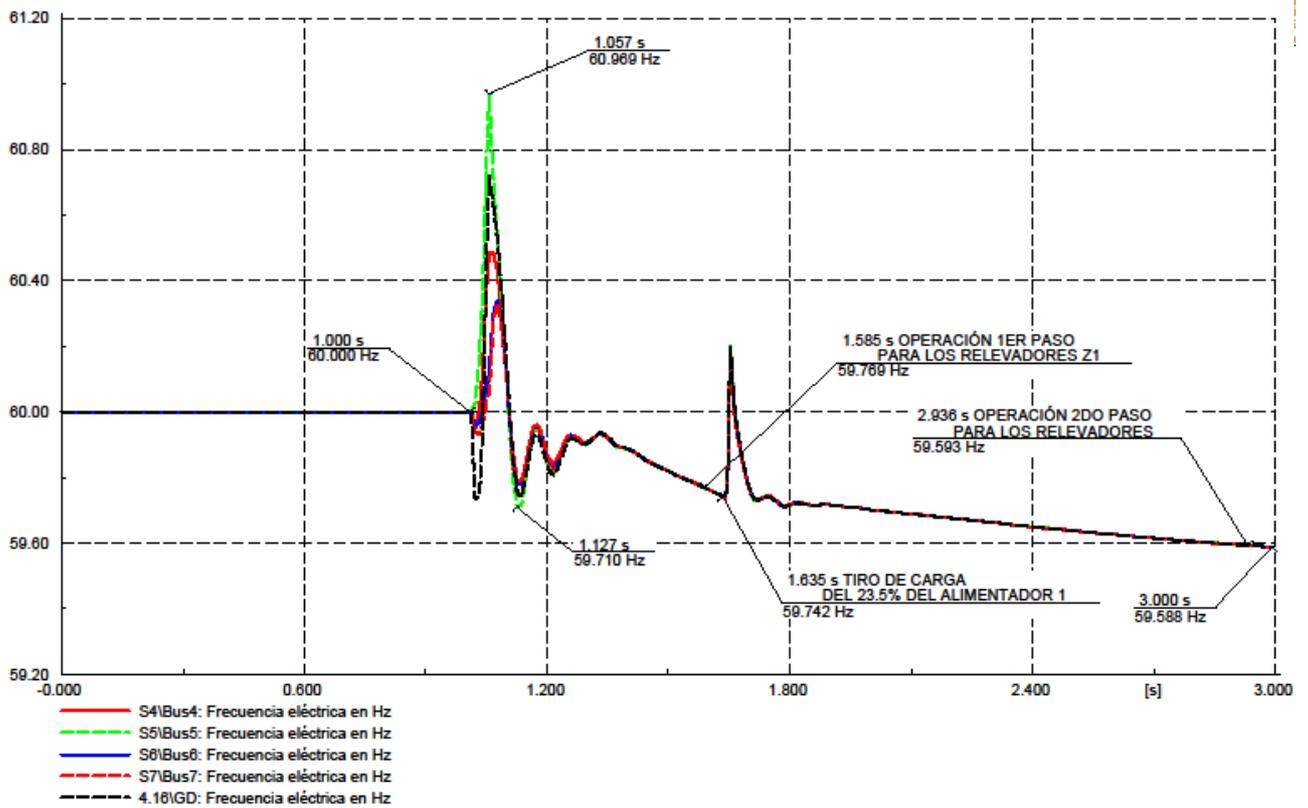


Figura 4. 27Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (3 segundos)

La Figura 4.27 muestra la frecuencia para el alimentador 1 en condición de isla alcanzando un valor de 59.58 Hz cuando se han desconectado 4 MVA del alimentador.

En las Figuras 4.28 y 4.29 se muestra esta misma condición para un tiempo de estudio de 30 segundos, con la finalidad de observar el comportamiento y los valores de voltaje y frecuencia para un tiro de carga del 25.3% en el alimentador.

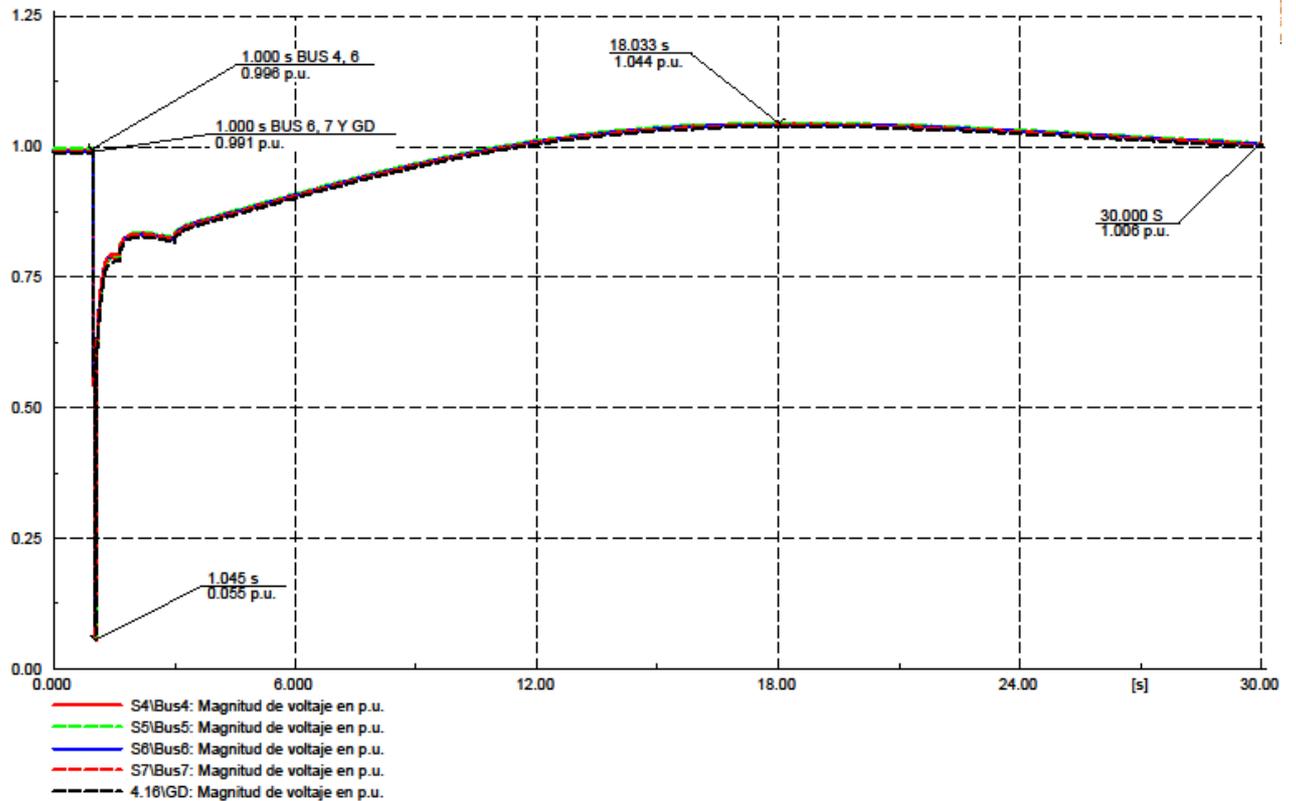


Figura 4. 28Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (30 segundos)

En la Figura 4.28 se observa que el voltaje en el alimentador 1 alcanza un valor máximo de 1.044 *p. u.* en 18.03 segundos, pero este valor no representa una violación en los límites de operación en base a los valores presentados en la Figura 3.10. En 30 segundos, el voltaje se encuentra en 1.006 *p. u.*

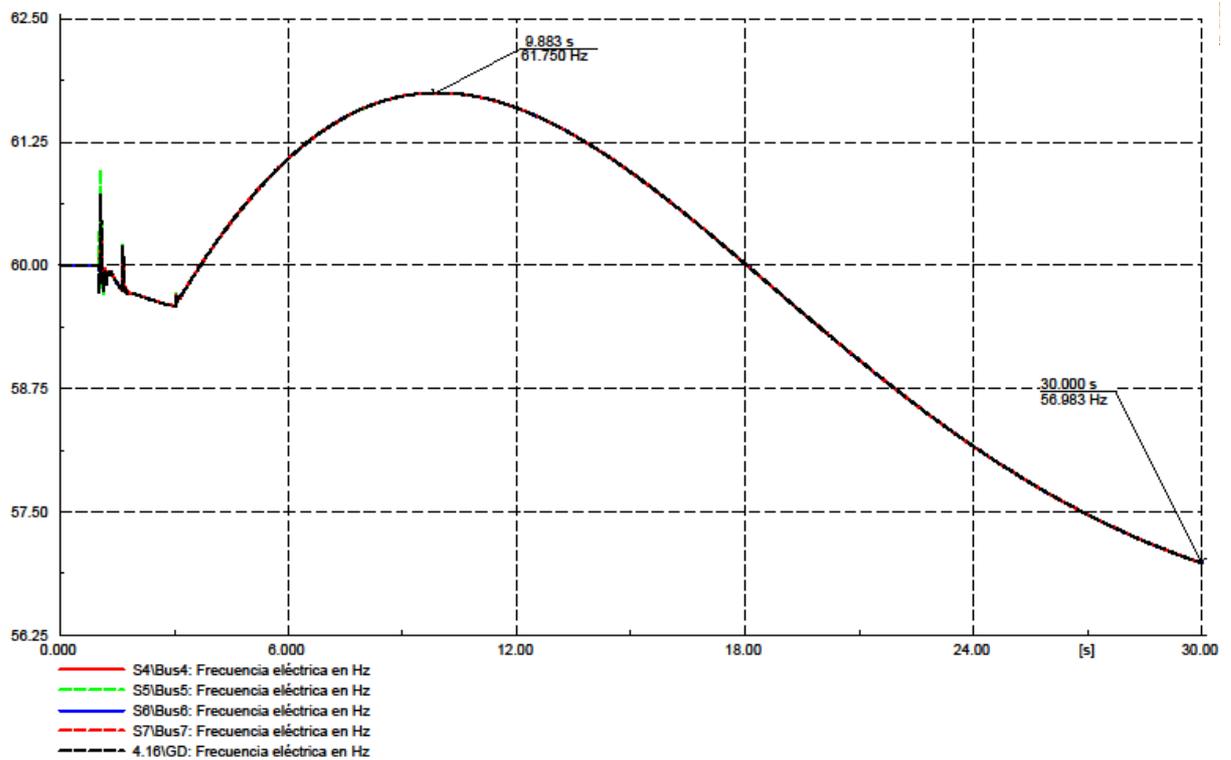


Figura 4. 29Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (30 segundos)

La frecuencia mostrada en la Figura 4.29 presenta un valor máximo de 61.7 Hz, valor que está restringido en tiempo de operación entre 7.5 y 30 segundos, pero en la gráfica se puede ver que este valor no supera las restricciones consideradas en la Tabla 3.6. Por lo que no representa un problema.

Con la intención de extender un poco más el análisis, las Figuras 4.30 y 4.31 muestran dicho comportamiento para un tiempo de estudio de 3 minutos en este alimentador.

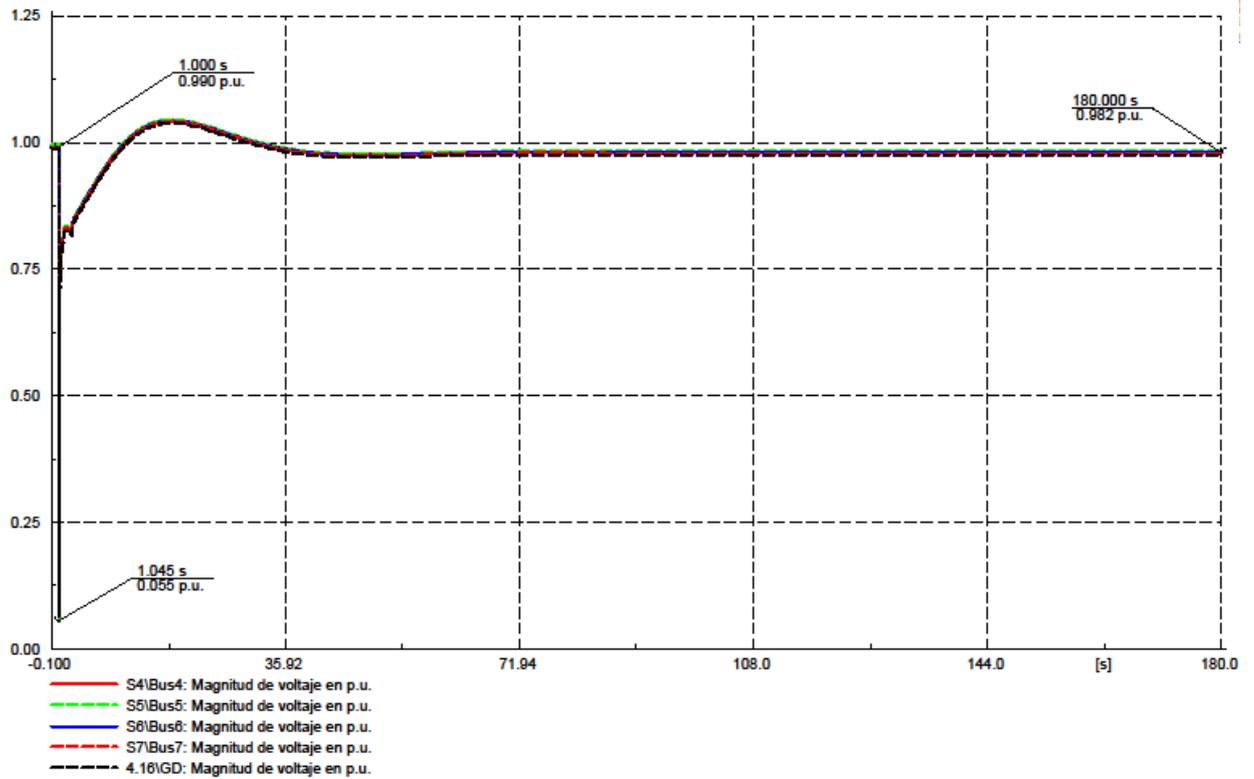


Figura 4. 30Comportamiento del voltaje del alimentador 1 aislado (3 minutos)

El voltaje nodal de este alimentador permanece en 0.98 *p.u.* cuando se ha llevado la estrategia del tiro de carga del 23.5% (4 MVA) del alimentador.

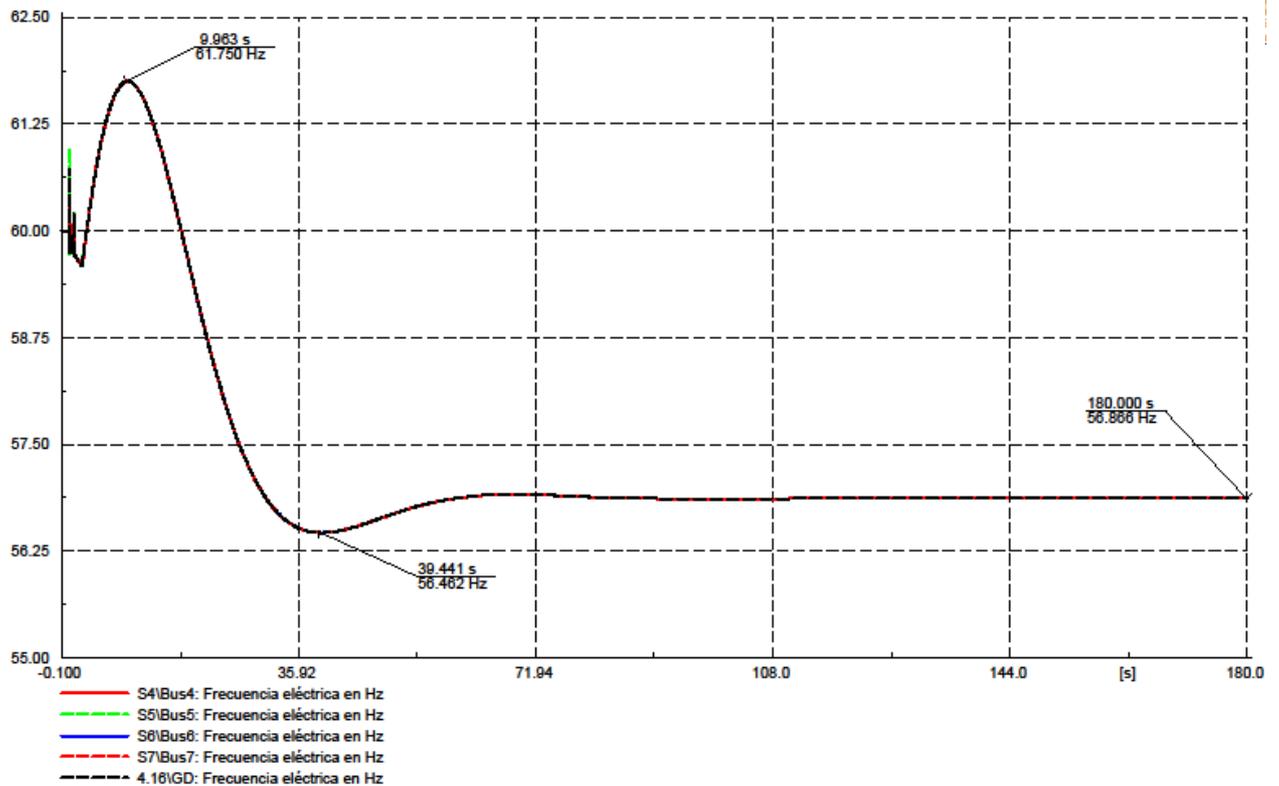


Figura 4. 31Comportamiento de la frecuencia del alimentador 1 aislado (3 minutos)

La frecuencia representada en la Figura 4.31 muestra un comportamiento adecuado y estable para un tiempo de estudio de 3 minutos, permaneciendo en un valor de 56.8 Hz. Este valor de frecuencia no es aceptado como criterio de operación, por lo que el suministro de este alimentador será interrumpido.

Las Figuras 4.32-4.38 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia para el alimentador 2 para la condición de isla en la que los tres alimentadores operan de manera aislada entre sí.

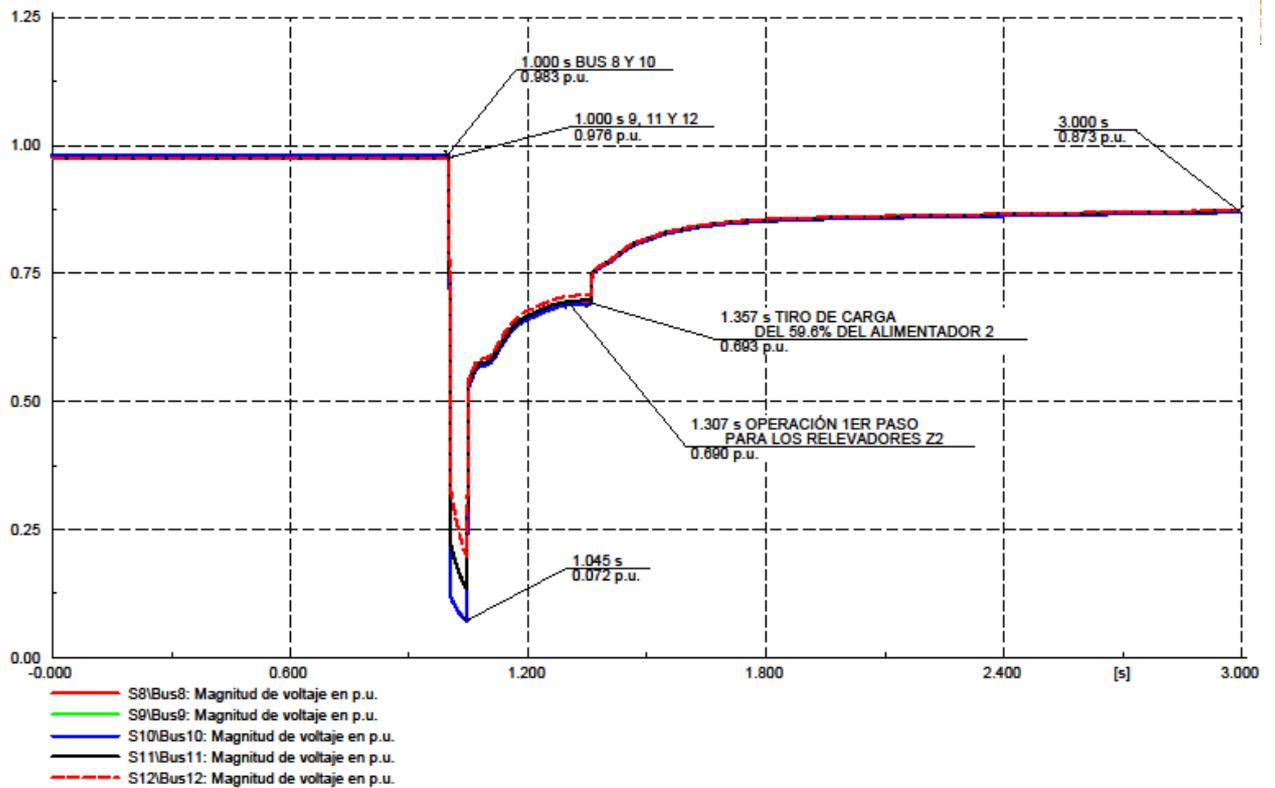


Figura 4. 32Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (3 segundos)

El voltaje mostrado en la Figura 4.32 se encuentra en 0.87 *p.u.* para un tiempo de estudio de 3 segundos con una tiro de carga del 59.6% del total del alimentador. Posteriormente, se presentará la condición que alcanza este alimentador con el esquema de tiro de carga.

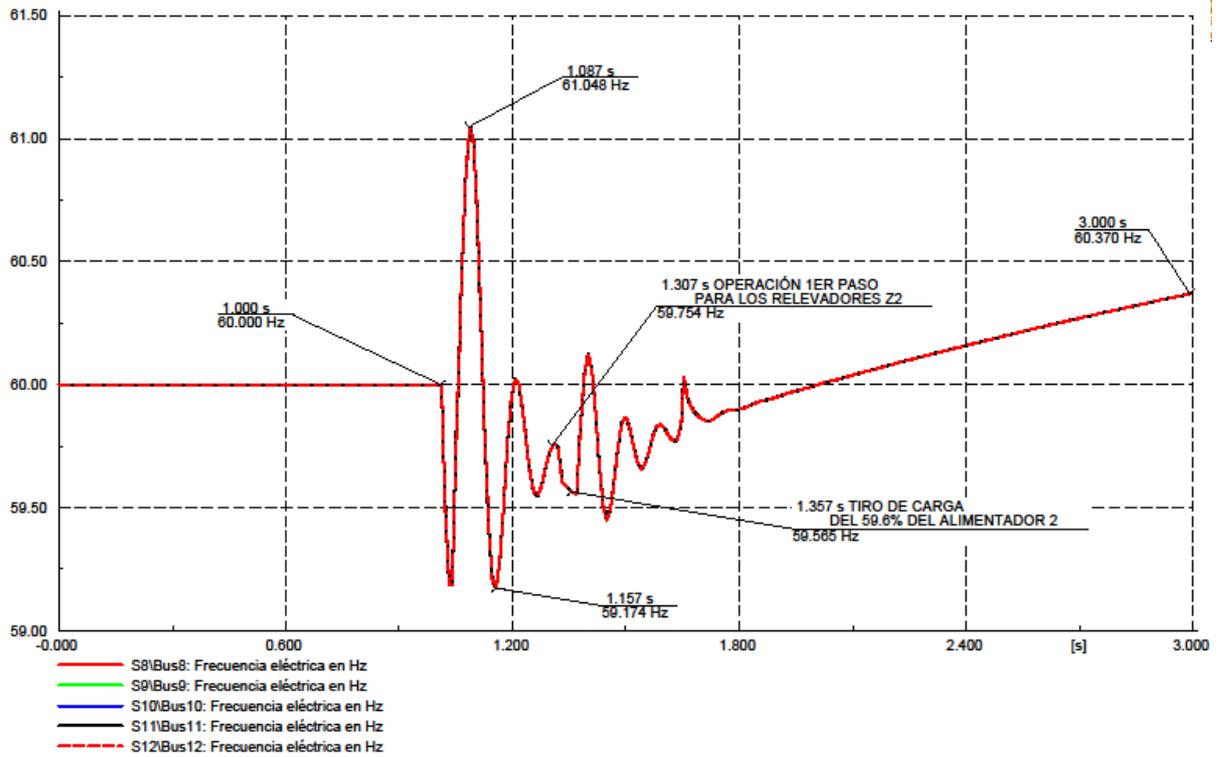


Figura 4. 33Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (3 segundos)

La Figura 4.33 muestra que para esta condición de operación, en la cual el esquema de tiro de carga se ha llevado a cabo, la frecuencia alcanza un valor de 60.37 Hz.

Las Figuras 4.34 y 4.35 representan el voltaje y la frecuencia del alimentador 2 para un tiempo de estudio de 30 segundos.

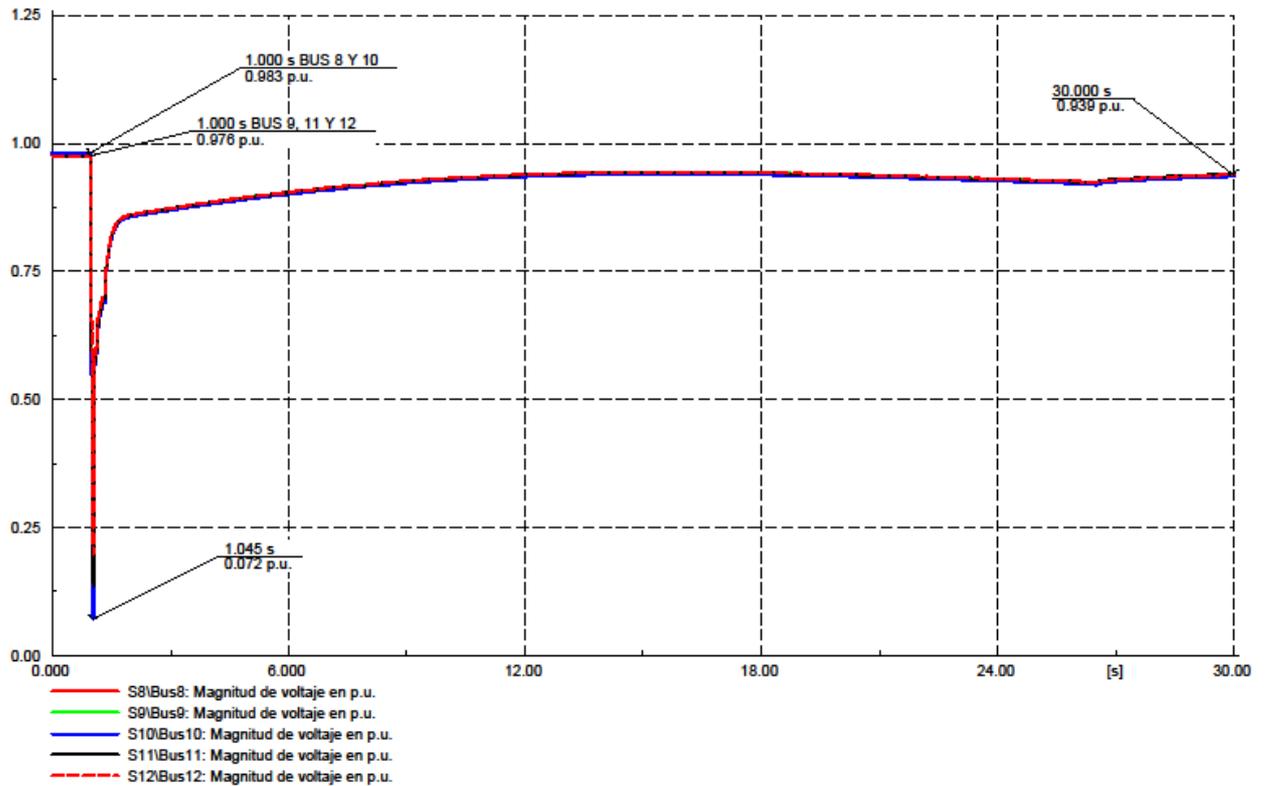


Figura 4. 34Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (30 segundos)

Para 30 segundos, el voltaje del alimentador 2 operando de manera aislada independiente se encuentra 0.93 p.u. . En la gráfica se puede observar que el voltaje va recuperándose, por lo que será necesario representar un tiempo de estudio más amplio para ver qué valor alcanza finalmente.

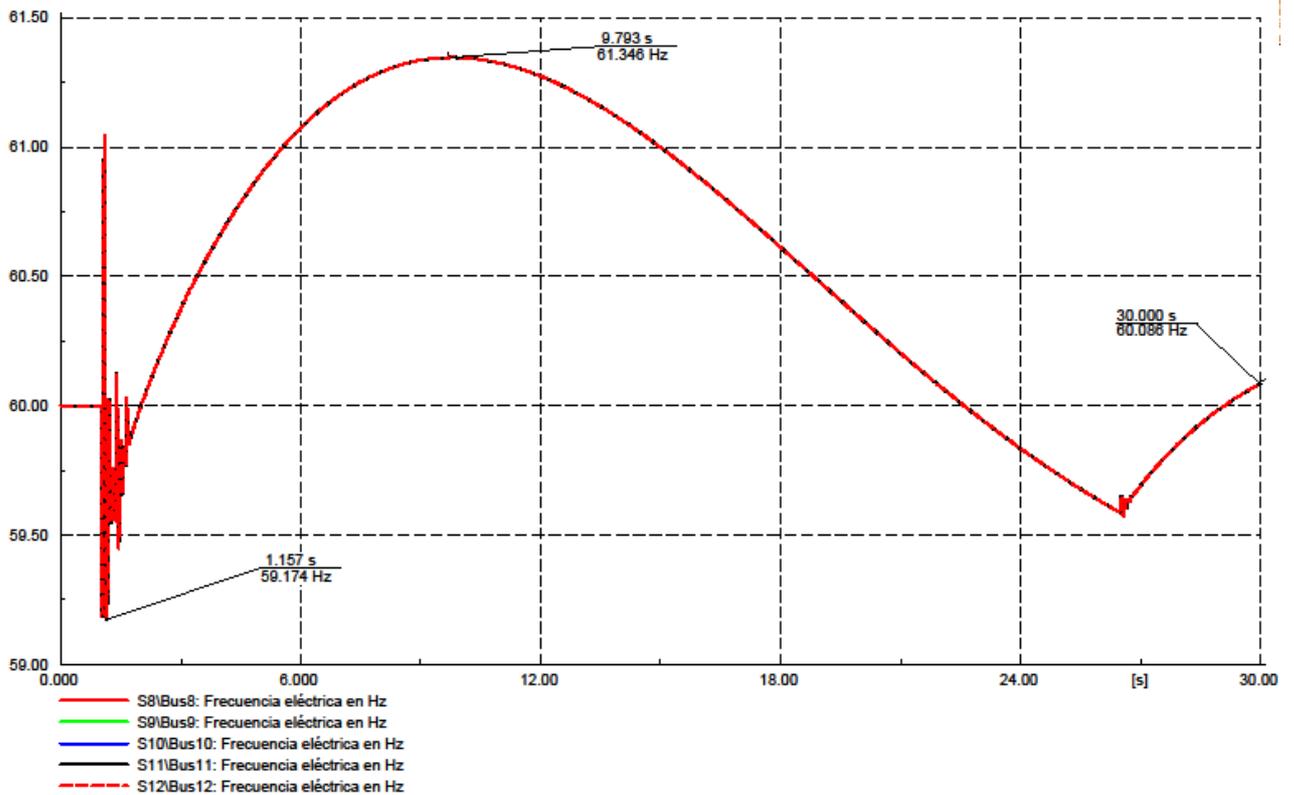


Figura 4. 35Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (30 segundos)

En relación a la Figura 4.35 se observa que el valor más crítico de frecuencia es de 61.34 Hz , valor que ya se ha mencionado, es permitido en un intervalo de tiempo entre 7.5 y 30 segundos, pero para 30 segundos, la frecuencia se encuentra en 60.08 Hz .

Las Figuras 4.36 y 4.37 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia de este alimentador para un tiempo de estudio de 3 minutos, con la finalidad de observar el valor que estas dos variables alcanzan.

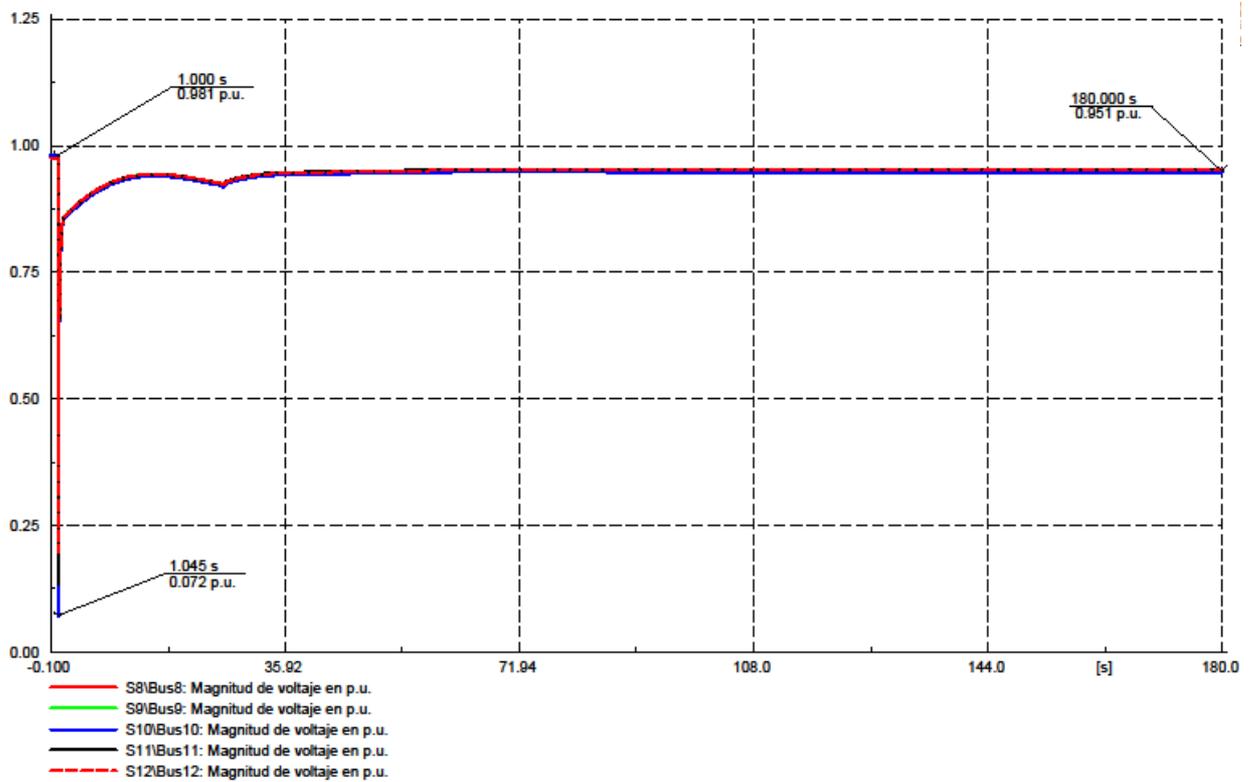


Figura 4. 36Comportamiento del voltaje del alimentador 2 aislado (3 minutos)

Para 3 minutos de estudio, se encuentra que el voltaje en el alimentador 2 permanece en 0.951 p.u. Un valor dentro del criterio de operación del $\pm 5\%$.

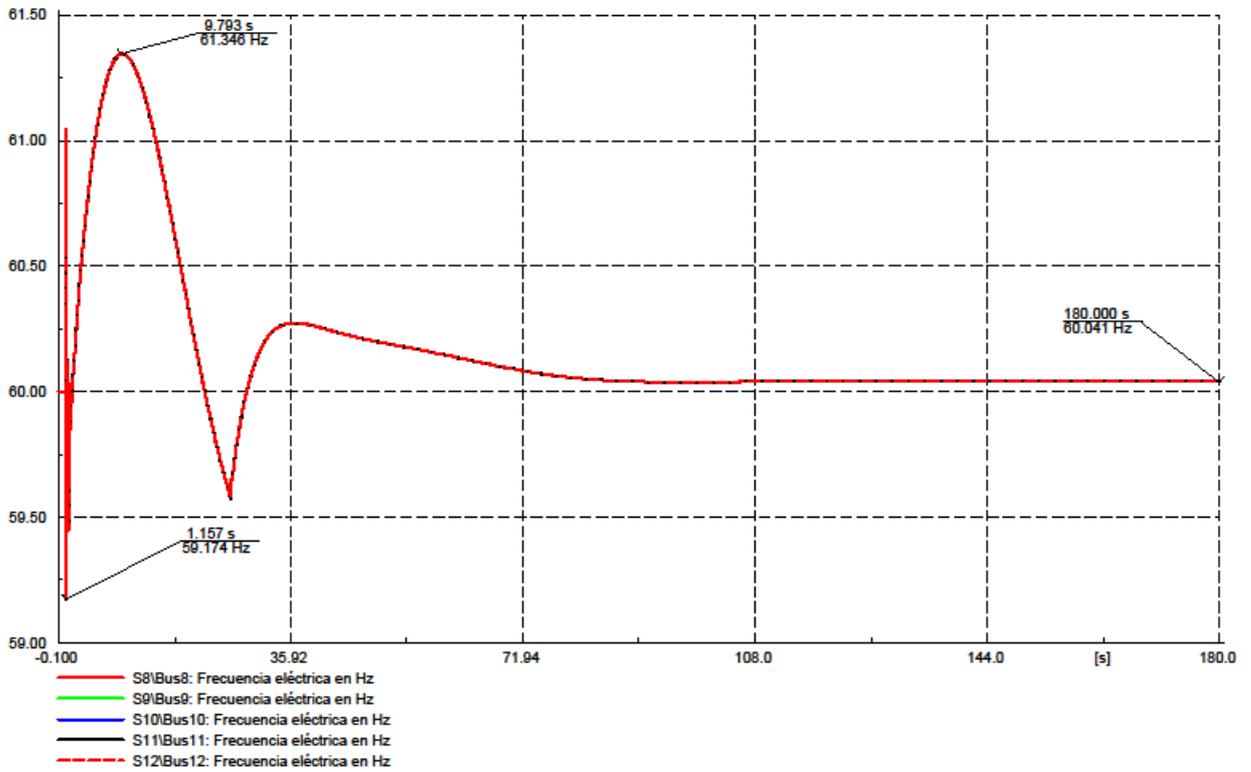


Figura 4. 37Comportamiento de la frecuencia del alimentador 2 aislado (3 minutos)

Del mismo modo, la frecuencia se encuentra en 60.04 Hz para garantizar el suministro de este alimentador.

Las Figuras 4.38-4.43 muestran el comportamiento del voltaje y la frecuencia para el alimentador 3 de manera aislada.

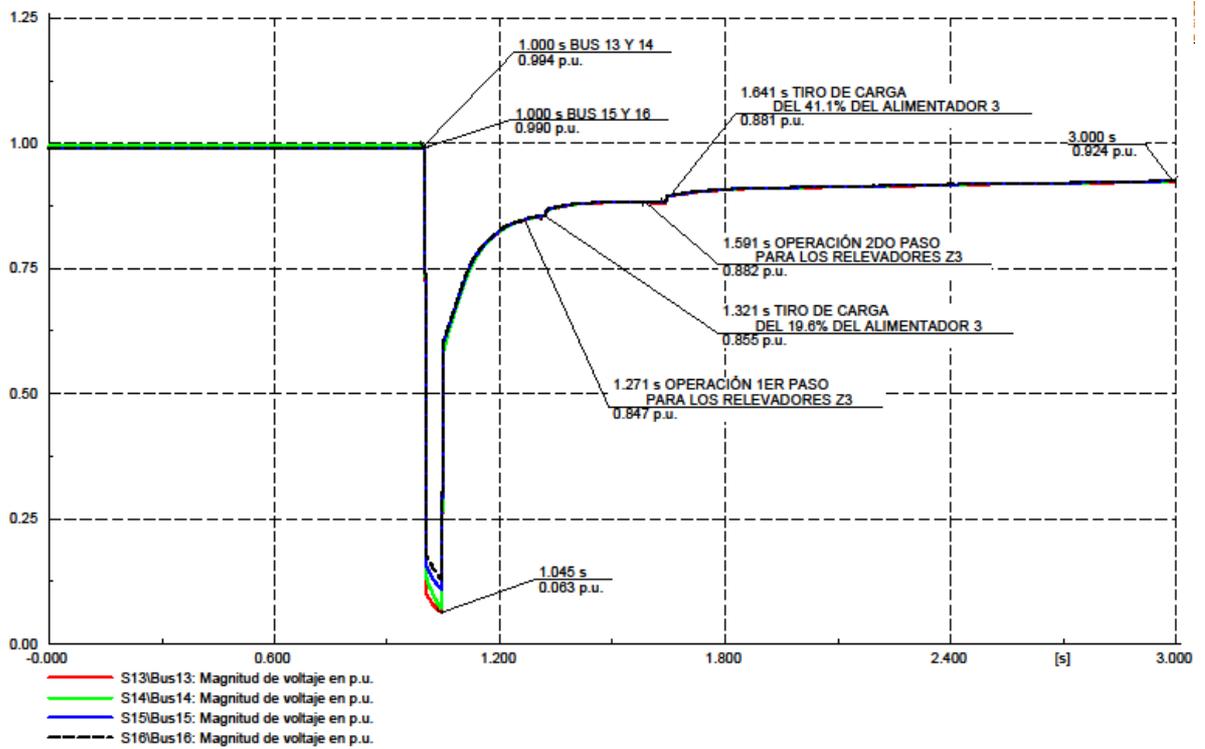


Figura 4. 38Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (3 segundos).

En realidad el comportamiento es similar a los dos alimentadores anteriores, el voltaje alcanzado por este alimentador para un tiro de carga del 41.1% del alimentador, se encuentra en 0.92 *p.u.* para un tiempo de estudio de 3 segundos.

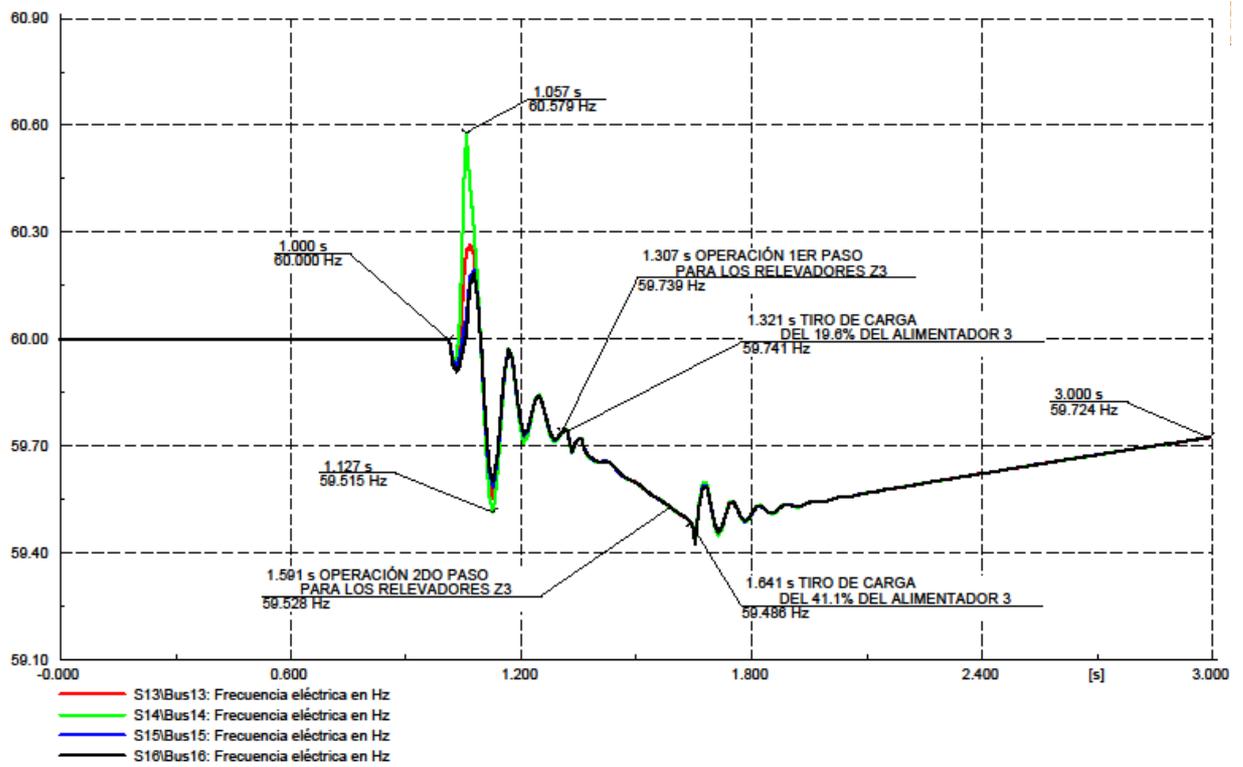


Figura 4. 39Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (3 segundos)

La frecuencia en este alimentador se recupera a 59.72 Hz cuando se ha realizado el tiro de carga de 41.1% del total de carga conectada en el alimentador.

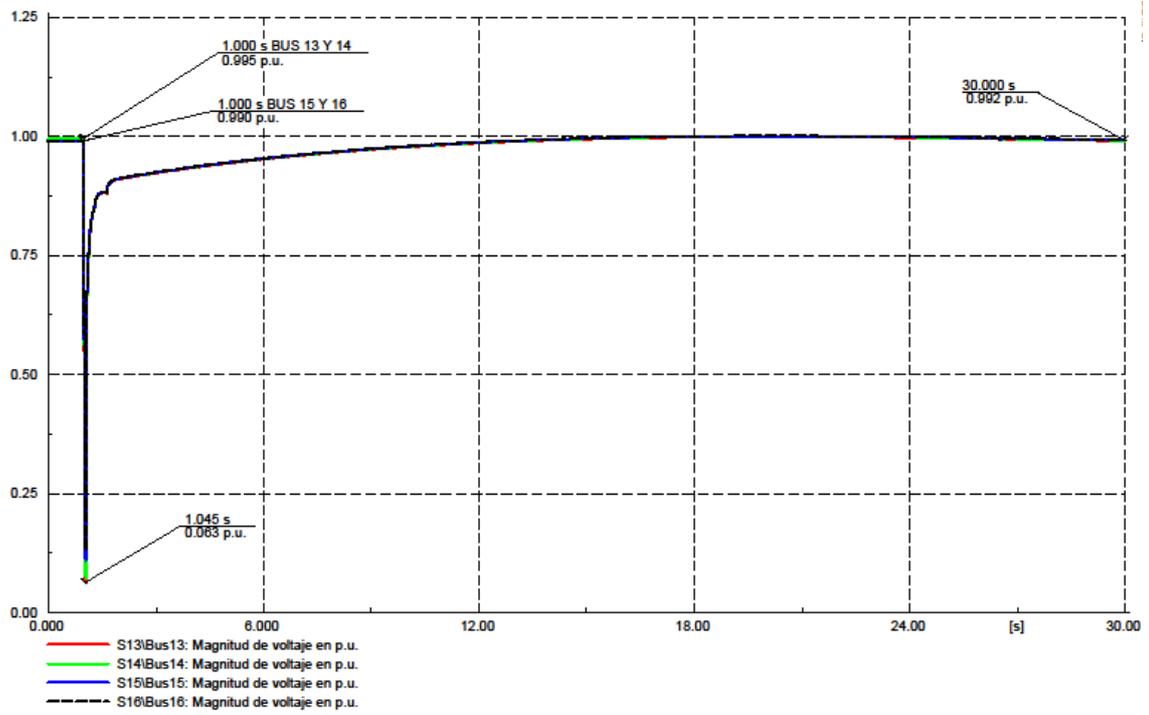


Figura 4. 40Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (30 segundos)

Para 30 segundos el voltaje de este alimentador ha alcanzado el valor de 0.99 p.u.

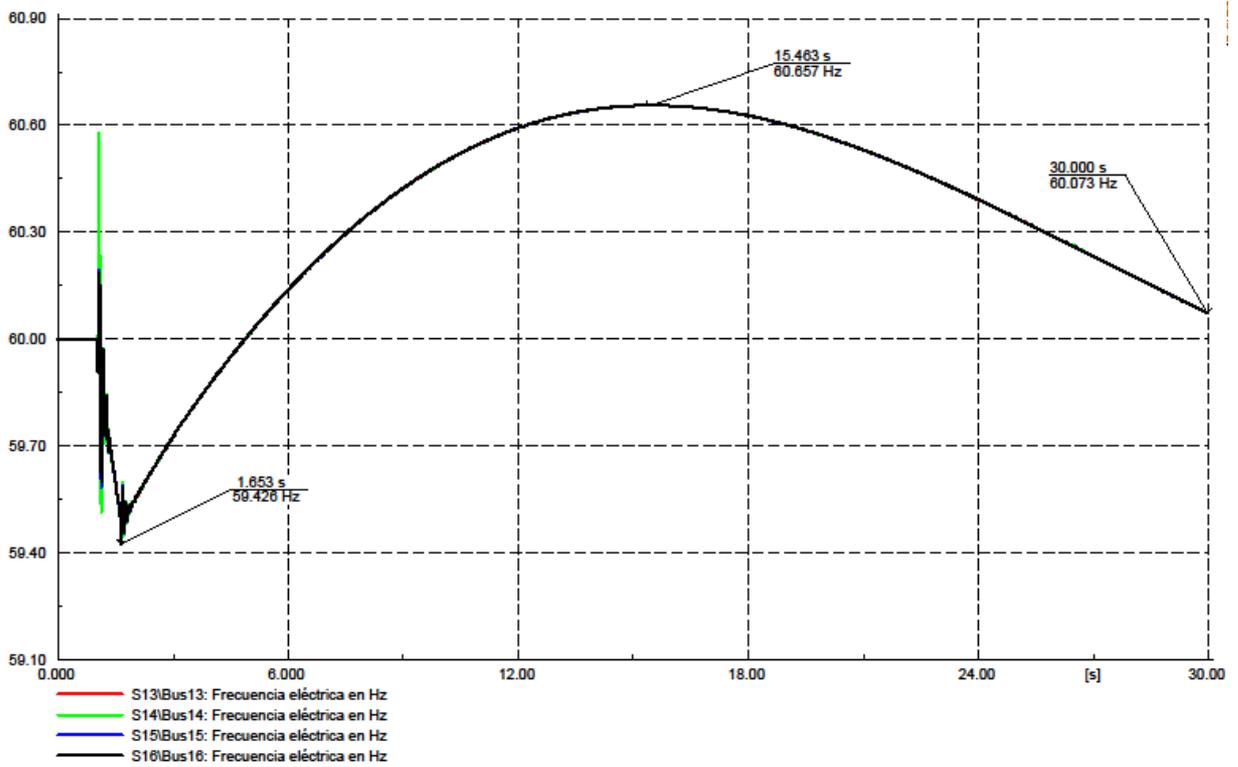


Figura 4. 41Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (30 segundos).

El comportamiento de este alimentador es muy similar a los anteriores, alcanzando un valor máximo de frecuencia de 60.65 Hz y normalizándose después a 60.07 Hz en 30 segundos.

En las Figuras 4.42 y 4.43 se muestran los valores de voltaje y frecuencia para un tiempo de estudio de 3 minutos, siendo estos 0.97 p.u. y 59.22 Hz respectivamente.

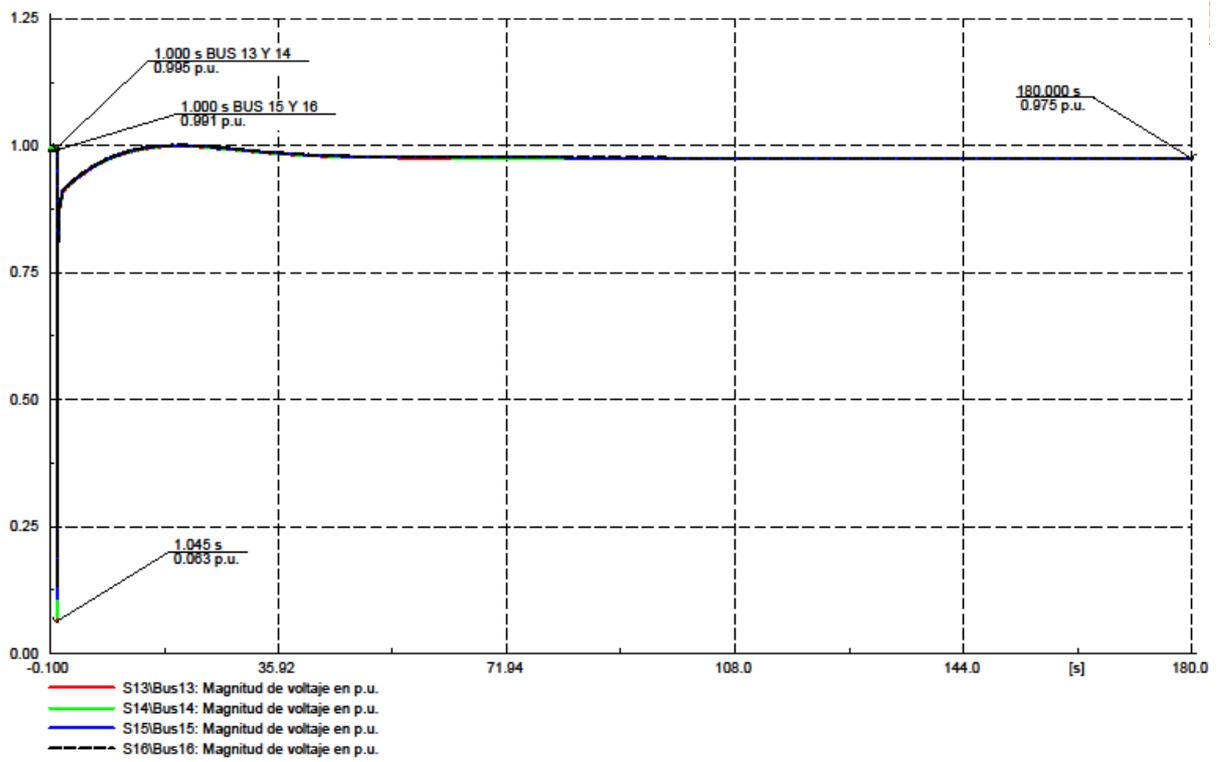


Figura 4. 42Comportamiento del voltaje del alimentador 3 aislado (3 minutos)

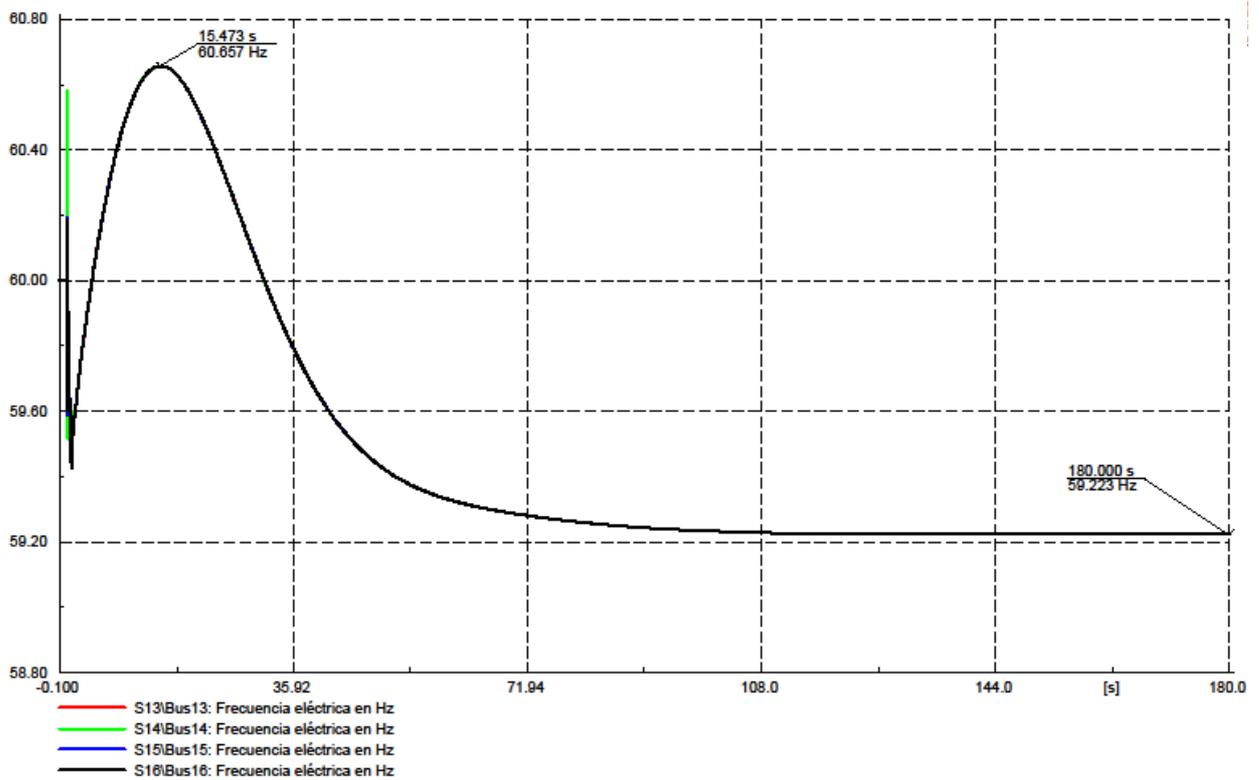


Figura 4. 43Comportamiento de la frecuencia del alimentador 3 aislado (3 minutos)

Por lo tanto, los relevadores de baja frecuencia ubicados en cada alimentador contribuyen a realizar las mediciones adecuadas para determinar el tiro de carga correspondiente en cada alimentador con el fin de encontrar el balance entre las potencias activas de generación y demanda y de esta forma, evitar la pérdida de suministro total del área.

En la siguiente parte de análisis, se evalúa el primer caso de estudio de la red de prueba 2 pero con el uso de tener generación síncrona que a su vez, cuenta con controles. El criterio de ajuste es idéntico al presentado en la Tabla 4.5 para los pasos de frecuencia, pero la cantidad del tiro de carga es diferente, pues la presencia de los controles ayuda a remover menos carga. La Tabla 4.6 muestra las características bajo estas consideraciones.

Tabla 4. 6 Ajuste de los relevadores de baja frecuencia en los tres alimentadores de la red de distribución de prueba 2 (generación síncrona)

Frecuencia Hz	Tiro de carga en %	Tiempo de actuación (segundos)
1 $F < 59.4$	41.81 (12 MVA)	0.1
2 $F < 58.4$	0.67 (2.35 MVA)	0.3

La Figura 4.44 muestra la comparación del voltaje para un tiempo de estudio de 3 segundos al tener ambos tipos de generadores conectados a la red.

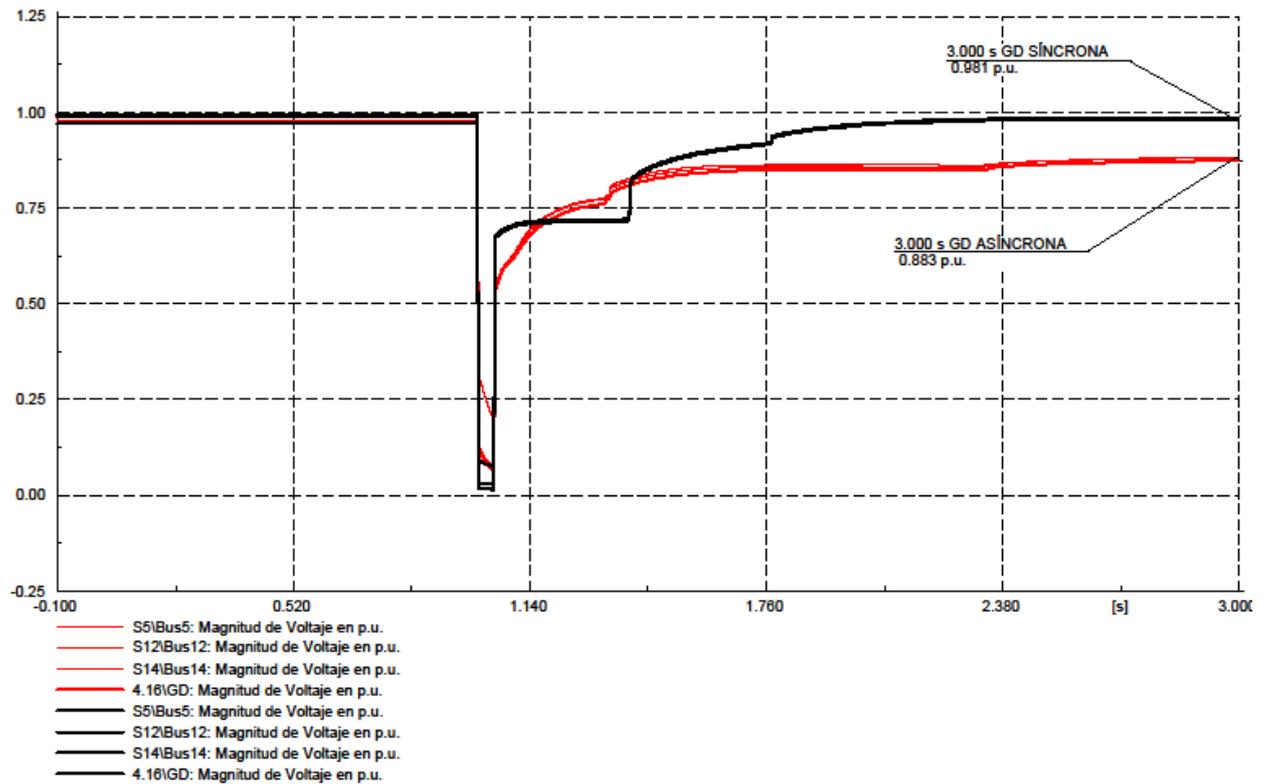


Figura 4. 44Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación

Para 3 segundos, el voltaje al tener generadores de inducción es de 0.88 p.u. y cuando se tienen generadores síncronos es de 0.98 p.u.. Es notorio la ayuda de los controles en los generadores síncronos para recuperar de mejor forma el voltaje.

La Figura 4.45 muestra la comparación de la frecuencia

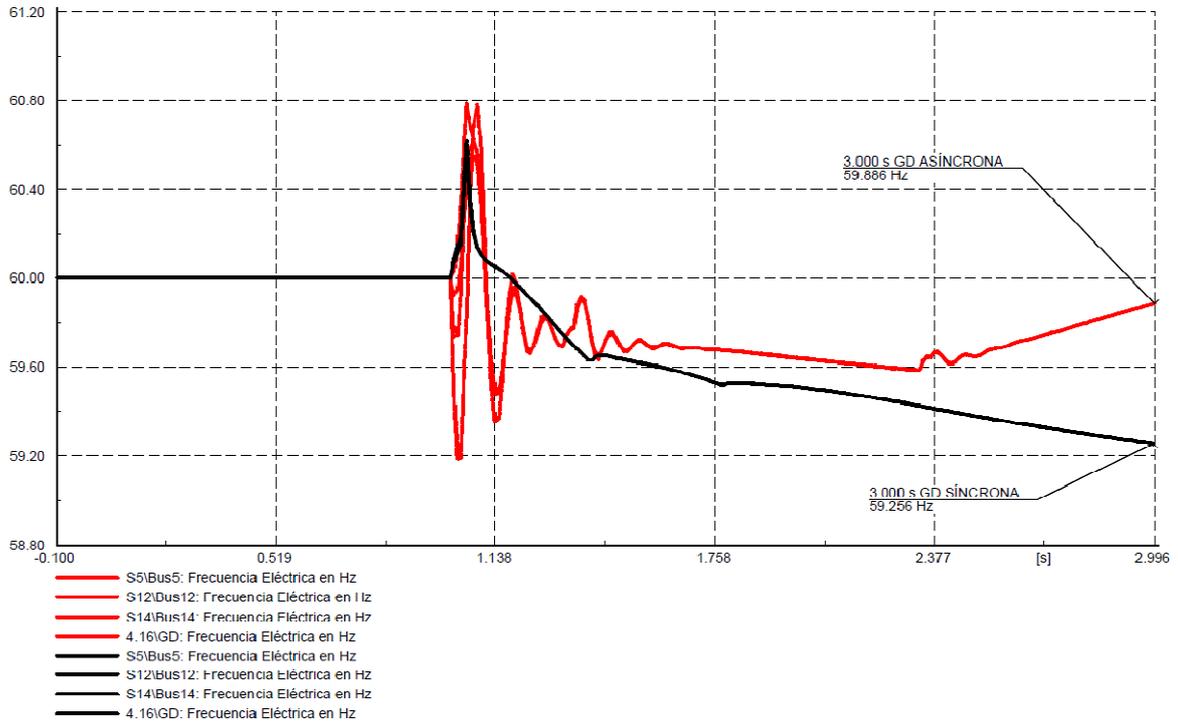


Figura 4. 45 Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación

La frecuencia con el uso de generadores síncronos tiene un comportamiento mejor, aún que para 3 segundos, el valor caiga por debajo de la frecuencia con el uso de generadores de inducción, pero esto no representa un inconveniente en el desempeño del esquema.

Las Figuras 4.46 y 4.47 muestran los comportamientos de estas variables para un tiempo de estudio de 30 segundos. El voltaje con generadores de inducción es de $0.97 p.u.$ y la frecuencia es de $60.27 Hz$, mientras que con el uso de generadores síncronos con controles es de $0.99 p.u.$ y $59.7 Hz$ con respecto a la frecuencia.

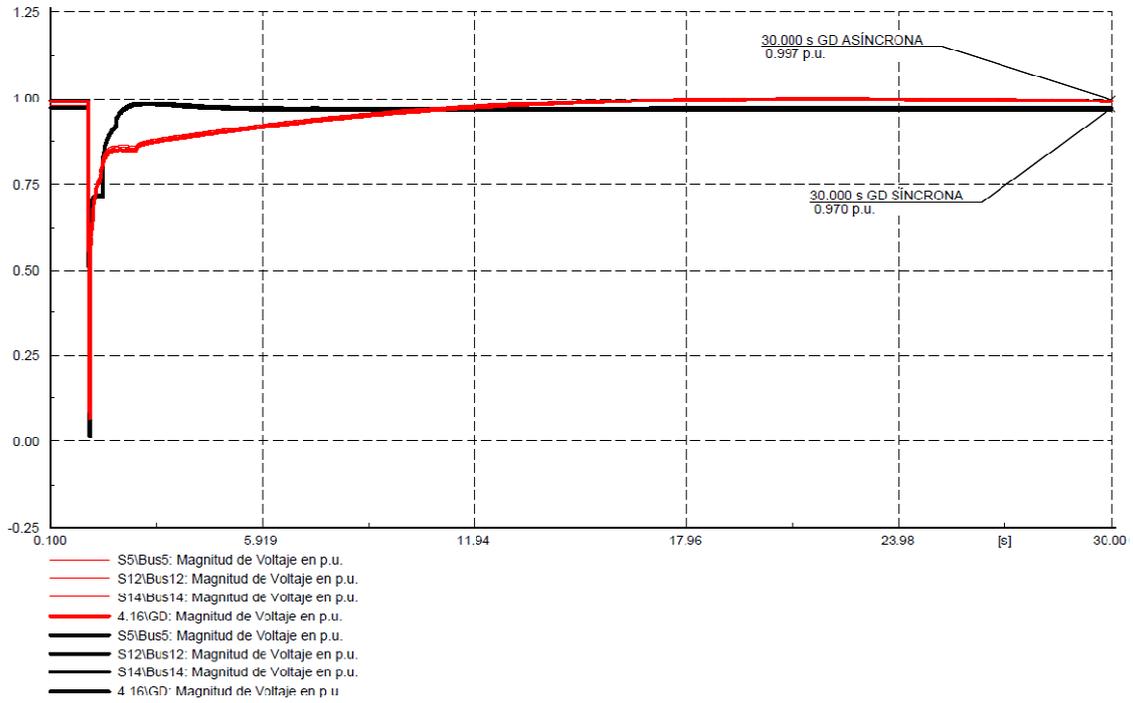


Figura 4. 46 Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 30 segundos

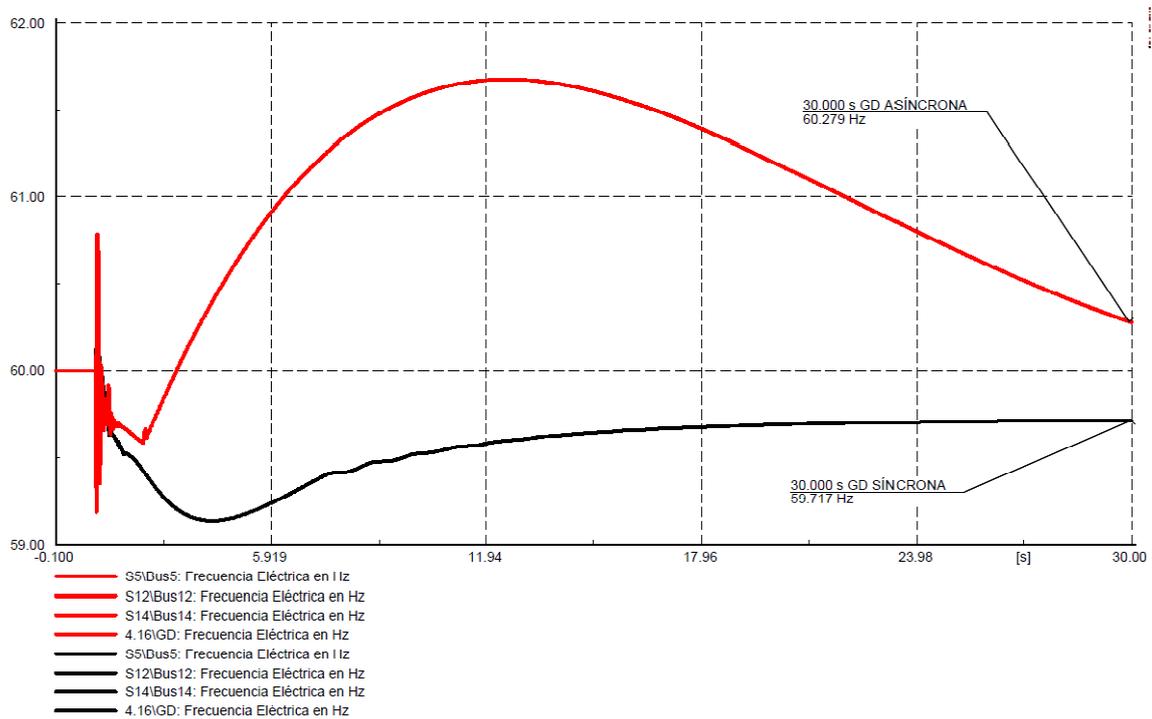


Figura 4. 47 Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 30 segundos

Por último se muestra el análisis para un tiempo de estudio de 3 minutos representado en las Figuras 4.48 y 4.49.

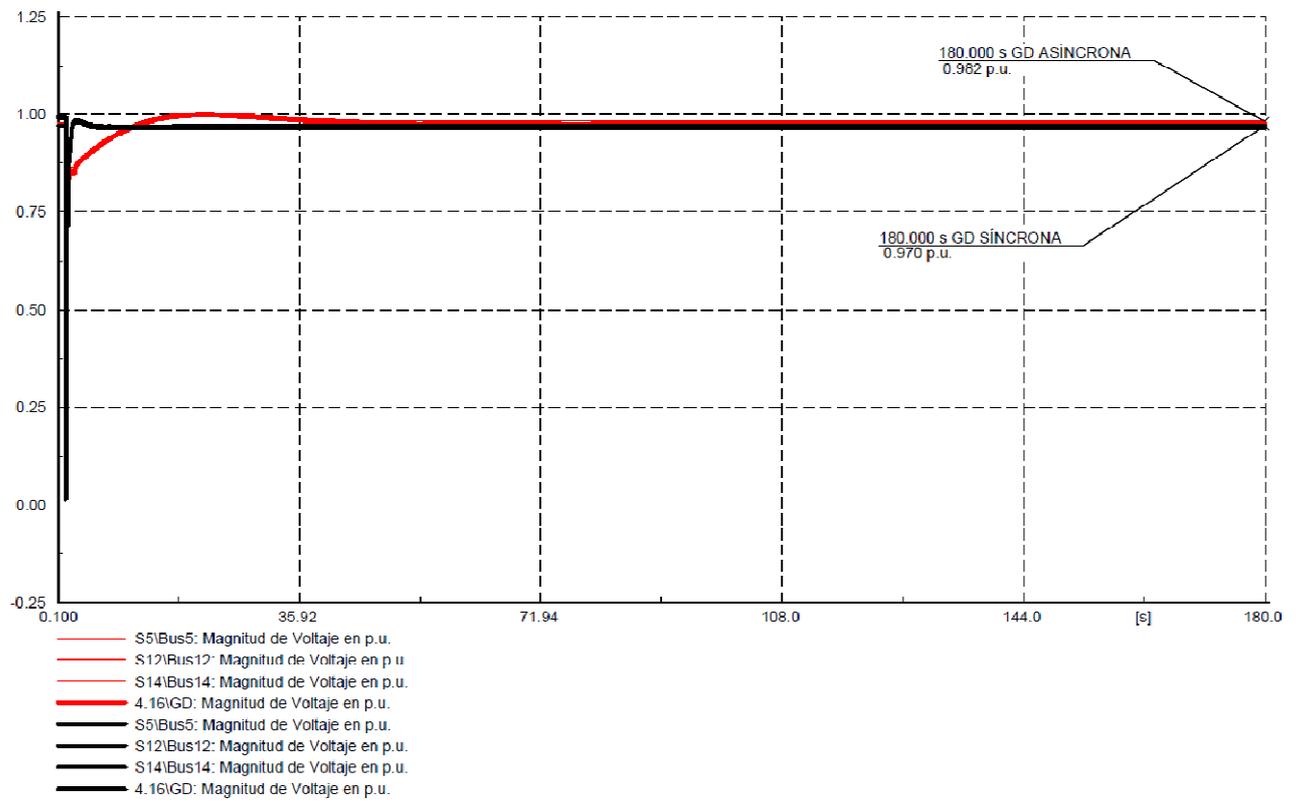


Figura 4. 48Comparación del voltaje entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 3 minutos

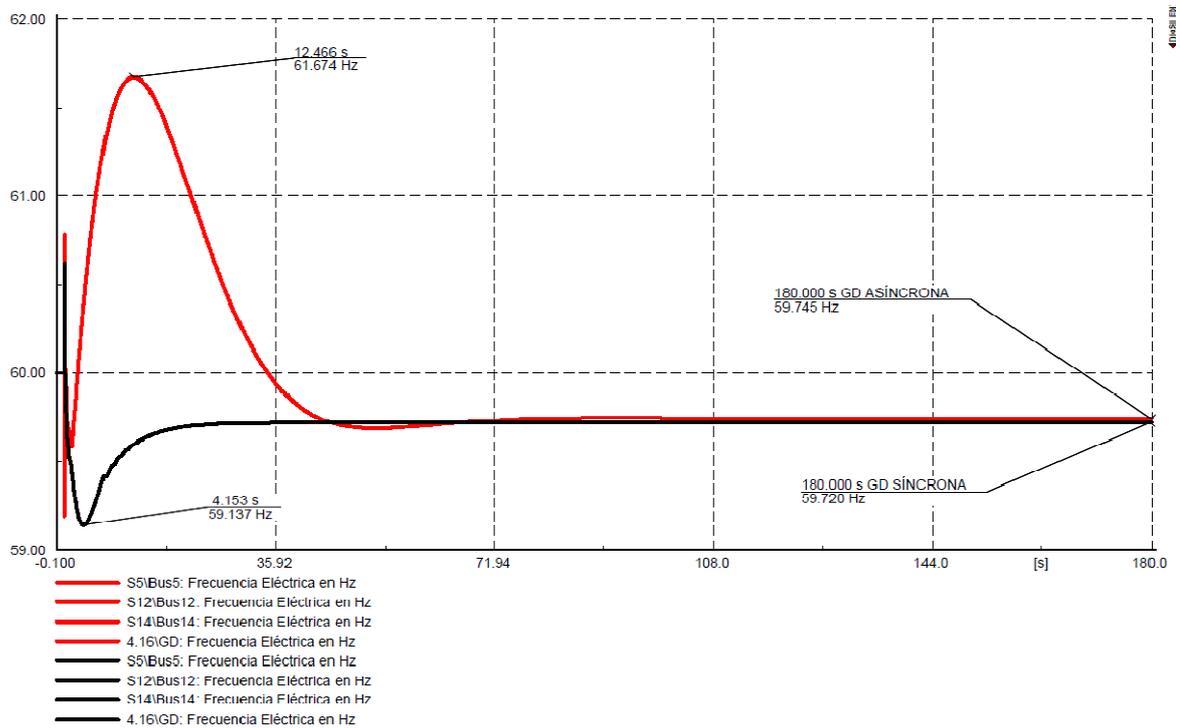


Figura 4. 49 Comparación de la frecuencia entre ambas tecnologías de generación para un estudio de 3 minutos

Se concluye que el comportamiento del voltaje y la frecuencia es mucho mejor con el uso de los controles en los generadores síncronos y además, tiene la ventaja que permite el desconectar menos carga, en este caso 2.35 MVA.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó un análisis dinámico a través del uso de la herramienta computacional comercial DigSILENT 14.0 para sistemas eléctricos de potencia operando en condición de isla. Se evalúan los requerimientos de los esquemas de protección y se propone una metodología basada en esquemas de tiro de carga para mantener la estabilidad y operación de los sistemas aislados cuando existe un déficit de generación. Se hizo una comparación sobre la recuperación de voltajes y frecuencia de la red aislada, considerando dos tipos de generación: generación síncrona y generación asíncrona.

En sistemas aislados, el voltaje y la frecuencia disminuyen considerablemente si los generadores no tienen la capacidad de soportar la carga conectada. Aun cuando no necesariamente una caída de voltaje represente un déficit de generación, pues existen otros problemas en la red que pueden ocasionar una caída de tensión, por ejemplo una falla puede ocasionar un bajo voltaje y esto puede ocasionar la operación incorrecta de los relevadores de bajo voltaje, para prevenir las operaciones incorrectas por este tipo de situaciones, se usan normalmente relevadores de bajo voltaje con retraso de tiempo de 1 segundo.

Por otro lado, la rapidez del decaimiento de la frecuencia depende de la cantidad de sobrecarga (déficit de generación) y la inercia del sistema. Pero en las simulaciones se vio que esto también está influenciado por el tipo de generación disponible (síncrona y asíncrona), pues la presencia de los controles sobre los generadores síncronos ayuda a resolver parcialmente el decaimiento de la frecuencia.

Al realizar mediciones de potencia activa en los puntos de inyección de potencia, ayudó a identificar la operación en modo isla, ya que puede existir un déficit de generación por pérdida de unidades generadoras, por algún componente fallado en la unidad y no necesariamente por una condición de isla.

La operación de relevadores de baja frecuencia es por pasos, la desconexión de carga a través del primer paso fue ajustado en un valor que proporciona un intervalo de tiempo suficiente antes de alcanzar las especificaciones y restricciones de operación de los equipos conectados, debido a los voltajes y frecuencias anormales y de esta manera, se realizó el tiro de carga antes de la operación de la protección de los propios generadores. Esto quiere decir, que el esquema debe ser coordinado con los esquemas de protección de las unidades generadoras para garantizar su operación correcta.

La carga a desconectar en el primer paso por los relevadores tiene que ser suficiente para eliminar el déficit de generación, se debe cumplir $P_G \geq P_D$. El monitorear la respuesta de voltaje y frecuencia en la red después del primer paso proporciona, el ajuste para el siguiente paso, siempre y cuando, la carga a desconectar sólo sea la carga necesaria para restablecer el voltaje y la frecuencia a valores adecuados para una operación continua.

Otro aspecto importante que se concluye es que la elección para la desconexión de carga debe ser en el nodo que presente una mayor caída de tensión para ayudar a la recuperación del sistema de manera satisfactoria, ya que el tirar carga en un lugar inadecuado puede representar que se tenga que tirar más carga de la necesaria. Esto se logró realizando las mediciones de voltaje en cada nodo PQ y PV .

Se encontró que cuando se tiene generación síncrona, la cantidad de carga a desconectar es menor a la cantidad de carga requerida a diferencia de cuando en la isla se tiene solo generadores de inducción, esto se debe a que los controles en las máquinas síncronas ayudan a corregir pequeñas variaciones de carga. Se hicieron comparaciones en un mismo escenario sobre el uso de estas dos tecnologías para corroborar este aspecto y efectivamente, el uso de generación síncrona permite que la cantidad de carga desconectada sea menor inclusive al déficit de generación presentado.

Se observó que cuando la generación es a través de generadores de inducción una de las restricciones en el uso de esta tecnología es que se necesita tener un buen soporte de potencia reactiva para la excitación del campo, pues esto es fundamental en la operación aislada, ya que mucho depende de este soporte reactivo para que los generadores permanezcan conectados. Para analizar el comportamiento de estos generadores y verificar su permanencia se observó las características torque-deslizamiento y efectivamente, la zona de operación está con un deslizamiento negativo, y se concluye que entre menos sea este deslizamiento mayor es la potencia que el generador entrega.

5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- Se recomienda desarrollar una metodología para la detección en modo isla cuando el desbalance de potencias es mínimo. Cuando esta situación ocurre, las variaciones de voltaje y frecuencia son mínimas y la formación de isla no es detectable por métodos convencionales.
- Realizar un algoritmo para que el tiro de carga sea de manera automática en base a la metodología propuesta.
- Modelar las características de la carga, pues esto es vital en el análisis de estabilidad de voltaje.
- Modelar el desempeño de diferentes tipos de controles en los generadores síncronos.
- Se recomienda realizar estudios de los diferentes tipos de autoexcitación para generadores de inducción.

REFERENCIAS

- [1] Azmy, A.M. Erlich, I, *“Impact of Distributed Generation on the Stability of Electrical Power System”*, IEEE Conference Publications, Vol. 2, pp 1056-1063, 2005.
- [2] Kundur, P. (1994): *“Power System Stability and Control”*, 1st Edition, The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Inc., New York NY, USA.
- [3] Charles J. Mozina, *“Power System Blackouts – Minimizing Their Impact at Industrial Co-Generation Facilities”* IEEE Conference Publications, pp 1-7, 2007.
- [4] Anton, Ishchenko, *“Dynamics and Stability of Distribution Networks with Dispersed Generation”*: TechnischeUniversiteit Eindhoven, 2008
- [5] Ackermann, T. Andersson, G, Söder, L. *“Distributed generation: a definition”*. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000.
- [6] *“Application of Islanding Protection for Industrial and Commercial Generators – An IEEE Industrial Application Society Working Group Report”*. IEEE Conference Publications, 2006.
- [7] *“Dynamic Simulation-Based Analysis of a New Load Shedding Scheme for a Notational Destroyer-Class Shipboard Power System”*
- [8] GE. *“Load Shedding, Load Restoration and Generator Protection Using Solid-State and Electromechanical Underfrequency relays”* GET-6449].
- [9] Vieira, J.C.M; Freitas, W.; Morelato, A.; Leao, J.C. *“Dynamic Models of Frequency and Voltage Based Relays for Distributed Generation Protection”*. IEEE Conference Publications, pp 1-5, 2005.
- [10] Charles J. Mozina. *“Distributed Generator Interconnect Protection Practices”*. IEEE Conference Publications, pp 1164-1170, 2006.
- [11] Vieira, J.C.M.; Freitas, W.; WilsunXu; Morelato, A. *“Evaluation of the Distributed Generators Frequency Protection Due to Changes in the Anti-Islanding Requirements”*. IEEE Conference Publications, 2006.
- [12] Vieira, J.C.M.; Freitas, W.; WilsunXu; Morelato, A. *“Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection”* IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 2, No. 3, pp 1120-1127, 2006.

- [13] Maki, Kari; Kulmala, A.; Repo, S.; Jarventausta, P. "Problems related to Islanding Protection of Distributed Generation in Distribution Network". IEEE Conference Publications, pp 467-472, 2007.
- [14] Hutiri, N.; Chowdhury, S.; Chowdhury, S.P. "Performance Comparison of Frequency Based Loss of Grid Protection Schemes". VDE Conference Publications, pp 1-6, 2011.
- [15] Taylor, C.W. "Concepts of Undervoltage Load Shedding for Voltage Stability" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, No. 2, pp 480-488, 1992.
- [16] Concordia, C. Fink. L. H, Poullikkas, G. "*Load Shedding on an Isolated System*". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.
- [17] Yu-Lung Ke.; Chen-Ting Hsu.; Chao-Shun Chen. "*Protective Relay Setting of the Tie Line Tripping and Load Shedding for the Industrial Power System*". IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 36, No. 5, 2000.
- [18] Mihiriq, A.; Hong Nguyen.; Allen, A. J. "*On-Line Fast Load Shedding to Maintain System Stability and Operation for Isolated Oil Field Power System*". IEEE Conference Publications, pp 1-7, 2006.
- [19] Zahidi, R.A.; Abidin, I.Z.; Hashim, H.; Omar, Y.R.; Ahmad, N.; Ali, A.M. "*Study of Static Voltage Stability Index as an Indicator for Under Voltage Load Shedding Schemes*". IEEE Conference Publications, pp 256-261, 2009.
- [20] Zhiping Ding; Srivastava, S. K.; Cartes, D. A.; Suryanarayanan, S. "*Dynamic Simulation-Based Analysis of a New Load Shedding Scheme for National Destroyer-Class Shipboard Power System*". IEEE Transactions on Industry Applications. Vol.45, No. 3, pp 1166-1174, 2009.
- [21] Behnam Khaki, ShahramMontaserKouhsari. "Proper Setting of Underfrequency Load Shedding Relays in Industrial Plants". IEEE Conference Publications, pp 198-201. May 2010
- [22] Francisco M. González-Longatt "*Tecnologías de Generación Distribuida: Costos y Eficiencia*" I Seminario de Ingeniería Eléctrica, UNEXPO, Puerto Ordaz 2004.
- [23] Francisco M. González-Longatt "*Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia*" Tesis Doctoral. Junio 2008.
- [24] Ackermann, T.; Knyazkin, V. "Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects". IEEE Conference Publications, pp 1357-1362 vol. 2, 2002

[25] Edward JeroenCoster “*Distribution Grid Operation Including Distributed Generation*” TechnischeUniversiteit Eindhoven 2010.

[26] Francisco M. González-Longatt. “*Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System*” 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona. Oct 2007.

[27] IEEE Std 1547-2003 “*IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System*” 2003

[28] José Pepe Rasgado Casique “*Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de generación distribuida*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco. México D.F. 2004.

[29] Mercedes Lázaro Gonzaga “*Análisis de estabilidad ante pequeños disturbios de los generadores de inducción en sistemas eléctricos de potencia*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco. México D.F. 2005.

[30] Fernando Gómez Cervantes “*Análisis de la coordinación de protecciones en centrales eléctricas*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco. México D.F. 2006.

[31] Jorge Alberto Morales Vallejo “*Coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco. México D. F. 2007.

[32] Alfonso Jara Morales “*Estudio de Flujos de Potencia y de Cortocircuito en Sistemas de Distribución en Media Tensión Incorporando Generación Distribuida*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco. México D.F. Diciembre 2011.

[33] Gustavo Velázquez Martínez “*Diseño de un esquema de tiro de carga por bajo voltaje en sistemas de potencia con cargas dinámicas*”. Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco, México D.F. 2012.

[34] Funmilayo, H.B, Butler-Purry, K.L, “An Approach to Mitigate the Impact of Distributed Generation on the Overcurrent Protection Scheme for Radial Feeders”. IEEE Conference Publications, pp 1-11, 2009.

[35] Perera, N.; Rajapakse, A. D.; Buchholzer, T.E. “Isolation of Faults in Distribution Networks With Distributed Generators”. IEEE Journals & Magazines, pp 2347-2355, 2008.

[36] Driesen, J.; Belmans, R. “Distributed Generation: Challenges and Possible Solutions”. IEEE Conference Publications, 2006.

- [37] Hadjsaid, N.; Canard, J.-F.; Dumas, F. "Dispersed Generation Impact on Distribution Networks". IEEE Journals & Magazines, pp 22-28, 1999.
- [38] Brahma, S. M.; Girgis, A. A. "Development of Adaptive Protection Scheme for Distribution Systems With High Penetration of Distributed Generation" IEEE Conference Publications, Vol. 4, 2003.
- [39] Driesen, J.; Vermeyen, P.; Belmans, R. "Protection Issues in Microgrids with Multiple Distributed Generation Units". IEEE Conference Publications, pp 646-653, 2007.
- [40] Kumpulainen, Lauri.; Kauhaniemi, Kimmo; Verho, P.; Vahamaki, Olavi. "New Requirements for System Protection Caused by Distributed Generation". International Conference on Electricity Distribution, pp 1-4, 2005.
- [41] Kauhaniemi, K.; Kumpulainen, L. "Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks". IET Conference Publications, Vol. 1, pp 315-318, 2004.
- [42] Doyle, M. T. "Reviewing the Impacts of Distributed Generation on Distribution System Protection". IEEE Conference Publications, Vol. 1, pp 103-105, 2002.
- [43] J. Deuse, S. Grenard, M.H.J. Bollen, M. Häger, and F. Sollerkvist. "Effective impact of DER on distribution system protection". In *CIGRE 19th International conference on Electricity Distribution, May 21-24, Vienna*. 2007.
- [44] Freitas, W.; Vieira, J. C. M.; Morelato, A.; da Silva, L. C. P.; da Costa, V. F.; Lemos, Flavio A. B. "Comparative Analysis Between Synchronous and Induction Machines for Distributed Generation Applications". IEEE Transactions on Power System, Vol. 21, No. 1, pp 301-311, 2006.
- [45] Francisco M. González-Longatt "Impact of Distributed Generation over Power Losses on Distribution System. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation. Barcelona, 2007
- [46] R. H. Lasseter, Fellow, "Control of Distributed Resources". Bulk Power System Dynamics and Control, University of Wisconsin-Madison.
- [47] T. Gallery, L. Martinez and D. Klopota. "Impact of Distributed Generation on Distribution Networks Protection". ESBI Engineering & Facility Management, Ireland.
- [48] Baran, M.; El-Markabi, I. "Adaptive Over Current Protection for Distribution Feeders with Distributed Generators" IEEE Conference Publications, Vol. 2, pp 715-719, 2004.

[49] [Ruiz-Vega, 2002] Daniel Ruiz Vega. *“Dynamic Security Assessment and Control: Transient and small Signal Stability”*. Dépôt legal D/2002/0480/19, ISSN 0075-9333. Collection des Publications de la Faculté des Sciences Appliquées No. 213. Institut de mécanique et génie civil, Université de Liège, Liège, BELGIQUE, Juin 2002.

[50] Olgún Salinas Daniel, Ruiz Vega Daniel. *“Control Automático de Carga – Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia”* Reporte Interno No. SEPI-IE97. SEPI ESIME ZACATENCO. México D.F. Julio 1997.

[51] Velasco Ulises Miguel. *“Simulación de la Aplicación de la Función de Distancia en la Protección de Generadores Síncronos”*. Tesis de Maestría SEPI ESIME ZACATENCO. México D.F. 2010.

[52] Std. 421.5 – 2005 IEEE *“Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies”*.

[53] IEEE Committee Report (1973) *“Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies”*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, pp 1904-1915, November/December 1973.

[54] Roberto Leidhold. *“Control Eficiente de Micro Centrales Eólicas Usando Generadores de Inducción”*. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de la Plata, 2003.

[55] Andrés E. Herrera González, Natalia Molina Ramírez. *“Simulaciones dinámicas para protecciones de generador”*. Tesis de Licenciatura. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. Medellín 2009.

[56] Tutorial IEEE *“Protección de Generadores Síncronos”* The Power Engineering Education Committee. Power System Relayin Committee.

[57] IEEE Std C37.106-2003 *“IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants”*

[41] Sigríst, L.; Egido, I.; Rouco, L. *“Performance Analysis of UFLS Schemes of Small Isolated Power System”* I EEE Trans. Power Syst. vol. 27, pp 1673 – 1680. 2012.

[42] P.M. Anderson & A. A. Fuad. *“Power System Control and Stability”*. John Willey and Sons. 2003

APÉNDICE A

DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA 1

Tabla A. 1 Datos de impedancia de líneas

Línea	R	Z	$B / 2$
4-5	0.010	$+j0.085$	$j0.088$
4-6	0.017	$+j0.092$	$j0.079$
5-7	0.032	$+j0.161$	$j0.153$
6-9	0.039	$+j0.170$	$j0.179$
7-8	0.0085	$+j0.072$	$j0.0745$
8-9	0.0119	$+j0.1008$	$j0.1045$

Tabla A. 2 Datos de transformadores

Transformador	T1	T2	T3
MVA	250	200	150
kV	230/16.5	230/18	230/13.8
Conexión	$Y_n D$	$Y_n D$	$Y_n D$
$\%Z$	14.4	12.5	8.79

Tabla A. 3 Datos de los generadores síncronos

Generador síncrono	1	2	3
MVA	247.5	192	128
kV	16.5	18.0	13.8
Factor de potencia	1.0	0.85	0.85
Tipo	Hidráulico	Vapor	Vapor
Velocidad	180 r/min.	3600 r/min.	3600 r/min.
x_d	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	0.0969	0.8645	1.2578
x'_q	0.0969	0.1969	0.25
x_l	0.0336	0.0521	0.0742
τ'_{d0}	8.96	6.00	5.89
τ'_{q0}	0	0.535	0.600
H	9.55	3.4	2.34

Tabla A. 4 Parámetros del sistema de excitación tipo IEEE1 (ST)

Parámetro	Valor
T_r	0.1
K_a	100
T_a	0.02
K_e	1
T_e	0.1
K_f	0.03
T_f	1
E_1	2.9
S_{e1}	0.5
E_2	3.9
S_{e2}	0.86
$V_{r\min}$	-7.3
$V_{r\max}$	7.3

Tabla A. 5 Parámetros del gobernador tipo govIEEEG1

Parámetro	Valor
K	30
$T1$	0.5
$T2$	1
$T3$	1
$K1$	0.4
$K2$	0
$T5$	7
$K3$	0.3
$K4$	0.1
$T6$	0.6
$K5$	0.2
$K6$	0.2
$T4$	0.6
$T7$	0.3
$K7$	0.1
$K8$	0.1
U_c	-0.2
P_{min}	0
U_o	0.1
$P_{máx}$	0.85

APÉNDICE B

DATOS DEL SISTEMA DE PRUEBA 2

Tabla B. 1 Datos de impedancia de líneas

Línea	R (P.U)	X (P.U)	Carga (MW)	Carga (MVAR)	Capacitor (MVAR)
1-4	0.075	0.1	2.0	1.6	
4-5	0.08	0.11	3.0	1.5	1.1
4-6	0.09	0.18	2.0	0.8	1.2
6-7	0.04	0.04	1.5	1.2	
2-8	0.11	0.11	4.0	2.7	
8-9	0.08	0.11	5.0	3.0	1.2
8-10	0.11	0.11	1.0	0.9	
9-11	0.11	0.11	0.6	0.1	0.6
9-12	0.08	0.11	4.5	2.0	3.7
3-13	0.11	0.11	1.0	0.9	
13-14	0.09	0.12	1.0	0.7	1.8
13-15	0.08	0.11	1.0	0.9	
15-16	0.04	0.04	2.1	1.0	1.8
5-11	0.04	0.04			
10-14	0.04	0.04			
7-16	0.09	0.12			

Tabla B. 2 de transformadores

Transformador	T1	T2
MVA	100	50
kV	115/13.8	13.8/4.6
Conexión	$Y_n D$	$Y_n D$
%Z	10	3

Tabla B. 3 Datos de los generadores asíncronos

Generador de inducción	A	AA
kW	900	192
kV	4.16	13.8
Factor de potencia	0.85	0.9
Eficiencia de Operación Nominal	96.2%	99%
Velocidad	892 r/min.	1783 r/min.
X_s	0.01	0.01
X_{rm}	0.01	0.01
Polos	4	2
Conexión	D	D

APÉNDICE C

SISTEMAS DE EXCITACIÓN PARA GENERADORES SÍNCRONOS

C.1 Sistemas de Excitación de CD

Los sistemas de excitación de esta categoría utilizan generadores de corriente directa como fuentes de potencia de excitación y proveen corriente al rotor de la máquina síncrona a través de anillos deslizantes. La excitatriz puede ser manejada por un motor o por el eje del generador

El modelo del diagrama de bloques de la Figura C.1, es utilizado para representar excitadores de corriente directa conmutables y controlados por el devanado de campo con reguladores de voltaje de acción continua. La entrada principal para este modelo es la salida del transductor de voltaje y el compensador de carga V_C . En este modelo el error de voltaje es calculado al sumar el voltaje terminal del transductor V_C , la señal de estabilización en retroalimentación de la señal PSS (Power System Stabilizer) y el voltaje de referencia V_{ref} . En estado estacionario solo V_C es diferente de cero.

La señal resultante es amplificada en el regulador. La constante de tiempo T_A y la ganancia K_A están asociadas con el regulador de voltaje e incorporan los límites dinámicos típicos de la saturación o límites del amplificador de potencia. Las constantes de tiempo T_B y T_C pueden ser utilizadas para modelar las constantes de tiempo inherentes del regulador de voltaje, pero estas constantes de tiempo son tan pequeñas que pueden ser despreciadas.

La salida del regulador de voltaje V_R es utilizada para controlar la excitatriz, que puede ser auto-excitada o con excitación independiente. Cuando se utiliza una excitatriz auto-excitada, el valor de K_E se refleja en el ajuste del reóstato de campo. Para sistemas con excitación independiente el valor de K_E debe ser igual a 1 para que puedan ser simuladas apropiadamente.

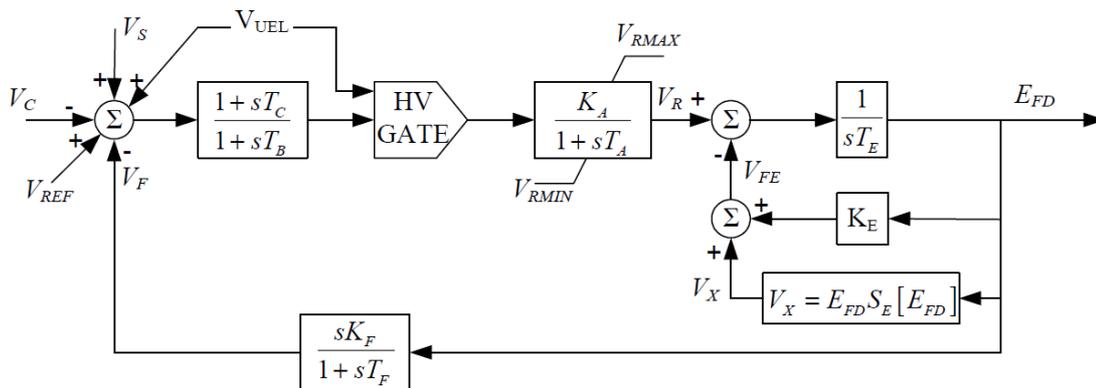


Figura C. 19 Modelo del sistema de excitación DC1 [35]

El término $S_E(E_{FD})$ es una función no lineal con un valor definido para cada valor escogido de E_{FD} .

La salida de este bloque de saturación V_X es el producto de la entrada E_{FD} y el valor de la función no lineal $S_E(E_{FD})$ bajo el voltaje de la excitatriz. Finalmente una señal derivada del voltaje de campo V_F es utilizada para proveer estabilización al sistema de control de excitación a través de la ganancia K_F y la constante de tiempo T_F .

Los parámetros típicos de este sistema de excitación se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla C 1 Parámetros típicos del sistema de excitación DC1 [35]

Parámetro	Valor
K_A	46
T_A	0.06
T_B	0
T_C	0
T_E	0.46
K_F	0.1
T_F	1.0
$S_E[E_{FD1}]$	0.33
$S_E[E_{FD2}]$	0.10
E_{FD1}	3.1

E_{FD2}	2.3
K_E	1.0
$V_{RMÁX}$	1.0
$V_{RMÍN}$	-0.9

C.2 Sistemas de Excitación de AC

Los sistemas de excitación de corriente alterna utilizan alternadores como fuentes de potencia para el generador primario. Usualmente, el excitador está en el mismo eje que el primomotor. La corriente alterna del excitador es rectificadora por rectificadores (controlados por compuerta o no controlados) para producir la corriente directa necesaria para el devanado de excitación del generador principal. Los rectificadores pueden ser estacionarios o rotatorios. Los primeros sistemas de excitación AC utilizaban una combinación de amplificadores magnéticos y estáticos como AVR (AutomaticVoltageRegulator). Los sistemas modernos utilizan reguladores de amplificadores electrónicos de estado sólido, cuya respuesta es bastante rápida [2].

3.2.1 Sistemas de excitación de AC con rectificadores estacionarios.

Cuando se utilizan rectificadores estacionarios, la salida de corriente directa es alimentada al devanado de excitación del generador principal a través de anillos deslizantes. Utilizando estos rectificadores no controlados, el regulador (AVR) controla al devanado de campo del excitador de corriente alterna, al mismo tiempo que el excitador de AC controla el voltaje de salida del excitador [2].

Cuando se utilizan rectificadores controlados, el regulador controla directamente la salida de voltaje de corriente directa del excitador.

3.2.1.1.2.2 Sistemas de excitación de AC con rectificadores rotatorios.

El uso de rectificadores rotatorios permiten prescindir de las escobillas y anillos deslizantes que se utilizan en sistemas estáticos debido a que los rectificadores están rotando con el eje.

Tabla C 2 Parámetros típicos del sistema de excitación AC1 [35]

$T_R = 0$	$K_F = 0.03$	$V_{AMÍN} = -14.5$
$R_C = 0$	$T_F = 1.0$	$V_{RMÁX} = 6.03$
$X_C = 0$	$K_E = 1.0$	$V_{RMÍN} = -5.43$
$K_A = 400$	$T_E = 0.80$	$S_E[V_{E1}] = 0.10$
$T_A = 0.02$	$K_D = 0.38$	$V_{E1} = 4.18$
$T_B = 0$	$K_C = 0.20$	$S_E[V_{E2}] = 0.03$
$T_C = 0$	$V_{AMÁX} = 14.5$	$V_{E2} = 3.14$

C.3 Sistemas de ST

Todos los componentes en estos sistemas son estáticos. Los rectificadores estáticos controlados o no controlados, proveen corriente de excitación directamente al devanado de campo del generador síncrono principal a través de anillos deslizantes. El suministro de potencia para estos rectificadores proviene del generador principal, o de las barras auxiliares de la subestación, a través de un transformador que reduce el voltaje a un nivel adecuado o en otras ocasiones desde devanados auxiliares del generador [2].

Los elementos básicos de los diferentes tipos de sistemas de excitación son, las excitatrices DC (auto o separadamente excitadas), excitatrices AC, rectificadores (controlados o no controlados), amplificadores rotatorios, magnéticos o electrónicos, circuitos de sistemas de estabilización en realimentación, circuitos de procesos de las señales y proceso.

El modelo ST de la Figura C.3 representa a los sistemas de control de excitación de fuente de rectificación controlada, se utiliza para modelar sistemas cuya potencia de excitación es administrada a través de un transformador, desde las terminales del generador y regulados por rectificadores controlados. El voltaje máximo de la excitatriz de estos sistemas está directamente relacionado con el voltaje nominal del generador.

El modelo ST se presenta en la Figura C.3. En este tipo de sistema, las constantes inherentes de la excitatriz son muy pequeñas y la estabilización de la excitatriz puede no ser necesaria. Sin embargo, puede para reducir la ganancia transitoria de estos sistemas. El modelo presentado es suficientemente versátil para representar la reducción transitoria

de la ganancia implementada ya sea en la ganancia principal a través de las constantes de tiempo T_B y T_C (en el caso K_F puede ajustarse en cero), o en el lazo de realimentación por medio de una selección adecuada de los parámetros de retroalimentación K_F y T_F .

La ganancia del regulador de voltaje y la constante de tiempo inherente del sistema de excitación están representadas por K_A y T_A , respectivamente. Las constantes de tiempo T_{C1} y T_{B1} permiten la posibilidad de representar un aumento transitorio en la ganancia, normalmente ajustado a T_{C1} con un valor superior a T_{B1} .

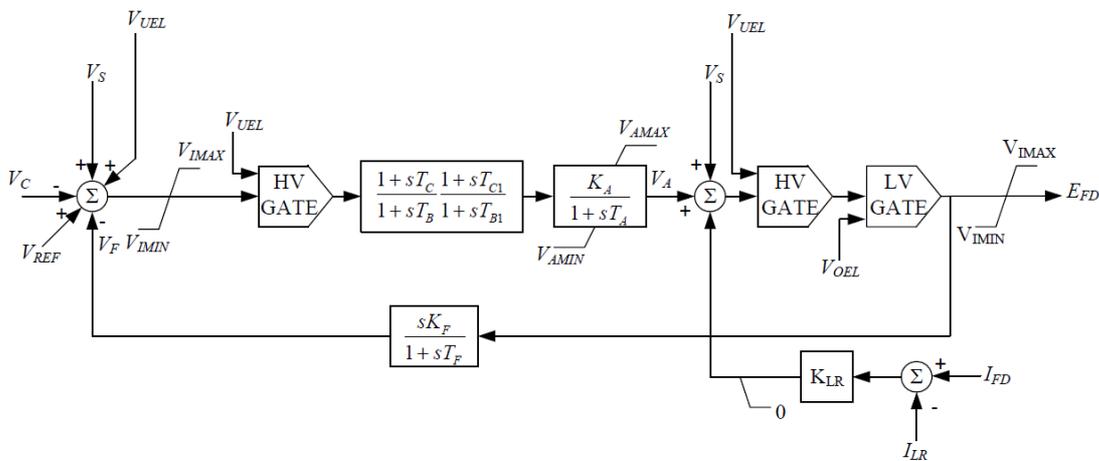


Figura C. 3 Modelo de sistema de excitación tipo ST [35]

Los límites internos V_I pueden ser despreciados. Los límites del voltaje del devanado de campo son funciones del voltaje terminal, por lo tanto, la corriente del devanado de campo debe ser modelada.

Como resultado de una capacidad muy alta de sobre esfuerzo de estos sistemas, algunas veces es necesario el limitador de corriente de campo para proteger el rotor del generador y de la excitatriz. El ajuste del limitador está definido por I_{LR} y la ganancia está representada por K_{LR} . Para que estos límites puedan ser ignorados, K_{LR} debe ser ajustada en cero.

Este sistema es el considerado en las simulaciones del presente trabajo porque es representativo de la mayoría de sistemas modernos actualmente en servicio y por lo tanto, el modelo es ampliamente utilizado para estudios de estabilidad, debido a su flexibilidad para representar los sistemas de control de excitación de una gran gama de sistemas de diferentes fabricantes.

Los parámetros típicos de este sistema de excitación se muestran en la Tabla 3.3

Tabla C 3 Parámetros típicos del sistema de excitación ST1 [35]

Transductor de voltaje terminal:	$T_R = 0.02$	$R_C = 0$	$X_C = 0$
Excitador			
$K_A = 210$	$T_{B1} = 0$	$K_F = 0$	
$T_A = 0$	$V_{RMÁX} = 6.43$	$T_F = 0$	
$T_C = 1.0$	$V_{RMÍN} = -6.0$	$K_{LR} = 4.54$	
$T_B = 1.0$	$K_C = 0.038$	$I_{LR} = 4.4$	
$T_{C1} = 0$	$V_{IMÁX}$ no representado	$V_{IMÍN}$ no representado	