



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES PARA
AUMENTAR LA ESTABILIDAD DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN DE SAN CRISTÓBAL”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

HAMILTON JAIME BEJEGUEN NARANJO

JOSÉ ANDRÉS LÓPEZ ÁLVAREZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTOS

Nuestro agradecimiento a Dios por la satisfacción de terminar una carrera universitaria.

A Nuestros profesores por compartir sus conocimientos.

A nuestros maestros tutores Msc. Ivan Endara y Msc. Jimmy Córdova por su guía y tiempo dedicado para la realización de este trabajo.

A la Ing. Diana Cervantes por su apoyo durante la elaboración de este trabajo.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a mis padres y a mi hermano por haberme brindado su apoyo en todo momento de mi vida estudiantil.

Hamilton Jaime Bejegen Naranjo

Este trabajo lo dedico a mis padres por su apoyo y total confianza en mí.

A Dios mi práctica profesional de aquí en adelante.

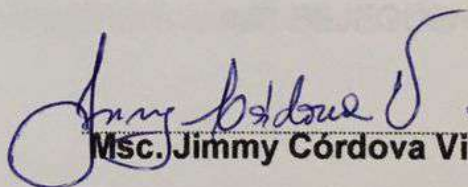
José Andrés López Álvarez

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



Msc. Ivan Endara Vélez

PROFESOR EVALUADOR

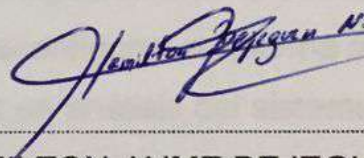


Msc. Jimmy Córdova Villagómez

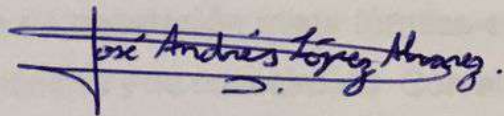
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



HAMILTON JAIME BEJEGUEN NARANJO



JOSÉ ANDRÉS LÓPEZ ÁLVAREZ

RESUMEN

Las Islas Galápagos fueron declaradas por la UNESCO Patrimonio Natural de la Humanidad en 1978. Por tal motivo, para el Ecuador es importante proteger el medio ambiente de las Galápagos, por lo cual se ha buscado reducir la dependencia de combustible fósil en el archipiélago invirtiendo en generación eólica. Este es el caso de la isla San Cristóbal donde en la actualidad existe un parque eólico con capacidad de 2400 KW, provisionando a la isla de generación mixta térmica-eólica. Adicional a esto, para incrementar la capacidad de generación en San Cristóbal se proyecta instalar dos unidades nuevas de 1670 KW cada una, en reemplazo de dos unidades de 650 KW. Este cambio en la capacidad y configuración de la subestación obliga a analizar nuevas posibilidades de despacho y reconfigurar el sistema de protecciones. Ante esta situación, el presente trabajo realiza un análisis del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal, actualizado con la nueva capacidad de generación, en busca de mantener la estabilidad del sistema, para lo cual se simuló la subestación eléctrica San Cristóbal en el software CYME.

Se han presentado y analizado siete diferentes configuraciones de despacho, cuatro de generación exclusivamente térmica y tres de generación mixta térmica-eólica. A cada una de ellas se realizó un estudio de armónicos y de cortocircuito. Con el estudio de cortocircuito se obtuvo las características de falla del sistema y se propuso los elementos, la configuración y la coordinación del sistema de protecciones.

Para cada caso de despacho propuesto se analizó la estabilidad de estado estable a demanda máxima, media y baja, y luego se analizó la respuesta dinámica del sistema ante una contingencia. Para los casos de exclusiva generación térmica, se han analizado dos tipos de contingencia, la salida de uno de los generadores en operación y la desconexión de un alimentador; en cambio para los casos de despacho con generación mixta se analizaron las respuestas dinámicas del sistema ante la desconexión del parque eólico.

Como resultado se presentan los siete casos de despacho de generación en los que puede operar la subestación y mantener la estabilidad ante una de las contingencias simuladas. Además de los equipos y la coordinación del sistema de protecciones de la Subestación San Cristóbal.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Alcance.....	2
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivo General.....	3
1.4 Objetivos Específicos.....	3
1.5 Marco Teórico.....	3
1.5.1 Generador con MCI a Diésel.....	3
1.5.2 Aerogeneradores.....	4
1.5.3 Despacho Económico de Generación.....	4
1.5.4 Fallas eléctricas o cortocircuitos.....	5
1.5.5 Análisis de Armónicos.....	5
1.5.6 Protecciones Eléctricas.....	6
1.5.7 Estabilidad.....	6
1.5.8 Análisis de Estabilidad Estático o de Estado Estable.....	7
1.5.9 Análisis de Estabilidad Dinámico o Transitorio.....	7
1.5.10 Software CYME.....	7
CAPÍTULO 2.....	8
2. ESTUDIO DE LA RED ELÉCTRICA SAN CRISTOBAL.....	8
2.1 Descripción de la Red Eléctrica.....	8
2.1.1 Características de los Generadores Térmicos.....	9

2.1.2	Características de los Aerogeneradores	10
2.1.3	Características de los Alimentadores.....	12
2.1.4	Sistema de Protecciones	13
2.2	Simulación de la Subestación en CYME.....	15
2.2.1	Distribución de Carga	16
2.2.2	Flujo de Potencia de la Red.....	18
2.2.3	Cortocircuito de la Red	22
2.2.4	Análisis de Armónicos	32
CAPÍTULO 3.....		40
3. PROPUESTA DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD.		40
3.1	Pérdidas de Potencia	40
3.2	Selección de equipos y elementos de Protección	41
3.2.1	Propuesta de interruptores	42
3.2.2	Propuesta de Transformadores de Corriente	44
3.2.3	Propuesta de Transformadores de Potencial.....	45
3.2.4	Propuesta de relés	45
3.3.	Funciones de Protección	48
3.3.1	Protección de Generadores	48
3.3.2	Protección de Transformadores.....	52
3.3.3	Protección de Línea.....	54
3.4	Coordinación de Protección de sobrecorriente de fase.....	56
3.4.1	Criterios de ajuste y coordinación	57
3.4.2	Ajustes de las funciones 50 y 51	57
3.5	Análisis de Estabilidad de Voltaje	63
3.5.1	Estabilidad de Voltaje a Demanda Media	63
3.5.2	Estabilidad de Voltaje a Baja Demanda	65
3.6	Modelos de Simulación.....	67
3.6.1	Modelo Dinámico de los Generadores Térmicos	67
3.6.2	Modelo de la Excitatriz de los Generadores Térmicos	67

3.6.3	Modelo de la turbina de los generadores térmicos.....	68
3.7	Modelos de Simulación en PowerWorld	68
3.7.1	Modelo de los Generadores Térmicos.	68
3.7.2	Modelo de la Excitatriz de los Generadores Térmicos	69
3.7.3	Modelo del Gobernador de los Generadores Térmicos....	69
3.8	Análisis de Estabilidad Transiente	70
3.8.1	Caso 1	70
3.8.2	Caso 2	75
3.8.3	Caso 3	78
3.8.4	Caso 4	83
3.8.5	Casos de Generación térmica Eólica	87
3.8.6	Caso 5	88
3.8.7	Caso 6	89
3.8.8	Caso 7	91
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
	BIBLIOGRAFÍA.....	96
	ANEXOS	98

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

San Cristóbal es la capital provincial de Galápagos, es una isla que cuenta con una extensión superficial de 558km², apenas el 15% pertenece al área urbana y rural, mientras que el resto le pertenece a Parque Nacional. El cantón San Cristóbal está situado en el Océano Pacífico, a 930 km del Cabo San Lorenzo, punto más cercano a Galápagos desde el Ecuador Continental. [1]

En la Isla San Cristóbal se utilizaba principalmente combustible fósil (diésel) para la operación de los generadores. A partir de la década de los noventa, los derrames de combustible amenazaban el frágil ecosistema de las Islas Galápagos; el Gobierno del Ecuador tomó nota de estos eventos e inició la búsqueda de alternativas de producción de energía mediante fuentes limpias y renovables. [1]

La generación eléctrica mediante el uso de energías renovables es hoy en día un gran aporte técnico y económico para las Islas Galápagos. Actualmente el sistema eléctrico consta de dos sistemas de generación: térmico y eólico.

Se conoce como generación térmica al proceso de producción de la energía eléctrica mediante los movimientos de motores de combustión interna (MCI) a través de la combustión del diésel. Mientras la energía eólica se origina por el movimiento de las palas de aerogeneradores, los cuales se mueven a raíz de la velocidad del viento.

Actualmente el sistema de generación de la Isla San Cristóbal está compuesto por una central térmica que consta de 5 grupos electrógenos, cuya capacidad instalada es de 3,93 MW. Y un parque eólico ubicado en el Cerro El Tropezón que entró a operar desde octubre de 2007 y está constituido por 3 aerogeneradores de 800KW cada uno, el total de potencia instalada de la central eólica es de 2,4 MW. [1]

Se piensa repotenciar la central de generación térmica con el ingreso de 2 generadores de 1,7 MVA cada uno, estos reemplazarán a dos grupos electrógenos de 650 KW.

La inclusión de nueva generación eólica en la Isla, ha provocado desconexiones en los alimentadores del sistema de distribución o cortes generales en la Isla San Cristóbal, poniendo en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

Para buscar una mejora del sistema ante grandes perturbaciones es necesario un análisis de estabilidad transiente. Las protecciones eléctricas son las encargadas de despejar las fallas eléctricas, otra de sus funciones es evitar que se produzcan daños severos en los generadores. Si la falla se despeja luego de mucho tiempo es probable que toda la red eléctrica pierda sincronismo.

1.1 Alcance

Para plantear una solución a la problemática actual se realizará un estudio de estabilidad a la red eléctrica de la Isla San Cristóbal con la finalidad de verificar los niveles de voltajes de la red en operación normal del sistema eléctrico y en el caso que se originen fallas eléctricas.

Las fallas eléctricas y desconexiones eventuales que se produzcan en el sistema eléctrico pueden ocasionar daños en los generadores, por lo que será necesario incorporar equipos de protección con funciones de sobrevoltajes, sobrecorriente, variación de frecuencia, potencia inversa, pérdida de excitación, entre otros.

Se realizará un análisis de estabilidad estático y dinámico del sistema eléctrico de la Isla San Cristóbal, mediante la simulación del sistema usando el software CYME.

Se espera finalmente recomendar medidas a implementar para que el sistema eléctrico de San Cristóbal se vuelva, estable, más eficiente, con menos cortes de energía; dejando así satisfacción tanto a los distribuidores como a los consumidores.

1.2 Justificación

Las fallas eléctricas que se presentan en el sistema de distribución, en San Cristóbal, causan variaciones de voltaje y desconexiones en los alimentadores, debido a que los generadores cuentan con protección de sobrecorriente, resultando en un mal servicio a los usuarios. Además, se ha añadido nueva generación eólica al sistema, cuyas protecciones han sido configuradas para

desconectar los tres aerogeneradores al mismo tiempo ante una perturbación en el sistema.

Se requiere realizar un análisis de estabilidad de voltaje y estabilidad transiente, mediante la simulación estática y dinámica de la red eléctrica de la Isla, luego de aquello podremos proponer funciones de protección para la generación incorporada, y así garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

1.3 Objetivo General

Analizar las consecuencias de fallas producidas en el sistema eléctrico de distribución de la Isla San Cristóbal mediante el uso del software CYME con la finalidad de elaborar una propuesta de protecciones de los generadores térmicos y conseguir mejorar la estabilidad del sistema.

1.4 Objetivos Específicos

- Análisis estático y dinámico del sistema de distribución de San Cristóbal, mediante el uso del software CYME.
- Proponer nuevas funciones de protección para los generadores.
- Determinar los ajustes para una correcta coordinación de las protecciones propuestas.

1.5 Marco Teórico

1.5.1 Generador con MCI a Diésel

Es un dispositivo que utiliza combustible fósil (diésel) para generar energía mecánica mediante un MCI, para posteriormente transformarla en energía eléctrica mediante un generador, es en esencia, la combinación de dos dispositivos diferentes que trabajan juntos para producir energía. Un motor a diésel quema combustible para producir movimiento para el generador, el cual convierte el movimiento en electricidad. Los dos componentes (el motor y el generador eléctrico) están conectados por un cigüeñal, facilitando la transferencia de movimiento producida por el motor a los imanes del generador.

1.5.2 Aerogeneradores

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas de un aerogenerador giran entre 13 y 20 revoluciones por minuto, a una velocidad variable, lo que genera una corriente alterna de frecuencia variable, la cual es rectificadora por un convertidor AC-DC; la señal de corriente continua es llevada nuevamente a una corriente alterna de la misma frecuencia de la red, a través de un inversor. Esta señal tiene formas de ondas rectangulares, por lo que se utiliza filtros (capacitancia o inductancia). [2]

Los aerogeneradores poseen una característica de potencia eléctrica en función de la velocidad del viento, que se dicta en la norma IEC 61400, la cual se muestra en la Figura 1.1.

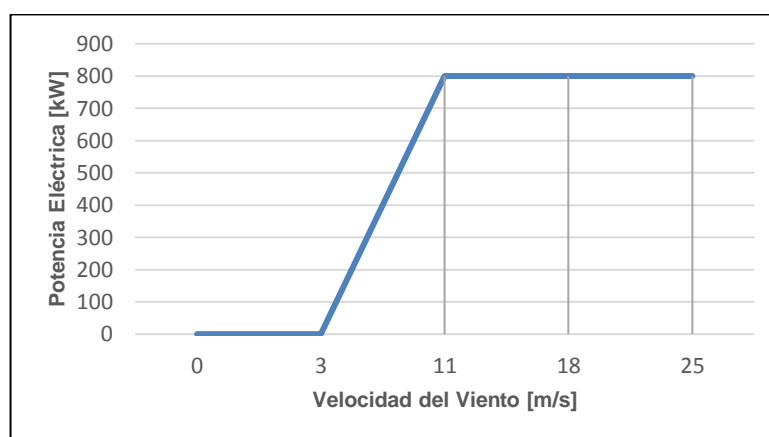


Figura 1.1 Característica de Potencia de un aerogenerador. [2]

La característica indica que el aerogenerador arranca con una velocidad mínima del viento, opera a su potencia nominal, al alcanzar la velocidad nominal. Si el aerogenerador opera a su potencia nominal al alcanzar la velocidad máxima del viento permitida, se debe realizar su detención inmediata, ya que se pueden producir daños severos.

1.5.3 Despacho Económico de Generación

La energía eléctrica se origina a partir de recursos naturales como agua, viento, sol, y no naturales como combustible, por lo que en cada instante

debe generarse lo que se consume (demanda más pérdidas del sistema). La demanda varía de un día a otro y durante el mismo, por lo que la generación debe seguir esa misma variación temporal, manteniendo el voltaje y la frecuencia del sistema lo más estables posibles y cercanos a sus valores nominales, todo aquello con el objetivo de obtener el menor costo de producción y darle continuidad al suministro de energía.

1.5.4 Fallas eléctricas o cortocircuitos

Un sistema eléctrico puede verse afectado por fallas eléctricas o cortocircuitos debido a descargas atmosféricas, fallas en el aislamiento de los equipos o cualquier evento que ocasione que el flujo de la corriente en estado estable incremente y a su vez origine caídas de tensión en zonas adyacentes a la zona donde se produce la falla. Si las corrientes de falla no son despejadas de inmediato pueden ocasionar daños térmicos a los equipos. [3]

1.5.5 Análisis de Armónicos

Los armónicos son señales de corriente y voltaje cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental (60 Hz), estos armónicos se producen debido a la incorporación de equipos electrónicos; lo cual hace que las señales normales de corriente y voltaje se vean distorsionadas, por tanto disminuye la calidad de la energía eléctrica.

La distorsión armónica Individual IHD es la relación porcentual del valor eficaz de la corriente o tensión a la frecuencia de la armónica n , dividida para el valor eficaz de la corriente o tensión a la frecuencia fundamental; mientras que la distorsión armónica total THD es una tasa porcentual que indica el incremento de armónicos en las señales de voltaje y corriente. [4]

La norma IEEE Std. 519 establece los límites de distorsión armónica de acuerdo a los niveles de voltaje de un sistema eléctrico. Estos límites se muestran en la Tabla 1.

Voltaje de Barra	Distorsión de Voltaje Individual IHD (%)	Distorsión de Voltaje Total THD (%)
< 69 [kV]	3	5
69 [kV] a 161[kV]	1,5	2,5
> 161 [kV]	1	1,5

Tabla 1: Límites de distorsión armónica establecidos por la Norma IEEE 519 [5]

1.5.6 Protecciones Eléctricas

Todos los sistemas eléctricos están expuestos a fallas eléctricas y mecánicas en cada uno de los componentes del sistema, por este motivo es necesario proteger al componente en falla y a los componentes aledaños. Al producirse corrientes de fallas eléctricas en el sistema es necesario despejarlas en el menor tiempo posible, a esto denominamos protección primaria; de ser imposible despejar las fallas de inmediato, es necesario que una protección secundaria con un retardo de tiempo sea la encargada de despejar las fallas. Los disturbios eléctricos que permanecen en el sistema eléctrico por mucho tiempo ocasionan daños severos a los componentes del mismo.

1.5.7 Estabilidad

Al ocurrir perturbaciones en los sistemas, las maquinas rotativas se ven afectadas por una variación de su velocidad. En los sistemas eléctricos los generadores son máquinas síncronas que ante la presencia de perturbaciones sufren una oscilación de su velocidad. Un estudio de estabilidad analiza si estas máquinas vuelven a operar con velocidad constante luego de oscilar. [6]

Realizaremos dos tipos de estudios; análisis de estabilidad dinámico o transitorio y análisis de estabilidad estático o de estado estable.

1.5.8 Análisis de Estabilidad Estático o de Estado Estable

Un sistema que está operando en estado estable tiene puntos de operación que pueden considerarse constantes. En este caso los efectos de una perturbación pequeña se pueden analizar linealizando las ecuaciones de comportamiento de los generadores. Este análisis considera perturbaciones que provoquen variaciones pequeñas en los parámetros de operación del sistema. [6]

1.5.9 Análisis de Estabilidad Dinámico o Transitorio.

Este análisis considera las perturbaciones grandes. Generalmente se estudia la primera oscilación luego de un evento anormal, modelando a los generadores como un voltaje interno (E) anterior a una reactancia transitoria (X_d). Asumimos un periodo de tiempo de análisis de 1 segundo, luego del cual si los generadores se encuentran en sincronismo se asume que el sistema es estable. En este análisis no se linealiza los sistemas de ecuaciones. [6]

1.5.10 Software CYME

El programa computacional para realizar este estudio que utilizaremos es CYME, que es un software utilizado para análisis de redes eléctricas. Las herramientas de este programa en las que basaremos nuestro análisis son Flujo de Carga, Cortocircuito, Armónicos, Coordinación de Dispositivos de protección, y Estabilidad Transitoria. [7]

CAPÍTULO 2

2. ESTUDIO DE LA RED ELÉCTRICA SAN CRISTOBAL

En el presente capítulo se analizará el estado actual de la red eléctrica de la isla San Cristóbal, mediante un flujo de potencia simulado en el software CYME. Esta simulación servirá para diagnosticar las inconsistencias de voltajes en diferentes puntos de la red, para proceder con un análisis de estabilidad de voltaje (análisis estático) en el Capítulo 3. Al realizar el flujo de potencia, también se verificará el equilibrio de potencia activa y reactiva en toda la red.

2.1 Descripción de la Red Eléctrica

La red eléctrica San Cristóbal actualmente posee una planta térmica compuesta por 5 unidades a diésel y una planta eólica compuesta por 3 aerogeneradores. A cada generador térmico se asocia un transformador trifásico de dos devanados, los cuales llevaran el nivel de voltaje de generación de 0,48 kV, al nivel de voltaje de alimentación de 13,2 kV. Los aerogeneradores también se encuentran asociados a transformadores que convertirán el nivel de tensión de 1 kV a 13,8 kV. La disposición geográfica de la red se aprecia en la Figura 2.1.



Figura 2.1: Vista geográfica de la red de distribución de San Cristóbal. [8]

2.1.1 Características de los Generadores Térmicos

Las cinco unidades a diésel actualmente operativas suministran 3,8 MVA a la red eléctrica San Cristóbal, se encuentran situadas en la Subestación San Cristóbal, la cual está compuesta de una barra de 13,2 KV, que posee cinco llegadas de los transformadores de 0,48 kV/ 13,2 kV y tres salidas para los alimentadores de la red.

Con el objeto de abastecer el incremento de la demanda futura, se tiene planificado la instalación de dos grupos electrógenos de 1,7 MVA cada uno, los cuales reemplazarán a dos generadores de 650 KW. Por lo que la capacidad instalada de la central térmica incrementará a 5,9 MVA.

El estudio a realizarse sobre la red eléctrica, se implementará esta nueva generación que actualmente escasea de ajustes de protección y es la que provocara desconexiones e inestabilidad en la red. Las características de los generadores para el sistema de estudio se muestran en las Tablas 2 y 3.

CENTRAL TÉRMICA - SAN CRISTÓBAL					
Unidad No.	1	2	3	4	5
Año de Fabricación	1993	2014	2014	2015	2015
Marca Motor	CATERPILLAR	SDMO (MTU)	MTU	SKL (MTU)	SKL (MTU)
Modelo Motor	3512 DITA	16V2000 G85	16V2000 S52	9VD 29/24KL	9VD 29/24KL
Serie Motor	67Z00895	356 112 010	5362010204	860076	860072
Marca Generador	CATERPILLAR	LEROY SOMER	MagnaMax	AEM	AEM
Serie Generador	5VA00689	LSA49.1L11C 6S/4	WA-580634-0512	3015 00063	3015 00062
Potencia Nominal (kW)	650	1.000	850	1.700	1.700
Potencia Efectiva (kW)	520	800	700	1.360	1.360
R.P.M.	1.200	1.800	1.800	900	900
Estado	Operativo	Operativo	Operativo	Montaje/ Puesta en marcha	Montaje/ Puesta en marcha

Tabla 2: Características de los generadores térmicos. [9]

Datos de Impedancias Generación Térmica										
Unidad No.	G1_SC		G2_SC		G3_SC		G4_SC		G5_SC	
Marca Motor	CATERPILLAR		SDMO (MTU)		MTU		SKL (MTU)		SKL (MTU)	
Modelo Motor	3512 DITA		16V2000 G85		16V2000 S52		9VD 29/24KL		9VD 29/24KL	
Potencia Nominal (KVA)	813		1325		1150		1965		1965	
Potencia Activa (kW)	650		1060		920		1670		1670	
Factor de potencia	0,80		0,80		0,80		0,85		0,85	
Voltaje Nominal (KVLL)	0,48		0,48		0,48		4,16		4,16	
Frecuencia (Hz)	60		60		60		60		60	
No. Polos	6		4		4		4		4	
Reactancias	pu	Ohmios	pu	ohmios	pu	ohmios	pu	Ohmios	pu	ohmios
Xd"	0,1580	0,0448	0,1020	0,0180	0,1220	0,0240	0,1834	1,6151	0,1834	1,6151
Xq"	0,1615	0,0458	---	---	---	---	0,2000	0,0346	0,2000	0,0346
Xd'	0,2366	0,0671	0,1280	0,0220	0,1570	0,0310	0,2190	1,8574	0,2190	1,8574
Xd	1,7266	0,4896	2,7060	0,4700	2,6800	0,5370	0,1700	1,4972	0,1700	1,4972
Xq	0,9264	0,2627	0,6910	0,1200	1,2100	0,2420	0,9000	0,1557	0,9000	0,1557
Xo	0,1597	0,0453	0,0620	0,0110	0,0520	0,0100	0,0605	0,5330	0,0605	0,5330
X2	0,0885	0,0251	0,1890	0,0330	0,2070	0,0410	0,1917	1,6151	0,1917	1,6151

Tabla 3: Reactancias de los generadores térmicos. [9]

2.1.2 Características de los Aerogeneradores

La demanda de la isla es cubierta en su totalidad por la central térmica, sin embargo, para disminuir el impacto ambiental ocasionado por la combustión de los generadores a diésel, es necesario poner en operación el Parque Eólico, el cual se encuentra a 12km de la barra principal de la Subestación San Cristóbal. La central eólica tiene una potencia total de 2400 kW (tres aerogeneradores de 800 kW) modelo MADE AE59.

Las características de los aerogeneradores instalados, se muestran en la Tabla 4.

DATOS GENERALES	
Fabricante	MADE
Turbina eólica	AE-59
Potencia nominal	800 kW
Diámetro	59m
Modelo	Antiguo
Clase de viento	IEC IIIa
Compatible offshore	No
Área de barrido	2734 m ²
Densidad de potencia	3,42 m ² /kW
Numero de palas	3
MASAS	
Masa de góndola	29,5 toneladas
Masa de la torre	90 toneladas
Masa del rotor	15,7 toneladas
Masa total	135,2 toneladas
ROTOR	
Velocidad mínima del rotor	11 vuelta/ min
Velocidad máxima del rotor	22,6 vuelta/min
Velocidad mínima del viento	3 m/s
Velocidad nominal del viento	11 m/s
Velocidad máxima del viento	25 m/s
Fabricante	LM Glasfiber
CAJA DE CAMBIO	
Caja de cambios	Si
Niveles	3
Relación de cambios	1 a 66
Fabricante	Flender
GENERADOR	
Tipo	ASYNC
Numero	1
Velocidad de salida máxima del generador	1500 vuelta/min
Tensión de salida	1000 V
TORRE	
Altura mínima de la góndola	50m
Altura máxima de la góndola	60m

Tabla 4: Características de los Aerogeneradores. [10]

2.1.3 Características de los Alimentadores

En la Subestación San Cristóbal, de la barra de 13,2 kV salen tres alimentadores: dos de ellos, con mayor capacidad de carga, se dirigen hacia el sector urbano; mientras que el de menos capacidad alimenta al sector rural.

Para la determinación de la curva diaria de carga se tomó en cuenta el día con mayor consumo de los primeros seis meses del año 2017, este resultó ser el 19 de abril; donde el mayor pico de consumo se dio a las 20:10 y el menor pico de consumo se dio a las 08:50. Las mediciones fueron hechas en la cabecera de los alimentadores, las 24 horas del día en intervalos de 10 minutos. [9]

Las curvas de demanda del 19 de abril del 2017 para cada alimentador se muestran en las Figuras 2.2 y la curva de demanda total se muestra en la Figura 2.3.



Figura 2.2: Curva de Demanda de los Alimentadores en la Subestación. [9]

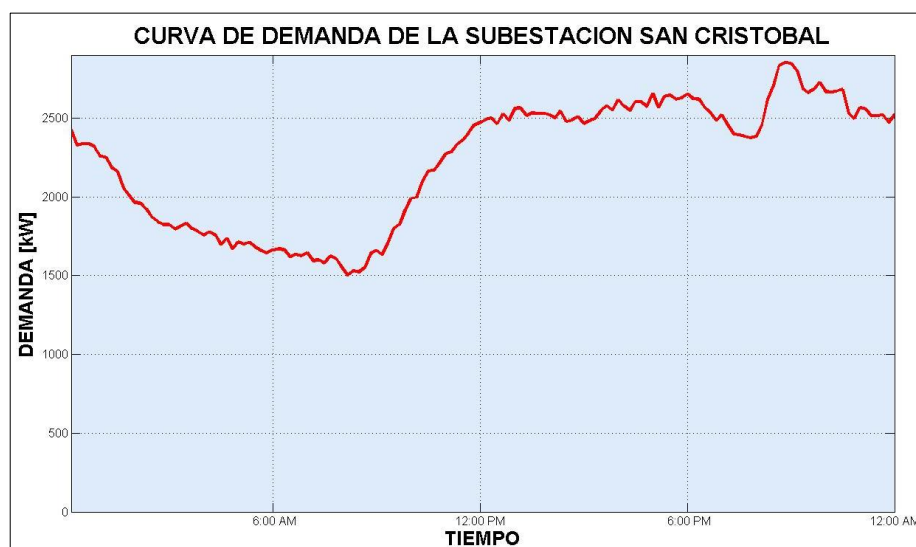


Figura 2.3: Curva de Carga Total de San Cristóbal. [9]

Las cargas máximas y mínimas para cada uno de los alimentadores y la demanda total durante el 19 de abril del 2017 se muestran en la Tabla 5.

	HORA	ALIM_01		ALIM_02		ALIM_03		TOTAL	
		kW	KVAR	kW	KVAR	kW	KVAR	kW	KVAR
DEMANDA MAXIMA	20:10	1336,96	386,29	1304,18	360,60	209,98	53,60	2851,12	800,49
DEMANDA MINIMA	08:50	721,20	293,26	659,18	243,65	119,61	39,43	1499,98	576,34

Tabla 5: Demanda Máxima y Mínima del 19 de abril del 2017. [9]

2.1.4 Sistema de Protecciones

El sistema de protecciones de la Subestación San Cristóbal consta de TC's, TP's, relés, interruptores y reconectores en la cabecera de los alimentadores; cada elemento con características nominales de acuerdo a los requerimientos de falla.

Las funciones de protección están incorporadas en relés inteligentes, los cuales protegen el sistema de manera automatizada, además han sido ajustadas de acuerdo a estudios de cortocircuito realizados anteriormente. Los relés tienen puertos de comunicación que permiten que la supervisión y el control del sistema se lo realicen a través de un sistema SCADA.

- **Protección de Alimentadores**

Cada Alimentador consta de un reconectador en la cabecera del mismo, los cuales poseen TC's y TP's incorporados para cada fase. Las características nominales se muestran en la Tabla 6.

		ALIM_01	ALIM_02	ALIM_03
TC's	I primaria (A)	3000	3000	3000
	I secundaria (A)	5	5	5
TP's	V primario (V)	7700	7700	7700
	V secundario (V)	110	110	110

Tabla 6: Valores nominales de transformadores de instrumentación por fase. [9]

Los reconectadores están automatizados, para operar con los relés incorporados en los tableros de la sala de control. Cada relé consta de cuatro funciones de protección:

- Sobrecorriente instantáneo de fase. (OIP)
- Sobrecorriente temporizado de fase. (OTP)
- Sobrecorriente instantáneo de tierra. (OIG)
- Sobrecorriente temporizado de tierra. (OTG)

Los ajustes de las funciones de protección incorporadas a los relés de los alimentadores se presentan en la Tabla 7.

		UBICACIÓN	MARCA	TIEMPO INVERSO			INSTANTÁNEO	
				TIPO DE CURVA	PICK UP	TD	PICK UP	TD
ALIM_01	FASE	Cabecera Alimentador	ILJIN	IEC VI	120 A	0,1	600 A	0,25
	TIERRA	Cabecera Alimentador	ILJIN	IEC VI	60 A	0,15	360 A	0,25
ALIM_02	FASE	Cabecera Alimentador	ABB PCD 2000	ANSI VI	120 A	1,2	600 A	0,25
	TIERRA	Cabecera Alimentador	ABB PCD 2000	ANSI VI	60 A	2	360 A	0,25
ALIM_03	FASE	Cabecera Alimentador	ABB PCD 2000	ANSI VI	100 A	1,2	500 A	0,25
	TIERRA	Cabecera Alimentador	ABB PCD 2000	ANSI VI	50 A	2	400 A	0,25

Tabla 7: Ajustes de relés de sobrecorriente de los Alimentadores.

2.2 Simulación de la Subestación en CYME

Junto al modelo del sistema eléctrico de distribución proporcionado por la Empresa Eléctrica de Galápagos se diseñará la subestación en la cual se simulará los generadores térmicos y la central de generación eólica. En la Figura 2.4 se muestra la topología de la red vista desde el software CYME.

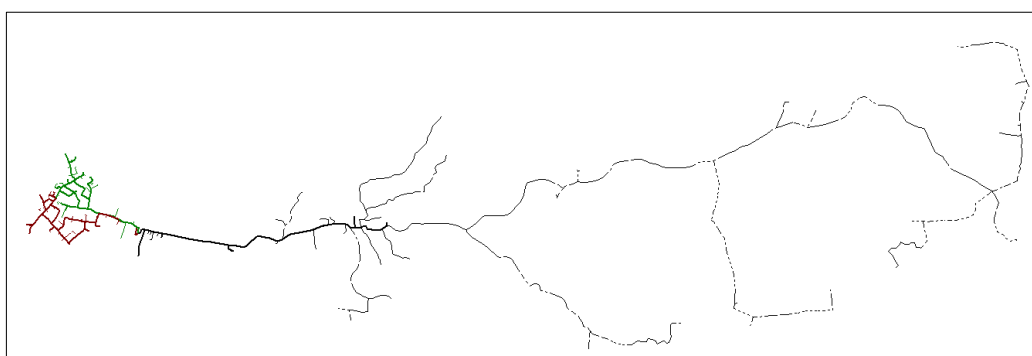


Figura 2.4: Topología de la red en CYME. [9]

Para diseñar la subestación se utilizará la herramienta "Crear Red", con ella se realizará la simulación dentro de una vista imbricada, a la cual se interconectarán los alimentadores 1, 2 y 3 del sistema de distribución de la Isla San Cristóbal.

La subestación consta de una barra principal a 13,2 kV de tensión a la cual se conectan los Alimentadores 1, 2 y 3, la generación térmica y la generación eólica existente en la Isla San Cristóbal.

La generación térmica consta de cinco generadores, tres de ellos se conectan de forma independiente mediante transformadores trifásicos de 1000 KVA, los dos restantes que además son los de mayor capacidad comparten un transformador de 3,7 MVA. La Subestación diseñada en CYME se muestra en la Figura 2.5.

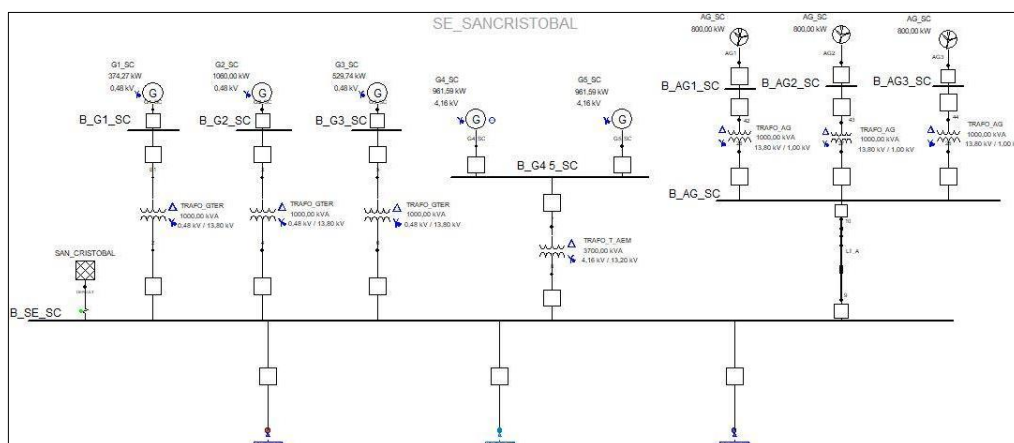


Figura 2.5: Diseño de la Subestación en CYME

La generación eólica se encuentra distante a la subestación, se consideró esto al realizar la simulación. Los tres aerogeneradores se conectan a una barra mediante tres transformadores de 1000 KVA. La energía se transmite hasta la barra principal de la subestación por una línea de transmisión que posee un tramo inicial subterráneo de 3 Km, y luego un tramo de línea aérea de 9 Km.

2.2.1 Distribución de Carga

La Distribución de carga se realiza con la finalidad de igualar las cargas conectadas a lo largo de los alimentadores con la carga concentrada máxima.

El simulador realizará la distribución para cada fase según la potencia aparente de los transformadores instalados en KVA y según el consumo real de los abonados en kW.

Para poder realizar la distribución de carga el simulador requiere datos de factor de pérdidas, factor de carga y de la constante de pérdidas (K). Los cuales se calcularon de la siguiente manera:

Con las mediciones de potencia activa (kW) y reactiva (KVAR) en intervalos de 10 minutos del día de mayor consumo (19 de abril del 2017), se calculó la potencia aparente (KVA) de cada intervalo de tiempo mediante la ecuación 2.1.

$$KVA = \sqrt{kW^2 + KVAR^2}. \quad (2.1)$$

El factor de pérdidas de cada alimentador para cada intervalo de tiempo se muestra en la ecuación 2.2 y es igual a la potencia aparente calculada en cada intervalo dividido para la potencia aparente máxima del alimentador. Luego el factor de pérdidas del alimentador es el promedio de los factores de pérdidas de cada intervalo.

$$Fp = \frac{KVA_i}{KVA_{max}}. \quad (2.2)$$

El factor de carga se muestra en la ecuación 2.3 y es el promedio de la potencia activa (kW) por alimentador dividido para la máxima potencia activa del alimentador.

$$Fc = \frac{kW_{promedio}}{kW_{max}} \quad (2.3)$$

CYME necesita un factor k que se calcula en función de los factores de carga y de pérdida de acuerdo a la ecuación 2.4. Los valores de estos factores calculados para cada alimentador se muestran en la Tabla 8.

$$k = \frac{Fp - Fc^2}{Fc - Fc^2}. \quad (2.4)$$

	KVA MAX	FP	FC	K
ALIM_01	1442,04	0,64	0,77	0,25
ALIM_02	1353,11	0,64	0,77	0,23
ALIM_03	216,71	0,52	0,70	0,16

Tabla 8: Factores de pérdidas, carga y constante de pérdidas.

Una vez realizada la distribución de la carga se colocó medidores al principio de cada alimentador, con la finalidad de verificar los valores de demanda máxima concentrada. El simulador nos muestra un cuadro de resultados, en el que se verificó que los valores de demanda máxima totales

de cada alimentador son aproximados a los valores de demanda asignados considerando las pérdidas a lo largo de cada alimentador. Estos valores por alimentador se muestran en la Tabla 9.

Ubicación del medidor	Fase	Tipo de demanda	Demanda		Asignada	
ALIM_01	Total	kW-kvar	1337	386,3	1334	387,8
ALIM_02	Total	kW-kvar	1304	360,6	1301	362,2
ALIM_03	Total	kW-kvar	210	53,6	209,5	53,6

Tabla 9: Carga asignada a la red considerando pérdidas.

Las sumas de los valores de carga asignados luego de realizar la distribución no consideran las pérdidas a lo largo de los alimentadores, el cuadro de resultados es como se muestra en la Tabla 10.

Nombre del tramo	Fase	Carga conectada			Carga asignada			
		KVA	KWH	#Consum.	kW	kvar	KVA	FP(%)
ALIM_01	Total	3090	620313	1635	1308	350,5	1354	96,6
ALIM_02	Total	3315	498289	1151	1276	325,7	1317	96,9
ALIM_03	Total	1345	85623	426	201,7	51,1	208	96,9

Tabla 10: Carga asignada a la red sin considerar pérdidas.

El número de abonados para el alimentador 1, 2 y 3 son 1635, 1151 y 426 respectivamente.

2.2.2 Flujo de Potencia de la Red

Se tiene a disposición cinco generadores térmicos a diésel y tres aerogeneradores para suplir la demanda en la isla. Para plantear diferentes casos de despacho y simular el Flujo de Potencia de la Red en CYME se consideró las siguientes restricciones:

- Los tres aerogeneradores se considerarán como una sola unidad de 2400 KW, esto debido a que, en operación real al existir un evento anormal en la red, se desconectan del sistema los tres aerogeneradores de forma simultánea.

- Los cinco generadores a diésel tienen como capacidad máxima su capacidad nominal y como límite inferior de generación el 25% de su capacidad nominal, recomendación hecha por los fabricantes. Estos límites superior e inferior de cada generación se muestran en la Tabla 11.
- Por confiabilidad del sistema se debe mantener siempre una reserva rodante, que permitirá tener el margen suficiente para suplir la demanda máxima en caso de que uno de los generadores en operación deba salir de línea.

		G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC	AG_SC (1-2-3)
KW	MAX	650,0	1060,0	920,0	1670,0	1670	2400,0
	MIN	162,5	265,0	230,0	417,5	417,5	---

Tabla 11: Potencia máxima y mínima generada.

Con seis generadores, como se muestra en la Tabla 10, se elaboró una tabla de verdad con 64 casos posibles (2^6), es decir 64 diferentes combinaciones de los generadores. Aplicando a estos casos las restricciones consideradas, quedan los siguientes diez casos que se utilizarán para realizar las simulaciones. Los primeros cuatro casos son de exclusiva generación térmica, sin aerogeneradores. Los siguientes tres casos consideran una generación eólica media, mientras que en los últimos tres se considera una generación eólica alta. Los diez casos se muestran en la Tabla 12 y se explican a continuación, donde 0 y 1 representan el estado de los generadores, on y off respectivamente.

CASO	AG_SC (1-2-3)	G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC
1	0	0	1	1	1	1
2	0	1	0	1	1	1
3	0	1	1	0	1	1
4	0	1	1	1	1	1
5 - 8	1	0	0	0	1	1
6 - 9	1	1	0	1	1	0
7 - 10	1	1	1	0	1	0

Tabla 12: Casos de Análisis de Despacho de Generación.

- **Caso 1**
En operación los generadores térmicos 2, 3, 4 y 5. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador.
- **Caso 2**
En operación los generadores térmicos 1, 3, 4, y 5. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador.
- **Caso 3**
En operación los generadores térmicos 1, 2, 4, y 5. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador.
- **Caso 4**
En operación los generadores térmicos 1, 2, 3, 4, y 5. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador.
- **Caso 5**
En operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 4 y 5. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador, resultando que la generación eólica suple el 42% de la demanda.
- **Caso 6**
En operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 1, 3, y 4. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador, resultando que la generación eólica suple el 42% de la demanda.

- **Caso 7**

En operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 1, 2, y 4. La carga se asigna en proporción a la capacidad nominal de cada generador, resultando que la generación eólica suple el 42% de la demanda.

- **Caso 8**

Posee la misma configuración que el caso 5, en operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 4 y 5. Se asigna la menor generación posible a los generadores térmicos, respetando el límite del 25% de su capacidad nominal, resultando que la generación eólica suple el 71% de la demanda.

- **Caso 9**

Posee la misma configuración que el caso 6, en operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 1, 3, y 4. Se asigna la menor generación posible a los generadores térmicos, resultando que la generación eólica suple el 71% de la demanda.

- **Caso 10**

Posee la misma configuración que el caso 7, en operación los aerogeneradores junto con los generadores térmicos 1, 2, y 4. Se asigna la menor generación posible a los generadores térmicos, resultando que la generación eólica suple el 71% de la demanda.

Se realizó los flujos de potencia usando CYME para cada uno de los diez casos, obteniendo los resultados mostrados en la Tabla 13.

CASO		AG_SC (1-2-3)	G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC	TOTAL
1	KW	--	--	568	493	902	895	2858
	KVAR	--	--	160	138	387	251	936
2	KW	--	377	--	534	976	970	2857
	KVAR	--	106	--	150	411	272	939
3	KW	--	367	598	--	950	943	2858
	KVAR	--	103	168	--	403	265	939
4	KW	--	310	506	439	803	798	2856
	KVAR	--	87	142	123	341	224	917
5	KW	1191	--	--	--	862	830	2883
	KVAR	243	--	--	--	354	360	957
6	KW	1212	329	--	465	875	--	2881
	KVAR	174	145	--	205	406	--	930
7	KW	1185	321	523	--	854	--	2883
	KVAR	168	139	256	--	364	--	927
8	KW	2016	--	--	--	500	417	2933
	KVAR	288	--	--	--	535	209	1032
9	KW	2040	163	--	230	500	--	2933
	KVAR	291	122	--	173	433	--	1019
10	KW	2007	163	265	--	498	--	2933
	KVAR	285	122	199	--	406	--	1012

Tabla 13: Resultados de la Simulación de Flujo en CYME.

En estas simulaciones se escogió al generador G4_SC como el generador de oscilación. En los cuatro casos de simulación no existieron situaciones de anomalía.

2.2.3 Cortocircuito de la Red

Mediante la simulación de cortocircuito a través del software CYME se podrá observar y analizar los casos en los que las fallas ocasionen desequilibrio de voltaje y anomalías en otros sitios de la red.

Este estudio también servirá para dimensionar los nuevos interruptores a incorporarse, y realizar los ajustes de las funciones de protección.

Para los diferentes casos de despacho expuestos anteriormente se realizó un análisis de cortocircuito en las barras de la subestación. El estudio ha sido realizado en régimen permanente y considerando el voltaje nominal en cada nodo de la red como voltaje de pre-falla.

Se determina los valores de corriente, utilizando Potencia base de 100 MVA y Voltaje base de 13,2 kV en la barra principal de la Subestación, para ello se considera las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero referidas a la base del sistema, las cuales se muestran en la Tabla 14 y Tabla 15.

Reactancia		G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC
OHMIOS	X1	0,4896	0,4700	0,5370	1,4972	1,4972
	X2	0,0251	0,0330	0,0410	1,6151	1,6151
	Xo	0,0453	0,0110	0,0100	0,5330	0,5330
BASE PROPIA	X1 pu	1,7276	2,7029	2,6803	0,1700	0,1700
	X2 pu	0,0886	0,1898	0,2046	0,1834	0,1834
	Xo pu	0,1598	0,0633	0,0499	0,0605	0,0605
BASE DEL SISTEMA	X1 pu	232,2572	222,9594	254,7429	8,6514	8,6514
	X2 pu	14,8929	19,5682	24,3121	9,3328	9,3328
	Xo pu	21,4895	5,2182	4,7438	3,0798	3,0798

Tabla 14: Reactancias de Generadores referidas a Base propia y Base del Sistema.

ELEMENTO		TRAFO_GTER	TRAFO_T_AEM
BASE PROPIA	X/R	7,000	11,000
	Z pu	0,065	0,083
	R pu	0,009	0,007
	X pu	0,064	0,082
BASE SISTEMA	R pu	1,005	0,202
	X pu	7,033	2,221
	Z pu	7,104	2,230

Tabla 15: Reactancias de Transformadores referidas a Base propia y Base del Sistema.

Para cada uno de los casos se simuló fallas trifásicas (3ϕ), dos fases a tierra ($2\phi-T$), línea a línea (2ϕ) y línea a tierra ($1\phi-T$).

La nomenclatura de nodos y barras de la subestación se muestra en la Figura 2.6.

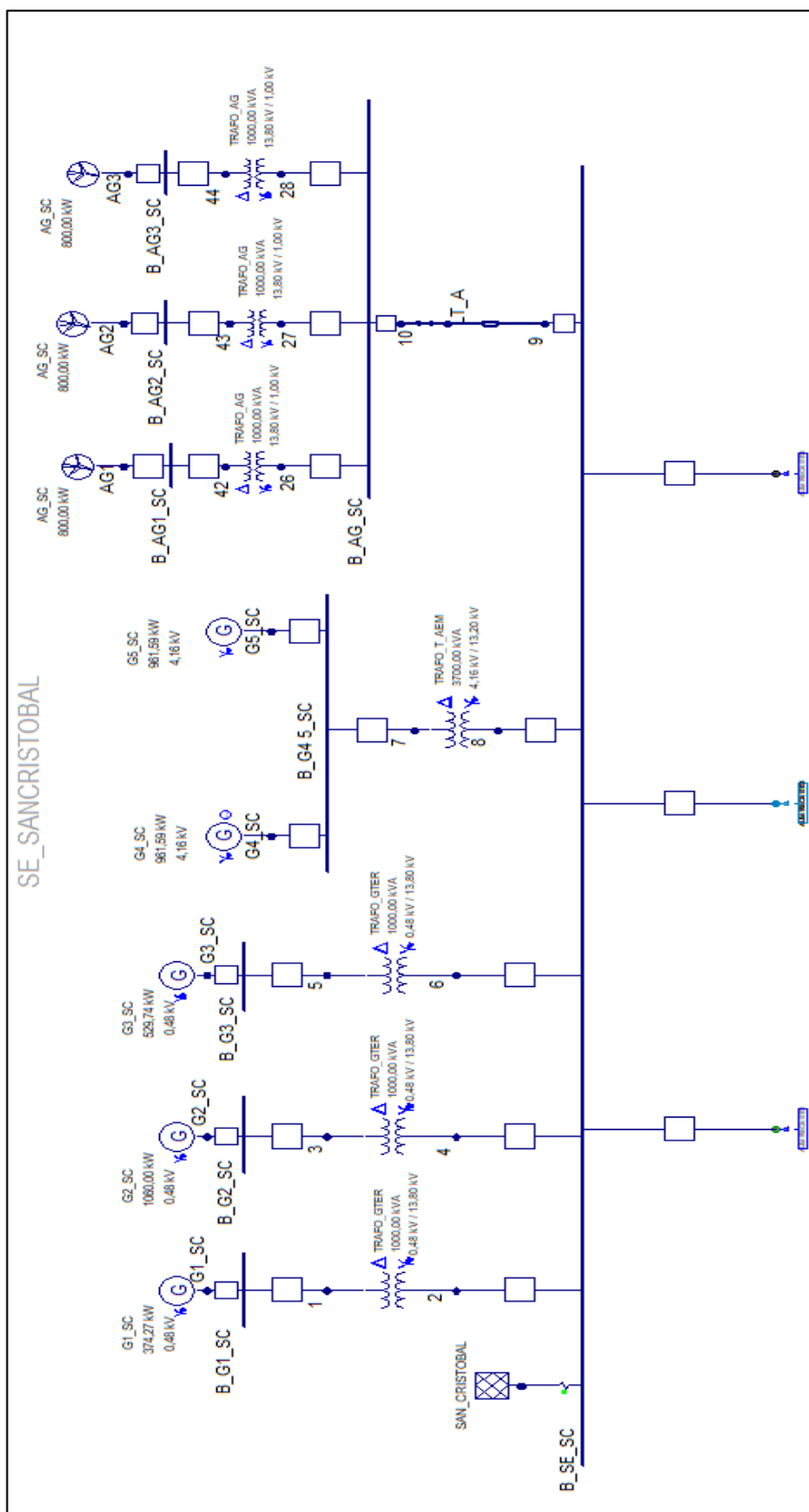


Figura 2.6: Nomenclatura nodos y barras de la Subestación San Cristóbal.

- **CASO 1**

Para el presente caso no existen contribuciones de corriente del generador térmico G1_SC ni de ningunos de los aerogeneradores, por lo que la impedancia equivalente en cada una de las barras será menor, y por tanto también las corrientes de cortocircuito.

La máxima corriente de falla obtenida es de tipo Línea-Tierra de magnitud 15137 [A] y se origina en la fase B de la barra del generador térmico G2_SC.

Los valores máximos y mínimos de corriente según el tipo de falla para este caso se muestran en la Tabla 16.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3 \emptyset	Máx	3	B	9863
	Mín	ALIM_02	C	701
3 \emptyset -T	Máx	3	B	9863
	Mín	ALIM_02	C	701
2 \emptyset	Máx	3	AB	11044
	Mín	ALIM_02	BC	711
2 \emptyset -T	Máx	G3_SC	AB-B	12303
	Mín	6	BC-C	930
1 \emptyset -T	Máx	G2_SC	B	15137
	Mín	ALIM_02	C	1092

Tabla 16: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 1.

Las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra se ocasionaron en la barra B_G2_SC. El detalle de fallas para cada una de las barras se muestra en la Tabla 17.

Barra	Voltaje pre falla [kV]	3 \emptyset [A]	2 \emptyset -T [A]	2 \emptyset [A]	1 \emptyset -T [A]
B_G2_SC	0,48	9863	12228	11044	15137
B_G3_SC	0,48	9808	12303	10682	15019
B_G4_5_SC	4,16	3303	4050	3110	4492
B_SE_SC	13,20	701	952	711	1092

Tabla 17: Cortocircuito Detallado Caso 1.

- **CASO 2**

Para el presente caso no existen contribuciones de corriente del generador térmico G2_SC ni de ningunos de los aerogeneradores, por lo que la impedancia equivalente en cada una de las barras será menor, y por tanto también las corrientes de cortocircuito.

La máxima corriente de falla obtenida es de tipo Línea-Tierra de magnitud 15068 [A] y se origina en la fase C del nodo 5 (primario de transformador G3_SC).

Los valores máximos y mínimos de corriente según el tipo de falla para este caso se muestran en la Tabla 18.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3\emptyset	Máx	1	C	9841
	Mín	ALIM_02	A	700
3\emptyset-T	Máx	1	C	9841
	Mín	ALIM_02	C	700
2\emptyset	Máx	1	BC	11529
	Mín	AL02	AB	722
2\emptyset-T	Máx	G3_SC	BC-C	12309
	Mín	6	BC-C	928
1\emptyset-T	Máx	5	C	15068
	Mín	AL02	A	1106

Tabla 18: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 2.

Las máximas corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra se ocasionaron en la barra B_G3_SC. El detalle de fallas para cada una de las barras se muestra en la Tabla 19.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 \emptyset [A]	2 \emptyset -T [A]	2 \emptyset [A]	1 \emptyset -T [A]
B_G1_SC	0,459	9841	11402	11529	9352
B_G3_SC	0,459	9803	12309	10724	15068
B_G4 5_SC	4,160	3301	4050	3139	4527
B_SE_SC	13,200	700	950	722	1106

Tabla 19: Cortocircuito Detallado Caso 2.

- **CASO 3**

Para este caso las contribuciones de corriente son similares a las del caso 2 (generador G3_SC y aerogeneradores no contribuyen a cortocircuito).

La máxima corriente de falla es de tipo Línea-Tierra de magnitud 15224 [A], se produce en la fase C del generador G2_SC.

El detalle de fallas máximas y mínimas en los diferentes nodos y barras se muestra en la Tabla 20.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3∅	Máx	3	C	9873
	Mín	AL02	A	702
3∅-T	Máx	3	C	9873
	Mín	AL02	C	702
2∅	Máx	1	BC	11567
	Mín	AL02	AC	731
2∅-T	Máx	G2_SC	BC-C	12261
	Mín	AL02	BC-C	930
1∅-T	Máx	G2_SC	C	15224
	Mín	AL02	C	1118

Tabla 20: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 3.

Las corrientes trifásicas y monofásicas de mayor magnitud se presentaron en la barra del generador G2_SC. El detalle de fallas para cada una de las barras se muestra en la Tabla 21.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3∅ [A]	2∅-T [A]	2∅ [A]	1∅-T [A]
B_G1_SC	0,459	9856	11437	11567	9367
B_G2_SC	0,459	9873	12261	11123	15224
B_G4 5_SC	4,160	3308	4059	3164	4557
B_SE_SC	13,200	702	952	731	1118

Tabla 21: Cortocircuito Detallado Caso 3.

- **CASO 4**

En este caso no existen contribuciones de los aerogeneradores mientras que todos los generadores térmicos de la subestación aportan con corriente al cortocircuito.

La corriente de falla máxima es de 15473 [A], es de tipo Línea-Tierra y se produce en la barra del generador G2_SC.

El detalle de fallas máximas y mínimas en los diferentes nodos y barras se muestra en la Tabla 22.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3∅	Máx	3	A	9980
	Mín	AL02	B	719
3∅-T	Máx	3	C	9980
	Mín	AL02	A	719
2∅	Máx	B1	AC	11789
	Mín	AL02	AB	784
2∅-T	Máx	G3_SC	AC-A	12473
	Mín	6	AC-A	972
1∅-T	Máx	G2_SC	C	15473
	Mín	AL02	B	1214

Tabla 22: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 4.

Las corrientes monofásicas y trifásicas con mayor magnitud para este caso, se obtuvieron en la barra del generador G2_SC. El detalle de fallas para cada una de las barras se muestra en la Tabla 23.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3∅ [A]	2∅-T [A]	2∅ [A]	1∅-T [A]
B_G1_SC	0,459	9962	11645	11789	9450
B_G2_SC	0,459	9980	12410	11355	15473
B_G3_SC	0,459	9924	12473	11002	15384
B_G4 5_SC	4,160	3359	4114	3303	4721
B_SE_SC	13,200	719	996	784	1214

Tabla 23: Cortocircuito Detallado Caso 4.

- **CASO 5**

En este caso se incorporan los aerogeneradores para que contribuyan a las corrientes de cortocircuito. De los generadores térmicos solo G4_SC y G5_SC contribuirán con corriente.

La máxima corriente de falla se produce en los bornes del generador G4_SC, es de tipo Línea-Tierra de magnitud 3945 [A].

El detalle de fallas máximas y mínimas en los diferentes nodos y barras se muestra en la Tabla 24.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3 \emptyset	Máx	42	A	3674
	Mín	26	B	467
3 \emptyset -T	Máx	44	A	3674
	Mín	26	C	467
2 \emptyset	Máx	42	AB	3155
	Mín	27	AC	399
2 \emptyset -T	Máx	44	AB-A	3155
	Mín	LT_A	AB-B	556
1 \emptyset -T	Máx	G4_SC	A	3945
	Mín	AG2	C	0

Tabla 24: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 5.

Las corrientes trifásicas de mayor magnitud se producen en los aerogeneradores, mientras que sus corrientes monofásicas son CERO debido a la alta impedancia de secuencia cero. El detalle de cortocircuito se presenta en la Tabla 25.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 \emptyset [A]	2 \emptyset -T [A]	2 \emptyset [A]	1 \emptyset -T [A]
B_AG_SC	13,200	467	642	399	625
B_AG1_SC	0,957	3674	3155	3155	0
B_AG2_SC	0,957	3674	3155	3155	0
B_AG3_SC	0,957	3674	3155	3155	0
B_G4 5_SC	4,160	3192	3939	2667	3945
B_SE_SC	13,200	665	868	562	853

Tabla 25: Cortocircuito Detallado Caso 5.

- **CASO 6**

Para el caso el generador G2_SC y el generador G5_SC no aportan corriente al sistema. La máxima corriente de falla es de 12837 [A] de tipo Línea-Tierra, se produce en la fase A de los bornes del generador G3_SC. El detalle de máximas y mínimas corrientes por tipo de falla se presentan en la tabla 26.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3 \emptyset	Máx	1	A	7688
	Mín	26	B	342
3 \emptyset -T	Máx	B1	A	7688
	Mín	27	B	342
2 \emptyset	Máx	1	AB	9462
	Mín	26	BC	358
2 \emptyset -T	Máx	G3_SC	AC-A	9969
	Mín	LT_A	AB-B	430
1 \emptyset -T	Máx	G3_SC	A	12837
	Mín	42	C	0

Tabla 26: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 6.

Las corrientes de tipo Línea-Tierra analizadas en las barras de los aerogeneradores son de magnitud cero debido a la consideración de alta impedancia de secuencia cero en los aerogeneradores. En la barra del G1_SC se produce la mayor falla trifásica mientras que en la barra del generador G3_SC se obtuvo el mayor módulo de falla monofásica. El detalle de cortocircuito se presenta en la Tabla 27.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 \emptyset [A]	2 \emptyset -T [A]	2 \emptyset [A]	1 \emptyset -T [A]
B_AG_SC	13,200	342	490	358	567
B_AG1_SC	0,957	3037	2958	2958	0
B_AG2_SC	0,957	3037	2958	2958	0
B_AG3_SC	0,957	3037	2958	2958	0
B_G1_SC	0,459	7688	9266	9462	8484
B_G3_SC	0,459	7656	9969	8833	12837
B_G4 5_SC	4,160	1705	2089	1765	2493
B_SE_SC	13,200	435	641	483	775

Tabla 27: Cortocircuito Detallado Caso 6.

- **CASO 7**

Para el caso de estudio los generadores que no aporta corriente al sistema son el generador G3_SC y el generador G5_SC. La mayor corriente de falla se produce en la fase C del generador G2_SC, es de tipo Línea-Tierra de magnitud 13034 [A].

En la tabla 28 se detallan las corrientes máximas y mínimas para el caso.

Tipo de falla		Barra/Nodo	Fase	Corriente [A]
3 \emptyset	Máx	3	C	7726
	Mín	26	C	344
3 \emptyset -T	Máx	3	C	7726
	Mín	26	C	344
2 \emptyset	Máx	1	BC	9514
	Mín	26	AC	362
2 \emptyset -T	Máx	G2_SC	AB-B	9941
	Mín	LT_A	BC-C	432
1 \emptyset -T	Máx	G2_SC	C	13034
	Mín	B_AG1_SC	C	0

Tabla 28: Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas Caso 7.

Las máximas corrientes de falla monofásica y trifásica se producen en la barra del generador G2_SC, mientras que las corrientes de falla monofásicas en las barras de los aerogeneradores son cero. El detalle de cortocircuito se presenta en la Tabla 29.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 \emptyset [A]	2 \emptyset -T [A]	2 \emptyset [A]	1 \emptyset -T [A]
B_AG_SC	13,200	344	492	362	573
B_AG1_SC	0,957	3045	2978	2978	0
B_AG2_SC	0,957	3045	2978	2978	0
B_AG3_SC	0,957	3045	2978	2978	0
B_G1_SC	0,459	7711	9315	9514	8508
B_G2_SC	0,459	7726	9941	9174	13034
B_G4 5_SC	4,160	1712	2098	1786	2517
B_SE_SC	13,200	438	643	490	786

Tabla 29: Cortocircuito Caso 7.

Las corrientes de fallas en la subestación y en las barras de cada uno de los generadores son mayores mientras más generadores hayan operado en el sistema, debido a que la impedancia equivalente disminuye.

El análisis de cortocircuito para todos los casos no reportó anomalías (sobrecarga, subtensión y sobretensión) en ninguno de los equipos y elementos de la red.

Los casos 8, 9, 10 no se analizan debido a que tienen la misma configuración del sistema de los casos 5, 6 y 7, solo varía el despacho de la generación, debido a esto el análisis de cortocircuito es igual.

2.2.4 Análisis de Armónicos

Este análisis se lo realizó con la finalidad de verificar la calidad de la energía suministrada a la isla. Recordemos que la calidad de la energía se ve afectada por la distorsión de las señales de corriente y voltaje en la red eléctrica.

Los convertidores AC-DC y DC-AC incorporados a los aerogeneradores, los cuales llevan la frecuencia variable a la frecuencia fundamental de la red, ocasionan distorsión armónica. Por lo que se analizó los casos 5, 6 y 7 en los que se considera la operación de los aerogeneradores.

Para el análisis se considera la frecuencia fundamental igual a 60 Hz, el análisis armónico se lo realizó en la barra de 13,2 kV donde se interconectan los 3 aerogeneradores y en la barra principal de la subestación San Cristóbal, para verificar la calidad de la energía distribuida. Se hicieron los análisis de barrido de impedancia, para verificar condiciones de resonancia en los armónicos; además de la distorsión de tensión en función del tiempo.

- **Caso 5**

En la gráfica de impedancia vista desde la barra de la Subestación San Cristóbal, no se aprecia condiciones de resonancia, la característica es exponencial a medida que incrementa el orden de armónico. El barrido de impedancia se muestra en la Figura 2.7.

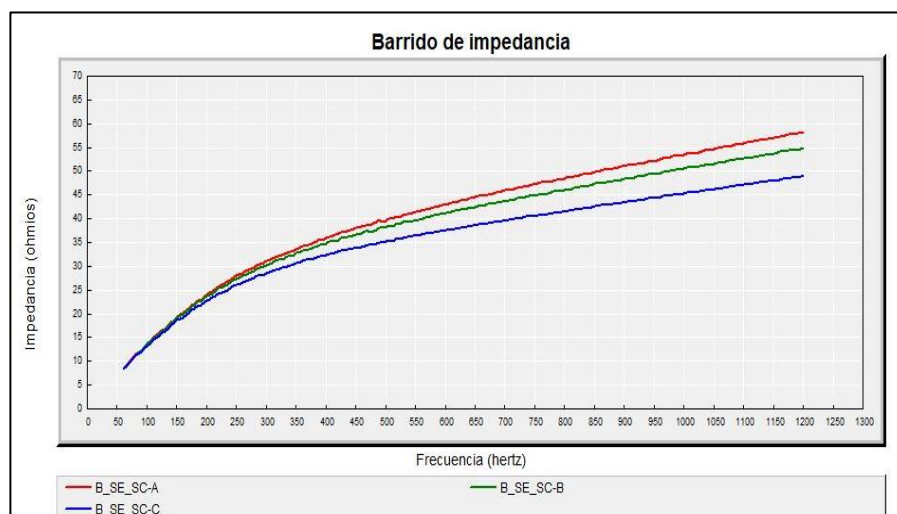


Figura 2.7: Barrido de impedancia Caso 5.

Las características armónicas de tensión presentan distorsión armónica total (THD) baja, es decir no exceden el 5% máximo establecido por la norma IEEE 519 [5], mientras que la distorsión armónica individual (IHD) promedio más alto se presenta en el 5° armónico (300Hz), la cual tampoco excede el 3% máximo establecido por la norma IEEE 519 [5]. El factor THD promedio es mayor en la barra de los aerogeneradores, debido a la cercanía de los equipos de electrónica de potencia incorporados a los aerogeneradores. El detalle de distorsión armónica individual y total, se muestra en la Tabla 30.

BARRA-FASE	kV L-N	180.00 Hz IHD(%)	300.00 Hz IHD(%)	420.00 Hz IHD(%)	540.00 Hz IHD(%)	THD(%)	KVT(kV)
B_AG_SC-A	7,68	0,02	1,32	0,84	0,01	1,57	48,05
B_AG_SC-B	7,72	0,01	1,31	0,81	0,01	1,54	46,56
B_AG_SC-C	7,67	0,00	1,29	0,80	0,00	1,52	45,73
Promedio	7,69	0,01	1,31	0,82	0,01	1,54	46,78
B_SE_SC-A	7,50	0,01	0,69	0,41	0,01	0,80	23,28
B_SE_SC-B	7,49	0,01	0,68	0,39	0,00	0,78	22,29
B_SE_SC-C	7,45	0,00	0,65	0,36	0,00	0,74	21,05
Promedio	7,48	0,01	0,67	0,39	0,00	0,77	22,21

Tabla 30: Detalle de tensión armónica Caso 5.

La grafica de distorsión de tensión para el caso se muestra en la Figura 2.8 y en la Figura 2.9.

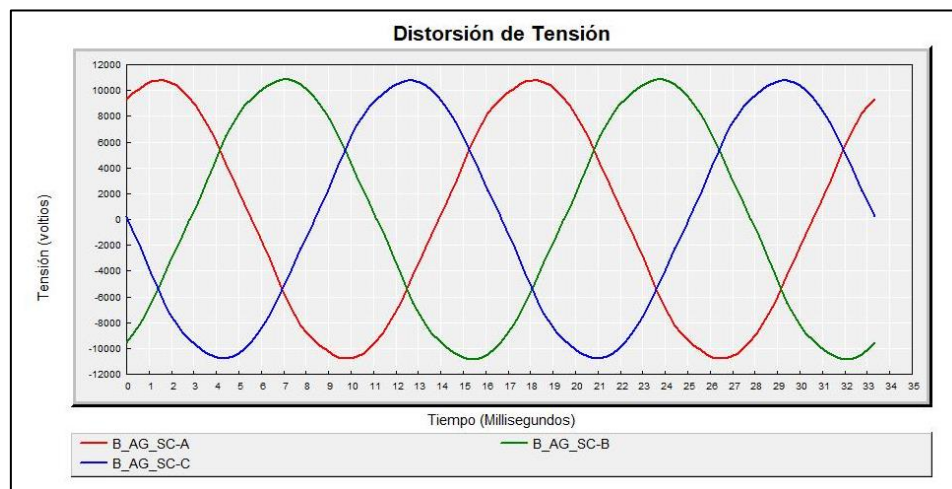


Figura 2.8: Distorsión de tensión en la barra aerogeneradores 13,2 kV Caso 5.

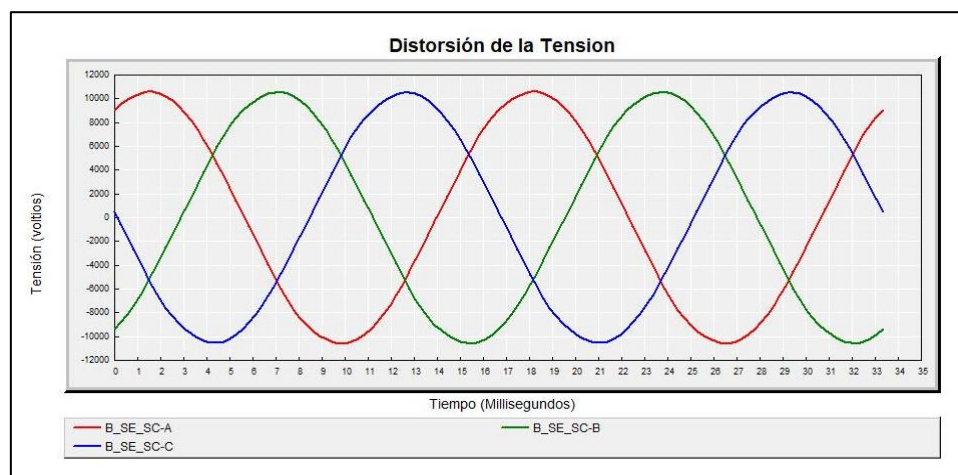


Figura 2.9: Distorsión de tensión en la barra principal 13,2 kV Caso 5.

- **Caso 6**

Para el caso se analizó la característica de impedancia en función de la frecuencia, la cual no presentó condiciones de resonancia. El barrido de impedancia se muestra en la Figura 2.10.

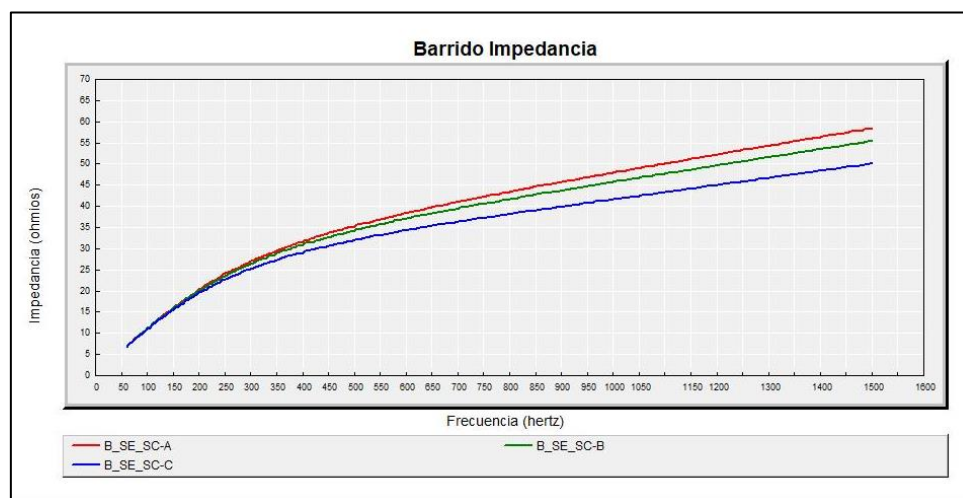


Figura 2.10: Barrido de impedancia Caso 6.

La distorsión armónica individual (IHD) para los armónicos de orden 3, 5, 7 y 9, no exceden los límites establecidos por la norma IEEE 519 [5]. La distorsión armónica total (THD) promedio en la barra principal de los aerogeneradores fue de 1,48% mientras que en la barra principal de la Subestación fue de 0,7%, ambos valores son menores al 5% máximo que se especifica en la norma; por lo que los valores de tensión son aceptados. El detalle de distorsión armónica individual y total, se muestra en la Tabla 31.

BARRA-FASE	kV L-N	180.00 Hz IHD(%)	300.00 Hz IHD(%)	420.00 Hz IHD(%)	540.00 Hz IHD(%)	THD(%)	KVT(kV)
B_AG_SC-A	7,73	0,02	1,26	0,82	0,01	1,50	46,85
B_AG_SC-B	7,77	0,01	1,25	0,79	0,01	1,48	45,61
B_AG_SC-C	7,71	0,00	1,24	0,78	0,00	1,47	44,95
Promedio	7,74	0,01	1,25	0,80	0,01	1,48	45,80
B_SE_SC-A	7,55	0,01	0,62	0,37	0,01	0,72	21,35
B_SE_SC-B	7,56	0,01	0,60	0,36	0,00	0,70	20,69
B_SE_SC-C	7,51	0,00	0,59	0,34	0,00	0,68	19,66
Promedio	7,54	0,01	0,60	0,36	0,00	0,70	20,57

Tabla 31: Detalle de tensión armónica Caso 6.

Las señales de tensión con distorsión armónica para el caso se muestran en la Figura 2.11 y en la Figura 2.12.

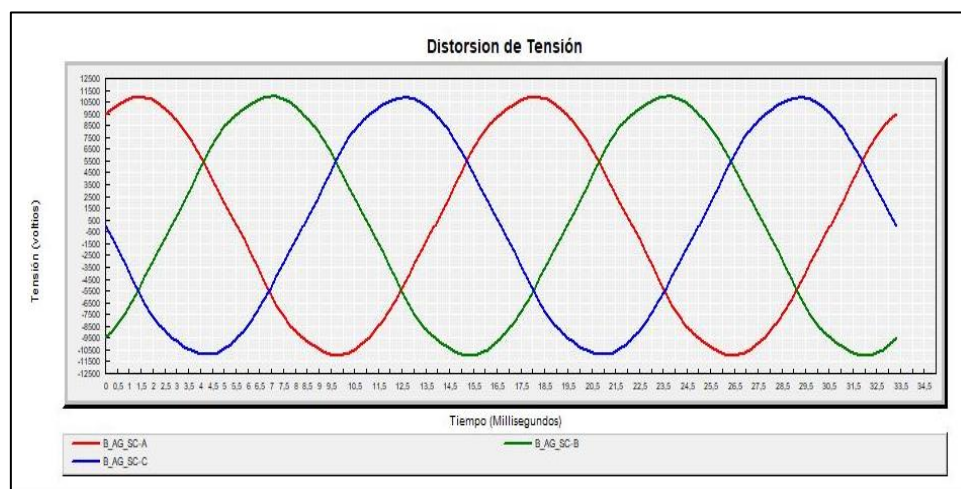


Figura 2.11: Distorsión de tensión en la barra aerogeneradores 13,2 kV Caso 6.

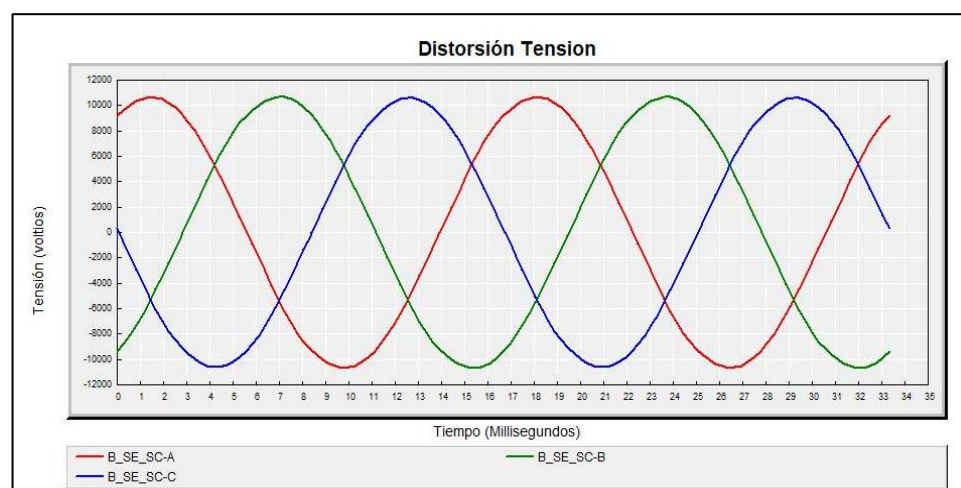


Figura 2.12: Distorsión de tensión en la barra principal 13,2 kV Caso 6.

- **Caso 7**

El barrido de impedancia en función de la frecuencia analizada en la barra principal de 13,2 kV de la Subestación, muestra una característica exponencial sin condiciones de resonancia. El barrido de impedancia se muestra en la Figura 2.13.

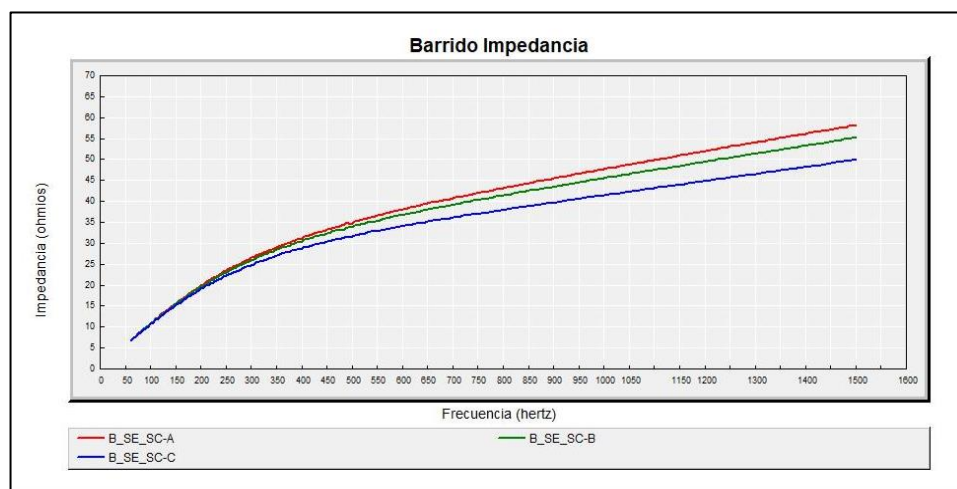


Figura 2.13: Barrido de impedancia Caso 7.

Los valores más altos de distorsión armónica individual (IHD) promedio se presentaron en el armónico de 5° orden, y fueron de 1,24% en la barra de 13,2 kV de los aerogeneradores y de 0,59 % en la barra principal de la subestación, los cuales son aceptables porque están por debajo del 3% máximo establecido por la norma.

La distorsión armónica total (THD) promedio de mayor magnitud se la obtuvo en la barra de interconexión de los aerogeneradores, la cual es aceptable porque está por debajo del 5% máximo establecido por la norma IEEE 519 [5]. El detalle de distorsión armónica individual y total, se muestra en la Tabla 32.

BARRA-FASE	kV L-N	180.00 Hz IHD(%)	300.00 Hz IHD(%)	420.00 Hz IHD(%)	540.00 Hz IHD(%)	THD(%)	KVT(kV)
B_AG_SC-A	7,73	0,02	1,25	0,82	0,01	1,49	46,60
B_AG_SC-B	7,77	0,01	1,24	0,78	0,01	1,47	45,39
B_AG_SC-C	7,72	0,00	1,24	0,78	0,00	1,46	44,76
Promedio	7,74	0,01	1,24	0,79	0,01	1,47	45,58
B_SE_SC-A	7,56	0,01	0,61	0,36	0,01	0,71	20,99
B_SE_SC-B	7,57	0,01	0,59	0,35	0,00	0,69	20,36
B_SE_SC-C	7,52	0,00	0,58	0,33	0,00	0,67	19,36
Promedio	7,55	0,01	0,59	0,35	0,00	0,69	20,24

Tabla 32: Detalle de tensión armónica Caso 7.

Las señales de voltajes no muestran exceso de distorsión armónica. Las señales de tensión con distorsión armónica se muestran en la Figura 2.14 y en la Figura 2.15.

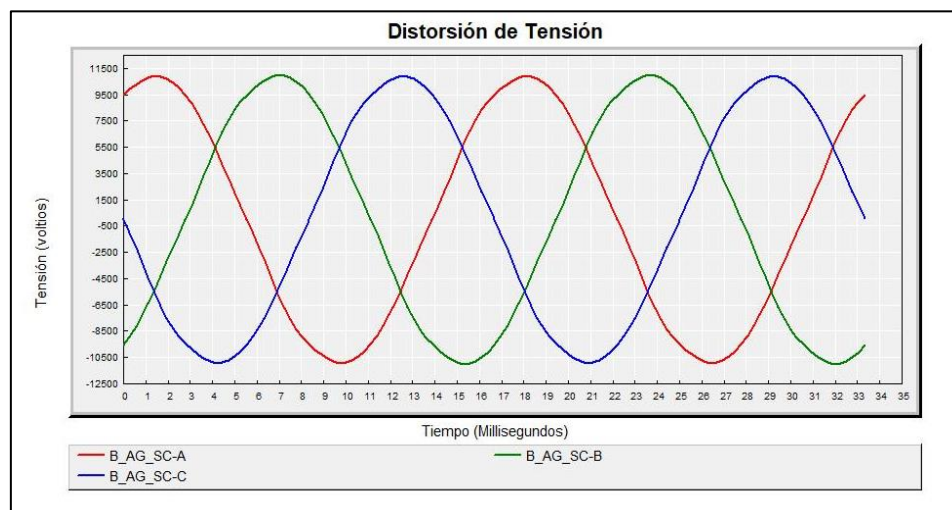


Figura 2.14: Distorsión de tensión en la barra aerogeneradores 13,2 kV Caso 7.

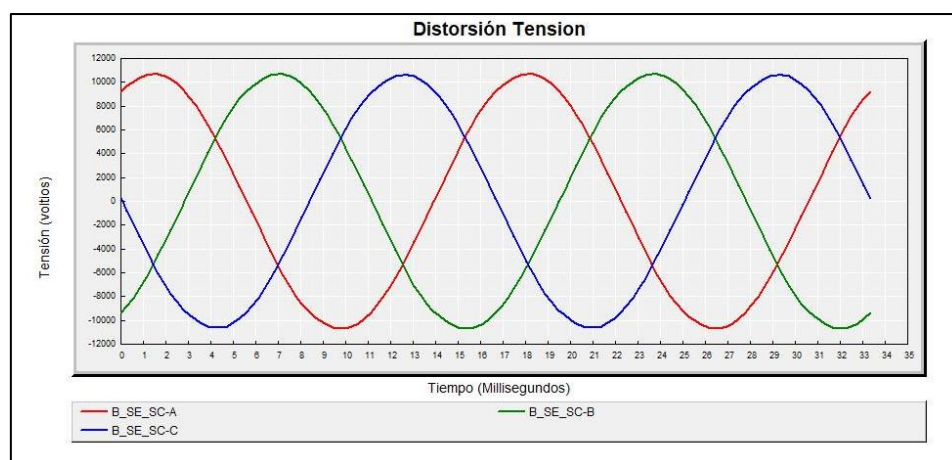


Figura 2.15: Distorsión de tensión en la barra principal 13,2 kV Caso 7.

En cada caso se puede observar que la mayor distorsión armónica total (THD), se produce en la barra de 13,2 kV de los aerogeneradores, debido a la cercanía que existe con los aerogeneradores, que es donde se origina la distorsión armónica de la red.

La configuración de generación del caso 5 presentó la mayor distorsión armónica total (THD) promedio en la barra de los aerogeneradores y en la barra principal de la subestación. Para los casos de estudio analizados anteriormente, no es necesario la incorporación de filtros de armónicos para la mejora de las señales distorsionadas, ya que la tensión cumple con los requerimientos mínimos de distorsión establecidos por la norma IEEE 519 [5].

Los casos 1, 2, 3 y 4 no se analizan, ya que la operación de los aerogeneradores es nula, y por tanto no existe distorsión armónica.

Los casos 8, 9 y 10 son la misma configuración que los casos analizados anteriormente, por tanto, llevan el mismo análisis de resultados.

CAPÍTULO 3

3. PROPUESTA DE PROTECCIONES PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD.

En este capítulo se analizarán los datos y estudios realizados en el Capítulo 2 para realizar una propuesta de protecciones, sus elementos y coordinación, con el fin de mejorar la estabilidad del sistema.

3.1 Pérdidas de Potencia

En la sección 2.2.1 se realizó la distribución de la carga en los alimentadores, de este análisis resultan las pérdidas que se dan en los alimentadores de la red de distribución de San Cristóbal, las que se muestran en la Tabla 33.

	ALIM_01	ALIM_02	ALIM_03	TOTAL
Medidor Cabecera [kW]	1333,7	1301,1	209,5	2844,3
Cargas Asignadas [kW]	1308,3	1276,0	201,7	2786,0
Pérdidas Alimentadores [kW]	25,4	25,1	7,8	58,3

Tabla 33: Pérdidas en los Alimentadores.

Estas pérdidas en los alimentadores son iguales para cada uno de los diez casos que analizamos en el Capítulo 2, debido a que en los diez casos se usó la misma distribución de carga.

En la subestación también se dan pérdidas, diferentes para cada uno de los diez casos de flujo de potencia que se simuló, debido a que cada caso tiene un despacho de generación diferente. Las pérdidas para cada caso se muestran en la Tabla 34.

CASO	TOTAL [kW]	Pérdidas Totales [kW]	Pérdidas en la Subestación [kW]	% Pérdidas Totales
1	2858	72	13,7	2,52
2	2857	71	12,7	2,49
3	2858	72	13,7	2,52
4	2856	70	11,7	2,45
5	2883	97	38,7	3,36
6	2881	95	36,7	3,30
7	2883	97	38,7	3,36
8	2933	147	88,7	5,01
9	2933	147	88,7	5,01
10	2933	147	88,7	5,01

Tabla 34: Pérdidas en la Subestación San Cristóbal.

Las pérdidas en la subestación son debido a las pérdidas en carga, en los transformadores, los interruptores y conductores. En los casos en los que los aerogeneradores están en línea (generando), se puede observar que las pérdidas se incrementan; este incremento se da debido a las pérdidas en el tramo de cable subterráneo de 3 Km y la línea aérea de 9 Km que conecta los aerogeneradores con la barra principal en la subestación, y a las pérdidas en los transformadores elevadores de cada aerogenerador.

En los casos 8, 9 y 10 las pérdidas se incrementan ya que la potencia generada en los aerogeneradores se incrementa, en estos casos se da el mayor porcentaje de pérdidas, iguales al 5%.

3.2 Selección de equipos y elementos de Protección

Para realizar la selección de los elementos de protección se utilizó las corrientes de cortocircuito del caso 4, ya que en este caso se encuentran conectados los 5 generadores térmicos, por lo tanto se tienen las contribuciones de corriente de todos los generadores térmicos ante una falla de cortocircuito.

En la Tabla 23 de la sección 2.2.3 se mostró las magnitudes de corrientes para los diferentes tipos de falla. Para comparar estos resultados se simuló las

mismas corrientes de falla en el software PowerWorld, estos resultados se muestran en la Tabla 35. El porcentaje de error entre ambos resultados es menor al 4%, tal como se muestra en la Tabla 36.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 ϕ [A]	2 ϕ -T [A]	2 ϕ [A]	1 ϕ -T [A]
B_G1_SC	0,48	9980	11195	11321	9279
B_G2_SC	0,48	9999	12075	10943	15044
B_G3_SC	0,48	9942	12201	10692	14976
B_G4 5_SC	4,16	3375	4094	3261	4666
B_SE_SC	13,2	721	988	765	1186

Tabla 35: Corrientes de Cortocircuito simuladas en Powerworld Caso 4.

Barra	Voltaje nominal [kV]	3 ϕ [%]	2 ϕ -T [%]	2 ϕ [%]	1 ϕ -T [%]
B_G1_SC	0,48	0,18	3,87	3,97	1,81
B_G2_SC	0,48	0,19	2,70	3,63	2,77
B_G3_SC	0,48	0,18	2,18	2,82	2,65
B_G4 5_SC	4,16	0,48	0,48	1,26	1,17
B_SE_SC	13,2	0,31	0,75	2,37	2,29

Tabla 36: Porcentaje de error entre Corrientes de Cortocircuito simuladas en CYME y Powerworld Caso 4.

De este caso se escogen las corrientes trifásicas, ya que son las de menor magnitud., excepto para la falla en la Barra B_G1_SC, la cual es mayor. Con estas corrientes se hizo la selección de interruptores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, además de obtener las características y ajustes de los relés de protección. Las funciones de protección ajustadas a estas corrientes permitirán la operación de los relés ante los otros tipos de fallas, que son de mayor magnitud.

3.2.1 Propuesta de interruptores

Los interruptores deben tener la capacidad de soportar y despejar fallas de cortocircuito. El dimensionamiento de los mismos se lo realiza considerando el voltaje nominal, corriente de operación, corriente de cortocircuito y corriente momentánea (corta duración). Las corrientes

nominales de los elementos de la subestación San Cristóbal se muestran en la Tabla 37.

Elemento	Capacidad [KVA]	Voltaje nominal [kV]	Corriente nominal [A]
G1_SC	813	0,48	977,89
G2_SC	1325	0,48	1593,73
G3_SC	1150	0,48	1383,24
G4_SC	1965	4,16	272,71
G5_SC	1965	4,16	272,71
Primario TRAFO_GTER	1000	0,48	1202,81
Primario TRAFO_TAM	3700	4,16	512,28
Secundario TRAFO_GTER	1000	13,8	41,84
Secundario TRAFO_TAM	3700	13,8	154,80
AL01	1336,96	13,2	58,48
AL02	1304,18	13,2	57,04
AL03	209,98	13,2	9,18

Tabla 37: Corrientes nominales de los elementos de la Subestación.

Con las corrientes de cortocircuito determinadas en la sección 2.2.3 se calculó las corrientes y capacidades momentáneas, las cuales se detallan en la Tabla 38.

Barra	Tensión de servicio [kV]	Corriente cortocircuito [A]	Corriente momentánea [A]	Capacidad cortocircuito [MVA]	Capacidad momentánea [MVA]
B_G1_SC	0,46	9962	15939	8	13
B_G2_SC	0,46	9980	15968	8	13
B_G3_SC	0,46	9924	15878	8	13
B_G4_5_SC	4,16	3359	5374	24	39
B_SE_SC	13,2	719	1150	16	26

Tabla 38: Corrientes y capacidades momentáneas.

Con las consideraciones expuestas anteriormente se propone interruptores automáticos, cuyas características se muestran en la Tabla 39.

Descripción	I_480	I_4.16	I_13.2
Tensión asignada de servicio (kV)	0,69	4,76	15
Tensión asignada soportada a impulso (kV)	8	60	95
Corriente permanente asignada (A)	1600	1200	1250
Corriente nominal de corte último de cortocircuito (kA)	20	40	40
Corriente asignada de corta duración por 1s a 690 V, 3s a 4,76 kV y 15 kV (kA)	20	40	40
Tiempo de apertura (ms)	22	83	60
Número de polos	4	4	4
Frecuencia (Hz)	60	60	60
Norma de fabricación	IEC 60947-2	ANSI/IEEE C37.06-1999	IEC 62271-100

Tabla 39: Características de interruptores automáticos. [11] [12] [13]

El interruptor I_480 es seleccionado para proteger los generadores G1_SC, G2_SC, G3_SC y para el primario de los tres transformadores TRAF0_GTER. Mientras que para los generadores G4_SC, G5_SC y el primario del transformador TRAF0_T_AEM se escogió el interruptor I_4.16. Para proteger el secundario de los transformadores TRAF0_GTER y los alimentadores ALIM_01, ALIM_02 y ALIM_03 se propone el interruptor I_13.2.

3.2.2 Propuesta de Transformadores de Corriente

El dimensionamiento de los transformadores de corriente (TCs) para las protecciones de los elementos de la Subestación, se realizó en base a la norma IEEE Std. 57.13-1993 [14], que establece que, la corriente nominal primaria del TC debe ser mayor o igual a la corriente de cortocircuito (I_{cc}) dividida para 20. Esta relación se la compara con la corriente nominal del elemento a proteger, y se escoge la mayor magnitud para la corriente primaria del TC, el dimensionamiento de TCs se muestran en la Tabla 40.

Elemento	Corriente cortocircuito [A]	Corriente nominal [A]	Icc/20	Selección TC
G1_SC	9962	977,89	498,10	1500/5
G2_SC	9980	1593,73	499,00	1500/5
G3_SC	9924	1383,24	496,20	1500/5
G4_SC	3359	272,71	167,95	300/5
G5_SC	3359	272,71	167,95	300/5
Primario TRAF0_GTER 1	9962	1202,81	498,10	1500/5
Primario TRAF0_GTER 2	9980	1202,81	499,00	1500/5
Primario TRAF0_GTER 3	9924	1202,81	496,20	1500/5
Primario TRAF0_TAM	3359	513,51	167,95	600/5
Secundario TRAF0_GTER 1	719	41,84	35,95	100/5
Secundario TRAF0_GTER 2	719	41,84	35,95	100/5
Secundario TRAF0_GTER 3	719	41,84	35,95	100/5
Secundario TRAF0_TAM	719	154,80	35,95	200/5
ALIM_01	719	58,48	35,95	100/5
ALIM_02	719	57,04	35,95	100/5
ALIM_03	719	9,18	35,95	100/5

Tabla 40: Dimensionamiento de TCs.

3.2.3 Propuesta de Transformadores de Potencial

La selección de Transformadores de Potencial (TPs) se la hizo según la Norma IEEE Std. 57.13-1993 [14], tomando en consideración los niveles de tensión y la conexión trifásica de los TPs con acceso al neutro. El dimensionamiento se detalla en la Tabla 41.

	Voltaje nominal VLL [kV]	Voltaje nominal VLN [kV]	Selección TP [V]	RTP	NBI [kV]
TP_1	0,48	0,28	300/520 Y	2,5	30
TP_2	4,16	2,40	2400/4160 Y	20	60
TP_3	13,2	7,62	8400/14400 Y	70	95

Tabla 41: Dimensionamiento de TPs.

3.2.4 Propuesta de relés

Se propone la utilización de relés numéricos multifuncionales, con la finalidad de disminuir el tiempo de despeje de fallas, así también para realizar la supervisión y el control desde el sistema SCADA. Las unidades de protección propuestas son del fabricante SIEMENS. Cada modelo se

escogió basándose, en la importancia de las funciones de protección, requeridas por el elemento a proteger.

Para protección de generadores se escogió el modelo SIPROTEC 4 7UM62, las principales funciones de protección incorporadas se detallan en la Tabla 42.

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SIPROTEC 4 7UM62
Principales Funciones de protección	
Corriente Diferencial	87G/87T/87M
Falla a tierra en el estator, no direccional y direccional	59N, 64G, 67G
Sobrecarga del estator	49
Sobrecorriente de tiempo definido, direccional	50/51/67
Sobrecorriente de tiempo inverso (restricción de voltaje)	51V
Sobretensión	59
Subtensión	27
Frecuencia	81
Potencia inversa	32R
Sobreexcitación (V/Hz)	24
Subexcitación (pérdida de campo)	40
Secuencia negativa	46
Energización inadvertida	50/27
Falla del interruptor	50BF
100% del estator contra falla monofásica con 3er armónico	59TN, 27TN 3er h
Interfaces de comunicación	*PROFIBUS-DP *MODBUS RTU *DNP 3.0

Tabla 42: Funciones de protección del relé SIPROTEC 4 7UM62 [15]

Para protección de transformadores, se propone el relé SIPROTEC 4 7UT6, cuyas funciones de protección incorporadas se presentan en la Tabla 43.

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SIPROTEC 7U76
Funciones de protección	
Diferencial	87 T/G/M/L
Diferencial contra falla tierra	87 N
Sobrecorriente temporizada de fase	50/51
Sobrecorriente temporizada 3lo	50/51 N
Sobrecorriente temporizada de tierra	50/51 G
Secuencia negativa	46
Sobrecarga	49
Sobreexcitación V/Hz	24
Falla de interruptor	50 BF
Monitoreo de temperatura externa	38
Supervisión de circuito de disparo	74 TC
Interfaces de comunicación	*Protocolo IEC 60870-5-103 *PROFIBUS-FMS/-DP *MODBUS o DNP 3.0

Tabla 43: Funciones de protección del relé SIPROTEC 4 7UT6 [16]

Para protección de línea se propone la unidad SIPROTEC 4, el detalle de las principales funciones incorporadas, se muestra en la Tabla 44.

Fabricante	SIEMENS
Modelo	SIPROTEC 4 7SA6
Funciones de protección	
Distancia	21/21N
Direccional contra falla tierra	50N/51N/67N
Teleprotección para protección de distancia	85/21
Falla de interruptor	50 BF
Sobretensión/Subtensión	59/27
Falla de interruptor	50 BF
Reconexión automática	79
Supervisión de circuito de disparo	74TC
Sobrecarga Térmica	49
Interfaces de comunicación	*Protocolo IEC 60870-5-103
	*PROFIBUS-FMS *MODBUS o DNP 3.0

Tabla 44: Funciones de protección del relé SIPROTEC 4 7SA6 [17]

3.3. Funciones de Protección

Se realizó el ajuste de las principales funciones de protección para cada uno de los elementos de la Subestación San Cristóbal.

3.3.1 Protección de Generadores

Los generadores de la subestación San Cristóbal pertenecen a la familia de unidades pequeñas, ya que sus capacidades están en el rango de 1 a 5 MVA. Las principales funciones que se ha propuesto, con sus respectivos ajustes se presentan a continuación:

- **Protección Diferencial (87)**

La protección diferencial es la principal de la unidad 7UM62, requiere inicialmente de los datos nominales del generador, además de los datos de ambos lados de TCs, los cuales tienen la misma relación de transformación. La característica diferencial se origina inicialmente en

una corriente diferencial o de operación I-DIF>(a), la cual representa el 2% de la corriente nominal del generador en el secundario del TC según la Norma IEEE Std C37.102 [18], una corriente opuesta a esta corriente es la corriente de estabilización I-ESTAB. La característica de protección requiere también del ajuste de una primera PENDIENTE 1(b), con origen de un PUNTO BASE 1, misma que limita la operación del relé debido a errores de medición en los TCs; mientras que una segunda PENDIENTE 2(c), originada en un PUNTO BASE 2, delimita la operación debido a saturación en los TCs. El umbral máximo de la característica está dado por la corriente I-DIF>>(d), una corriente interna superior a la magnitud de esta corriente provocará la operación inmediata de la función. La ecuación 3.1 nos muestra el ajuste que recomienda el fabricante para la corriente I-DIF.

$$I-DIF>> > \frac{1}{x_d'} I_{nom \text{ gen}} \quad (3.1)$$

En la Tabla 45 se calculó el umbral de la característica diferencial vista desde el secundario de los TCs de cada unidad de generación.

Ajustes	G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC
2% Inom prim	19,56	31,87	27,66	5,45	5,45
2% Inom sec	0,07	0,11	0,46	0,09	0,09
I-DIF> [A]	0,10	0,15	0,50	0,15	0,15
1/Xd'	4,23	7,81	6,37	4,57	4,57
I-DIF>> [A]	2,76	8,30	5,87	4,15	4,15

Tabla 45: Ajustes de corriente diferencial mínima y máxima para cada generador.

La característica de la protección diferencial se muestra en la Figura 3.1.

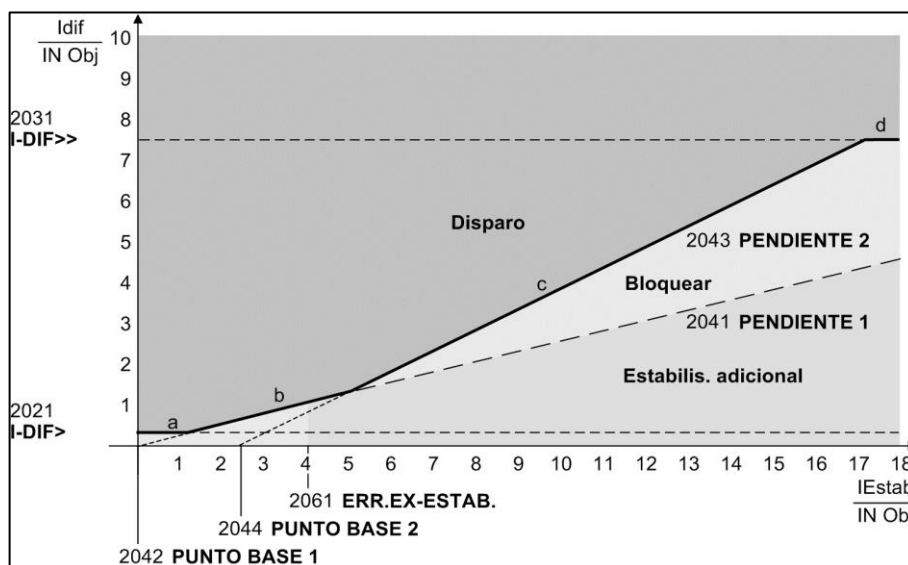


Figura 3.1: Característica de Protección diferencial 7UM62. [15]

Además de los ajustes mencionados anteriormente, se debe ajustar un factor y un tiempo de arranque para evitar la sensibilidad de la función cuando el generador ha estado inoperable. Los ajustes de la función diferencial para las 5 unidades de generación se detallan en la Tabla 46.

Protección Diferencial (87)		
Ajustes	G1_SC,G2_SC;G3_SC	G4_SC,G5_SC
RTC_LAD01	300	60
RTC_LAD02	300	60
FACTOR ARRANQ	2	2
T.max.ARRANQUE	5 s	5 s
I-DIF> [Asec]	0,2	0,2
PUNTO BASE 1	0	0
PENDIENTE 1	0,25	0,25
PUNTO BASE 2	2,5	2,5
PENDIENTE 2	0,5	0,5
ERR.EX-ESTAB	4	4
2do. ARMONICO [%]	15	15

Tabla 46: Ajustes Protección diferencial 7UM62. [15]

- **Protección Subtensión (27)**

La protección debida a una subtensión en el generador presenta un retardo de 3 segundos en su operación si el umbral de voltaje oscila en menos del 90% de su voltaje nominal. Un segundo umbral es ajustado a una temporización más rápida 0,5 segundos si el voltaje de umbral es menor al 75% del voltaje nominal. Estos valores se ajustaron de acuerdo a lo establecido en la Norma IEEE Std C37.102 [18] La Tabla 47 detalla los ajustes de la función de subtensión.

Protección de Subtensión (27)	
Ajustes	
U<	0,90 Vnom
T U<	3 s
U<<	0,75 Vnom
T U<<	0,5 s

Tabla 47: Ajustes Protección de Subtensión 7UM62. [15]

- **Protección Sobretensión (59)**

La protección debida a una sobretensión en el generador presenta un retardo de 3 segundos en su operación si el umbral de voltaje oscila en más del 110% de su voltaje nominal y un segundo umbral es ajustado a una temporización más rápida de 0,5 segundos si el voltaje de umbral es mayor al 130% del voltaje nominal. Estos valores se ajustaron de acuerdo a lo establecido en la Norma IEEE Std C37.102 [18]. Los ajustes de la función de sobretensión se muestran en la Tabla 48.

Protección de Sobretensión (59)	
Ajustes	
U>	1,10 Vnom
T U>	3 s
U>>	1,30 Vnom
T U>>	0,5 s

Tabla 48: Ajustes Protección de Sobretensión 7UM62. [15]

- **Protección de Frecuencia (81)**

La protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia en el generador, requiere del ajuste de 4 escalones de frecuencia con su respectiva temporización. El ajuste de los escalones menores a la frecuencia fundamental determinara subfrecuencia, mientras que los escalones ajustados a mayor frecuencia de la fundamental determinaran sobrefrecuencia. Los ajustes de la protección de frecuencia según la norma IEEE Std C37.102 [18] se detallan en la Tabla 49.

Protección de Frecuencia (81)	
Ajustes	
Escalón f1	58,5
T f1	1 s
Escalón f2	58 Hz
T f2	6 s
Escalón f3	59,5 Hz
T f3	20 s
Escalón f4	62 Hz
T f4	10 s

Tabla 49: Ajustes Protección de Frecuencia 7UM62. [15]

3.3.2 Protección de Transformadores

Para los transformadores se propone una protección diferencial.

- **Protección Diferencial (87)**

La protección diferencial es la principal función de la unidad 7UT6. Los ajustes iniciales a realizar deben ser los datos de placa del transformador, así también como los valores de intensidades nominales de los TCS instalados en ambos lados del Transformador. La característica es la misma que se explicó para protección diferencial de generadores. La corriente diferencial o de operación del relé debe ser superior a la corriente que fluye en la bobina de operación cuando el transformador llegue a operar a su capacidad nominal. En la Tabla 50 se detalla se muestran las corrientes reflejadas en los secundarios de los

TCs y la corriente que fluiría por la bobina de operación ante la operación a capacidad nominal del transformador.

Capacidad [KVA]	1000	3700
Voltaje nominal primario [kV]	0,48	4,16
Voltaje nominal secundario [kV]	13,8	13,2
Corriente nominal primaria [A]	1202,81	513,51
Corriente nominal secundaria [A]	41,84	161,83
RTC Primario	300	120
RTC Secundario	20	40
Corriente nominal primaria en secundario TC	4,01	4,28
Corriente nominal secundaria en secundario TC	2,09	4,05
Corriente de operación nominal 87	1,92	0,23

Tabla 50: Determinación de corrientes nominales en el primario y secundario de los TCs.

Adicionalmente se ajustan, el parámetro CROSSB. 2do.ARM. en inf (infinito) para que en la presencia de armónicos en una de las fases se realice el bloqueo de todas las fases, el ajuste es el tiempo de bloqueo mutuo, que debe quedar activado luego de sobrepasar el umbral I-DIF>. Los ajustes del umbral máximo de corriente diferencial I-DIF> son típicos según la capacidad de los transformadores. Los ajustes de protección diferencial de todos los transformadores de la Subestación San Cristóbal fueron determinados según lo establecido en la norma IEEE Std C37.91 [19] y se detallan en la Tabla 51.

Protección Diferencial (87)		
Ajustes	TRAFO_GTER_SC	TRAFO_AEM_SC
RTC_LAD01	300	120
RTC_LAD02	20	20
FACTOR ARRANQ	2	2
T.max.ARRANQUE	3 s	3 s
I-DIF> [A]	2	0,25
I-DIF>> [A]	8,00	7,50
PUNTO BASE 1	0	0
PENDIENTE 1	0,25	0,25
PUNTO BASE 2	2,5	2,5
PENDIENTE 2	0,5	0,5
ERR.EX-ESTAB	4	4
2do. ARMONICO [%]	15	15
CROSSB. 2do.ARM.	inf	inf

Tabla 51: Ajustes Protección Diferencial 7UT6. [16]

3.3.3 Protección de Línea

Para la línea de transmisión se propone una protección de distancia.

- **Protección de Distancia (21)**

Para la característica cuadrilateral, se ajustan 4 zonas de protección hacia adelante (Z1, Z2, Z4 y Z5) y una zona de protección hacia atrás (Z3). Para cada zona se debe realizar el ajuste en función de la impedancia de la línea con su respectiva temporización. Para los ajustes de la función hay que considerar la influencia de la carga de la línea. Los parámetros del tramo de la línea aérea se muestran en la Tabla 52.

Parámetros	LINEA_AEREA_AG
Longitud[km]	9
Conductor	ACSR 4/0
Voltaje nominal [kV]	13,8
Corriente nominal [A]	357,00
Capacidad [kVA]	8533,12
RL [ohmios/km]	0,2766
XL [ohmios/km]	0,4468
Ro [ohmios/km]	0,50
Xo [ohmios/km]	1,37

Tabla 52: Parámetros de la línea aérea.

En este caso se ajustara la zona Z1 al 85% de ZL, zona Z2 al 115% de ZL y la zona Z3 al 150% de ZL, dejando inactivas las zonas 4 y 5. La característica cuadrilateral se presenta en la Figura 3.2.

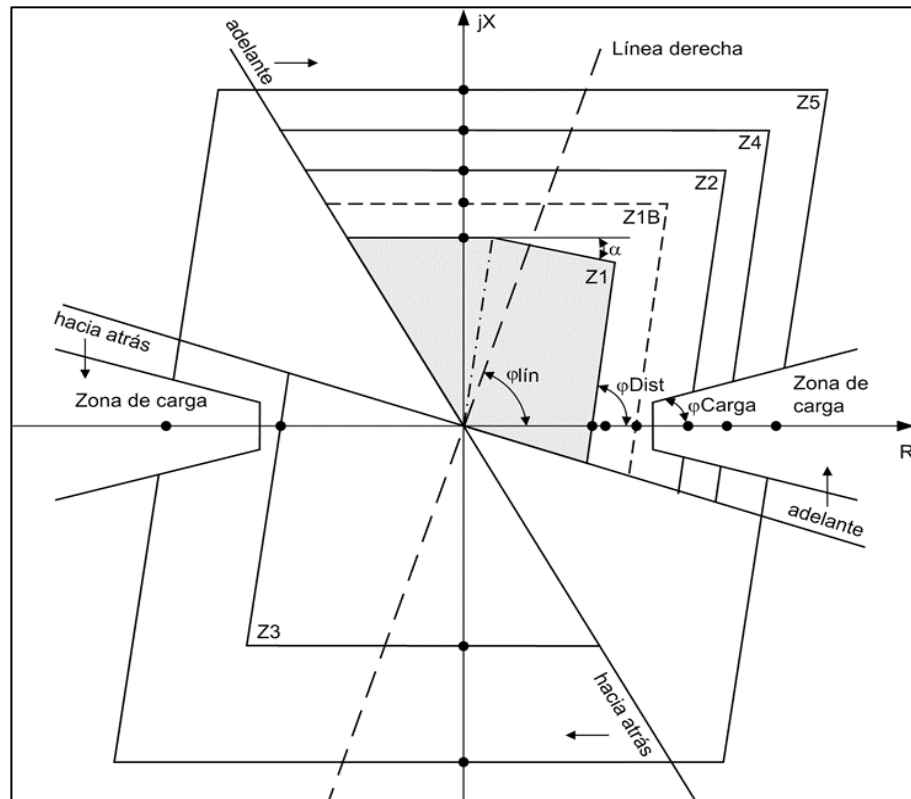


Figura 3.2: Característica Cuadrilateral 7SA6. [17]

Los ajustes de la Función de distancia cuadrilateral fueron determinados según lo establecido en la Norma IEEE C37.113 [20], los ajustes se detallan en la Tabla 53.

Protección de Distancia (21)	
Ajustes	LINEA_AEREA_AG
RTC	80
RTP	70
RLsec	2,85
XLsec	4,60
MODO Z1	Adelante
R(Z1)	2,42
X(Z1)	3,91
RE(Z1)	0,50
T1	0 s
MODO Z2	Adelante
R(Z2)	3,27
X(Z2)	5,29
RE(Z2)	1,00
T2	0,30 s
MODO Z3	Atrás
R(Z3)	4,27
X(Z3)	6,89
RE(Z3)	2,00
T3	0,60 s
MODO Z4	Desactivado

Tabla 53: Ajustes de Protección de distancia 7SA6. [17]

- **Otras Funciones**

Se ajustan también las funciones de Subtensión (27), Sobretensión (59) y frecuencia (81), utilizando los mismos ajustes utilizados para Protección de Generadores.

3.4 Coordinación de Protección de sobrecorriente de fase

La coordinación de protecciones se realiza con la finalidad de despejar las fallas en el menor tiempo posible, considerando la operación de protección primaria y secundaria (respaldo) en el caso de no operación de la protección primaria. Para realizar la coordinación de los dispositivos de protección antes propuestos se utilizó el módulo CYMTCC del software CYME.

3.4.1 Criterios de ajuste y coordinación

Para realizar el ajuste y la coordinación de los relés se considera los siguientes criterios:

- Se utiliza el modelo de curva IEC VI (muy inversa), para todas las funciones de sobrecorriente de los relés SIEMENS Y ABB.
- La corriente nominal de cada elemento debe estar por debajo de la corriente de pick up (umbral) de la función 51.
- El tiempo de coordinación entre las características de sobrecorriente temporizada del primario y el secundario del transformador es de 500 ms.
- La característica inversa del generador no debe sensibilizar la corriente de plena carga del transformador.
- Las características de tiempo inverso del primario y el secundario, no deben sensibilizar la corriente de plena carga y la corriente inrush (2do armónico) del transformador.
- Las funciones de sobrecorriente instantáneas (50) se configuran para protección de generadores, primario de transformador y alimentadores.
- Las funciones de sobrecorriente instantánea (50) son ajustadas considerando la máxima corriente de cortocircuito trifásico.
- El tiempo de despeje máximo de falla es de 60 ciclos.
- Las funciones de sobrecorriente aguas arriba de los elementos de la subestación, dan respaldo a las funciones de protección propias de cada elemento.

3.4.2 Ajustes de las funciones 50 y 51

La corriente nominal de cada elemento no debe ser mayor a la corriente de pick up de la función 51. Caso contrario esta corriente estará dentro de la zona de protección y ocasionará la sensibilidad del relé. El análisis comparativo de corrientes nominales y de pick up de la función 51 se muestra en la Tabla 54.

Dispositivo	Corriente nominal [A]	Corriente de pick up 51 [A]
R_G1_SC	977,89	1350
R_G2_SC	1593,73	1740
R_G3_SC	1383,24	1560
R_G4_SC	272,72	930
R_G5_SC	272,72	720
RP_TRAFO_GTER1_SC	1202,81	1500
RP_TRAFO_GTER2_SC	1202,81	1845
RP_TRAFO_GTER3_SC	1202,81	1662
RP_TRAFO_T_AEM	512,28	777,6
RS_TRAFO_GTER1_SC	41,84	78
RS_TRAFO_GTER2_SC	41,84	82
RS_TRAFO_GTER3_SC	41,84	77,2
RS_TRAFO_T_AEM	154,80	187,2
R_AL01	58,48	120
R_AL02	57,04	110
R_AL03	9,18	100

Tabla 54: Cuadro comparativo corriente nominal y pick up de función 51.

Con las consideraciones que se mencionó anteriormente, se ajusta las funciones de sobrecorriente de los elementos de la Subestación San Cristóbal. La Tabla 55 muestra la relación de transformación (RTC), múltiplo de pickup (M), Corrientes de umbral primarias (I pick up), retardo de actuación de función 50 y dial de tiempo (TD) de la función 51.

Dispositivo	Fabricante Modelo	RTC	Toma I (M)	I pick up 50 [A]	Retardo [s]	Toma L (M)	I pick up 51 [A]	TD
R_G1_SC	SIEMENS 7UM62 IECVI	300	31,3	9390	0,12	4,5	1350,0	0,07
R_G2_SC	SIEMENS 7UM62 IECVI	300	32	9600	0,12	5,8	1740,0	0,1
R_G3_SC	SIEMENS 7UM62 IECVI	300	32	9600	0,12	5,2	1560,0	0,1
R_G4_SC	SIEMENS 7UM62 IECVI	60	55	3300	0,15	15,5	930,0	0,05
R_G5_SC	SIEMENS 7UM62 IECVI	60	54	3240	0,14	12	720,0	0,05
RP_TRAFO_GTER1_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	300	31,4	9420	0,13	5	1500,0	0,07
RP_TRAFO_GTER2_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	300	33	9900	0,13	6,15	1845,0	0,1
RP_TRAFO_GTER3_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	300	33	9900	0,13	5,54	1662,0	0,1
RP_TRAFO_T_AEM	SIEMENS 7UT6 IECVI	120	19	2280	0,14	6,48	777,6	0,05
RS_TRAFO_GTER1_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	20	n/a	n/a	n/a	3,9	78,0	0,1
RS_TRAFO_GTER2_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	20	n/a	n/a	n/a	4,1	82,0	0,12
RS_TRAFO_GTER3_SC	SIEMENS 7UT6 IECVI	20	n/a	n/a	n/a	3,86	77,2	0,12
RS_TRAFO_T_AEM	SIEMENS 7UT6 IECVI	40	n/a	n/a	n/a	4,68	187,2	0,05
R_AL01	ABB PCD2000 IEC VI	20	31	620	0,12	6	120,0	0,05
R_AL02	ABB PCD2000 IEC VI	20	30	600	0,12	5,5	110,0	0,05
R_AL03	ABB PCD2000 IEC VI	20	25	500	0,12	5	100,0	0,05

Tabla 55: Ajustes de funciones de sobrecorriente 50 y 51.

Las funciones de sobrecorriente instantánea (50), tienen un retardo en la operación superior a 0,1 segundos, con la finalidad de evitar la sensibilidad del relé en presencia de la corriente de magnetización del transformador, la cual tiene una característica circular en 0,1 segundos.

Con los ajustes de las funciones de protección se presentan las curvas de coordinación de sobrecorriente de fase, considerando al relé del generador G4_SC como cabezal de la coordinación de los otros dispositivos.

En las Figuras 3.3, 3.4 y 3.5 se presenta la coordinación de protecciones aguas arriba de los 3 alimentadores.

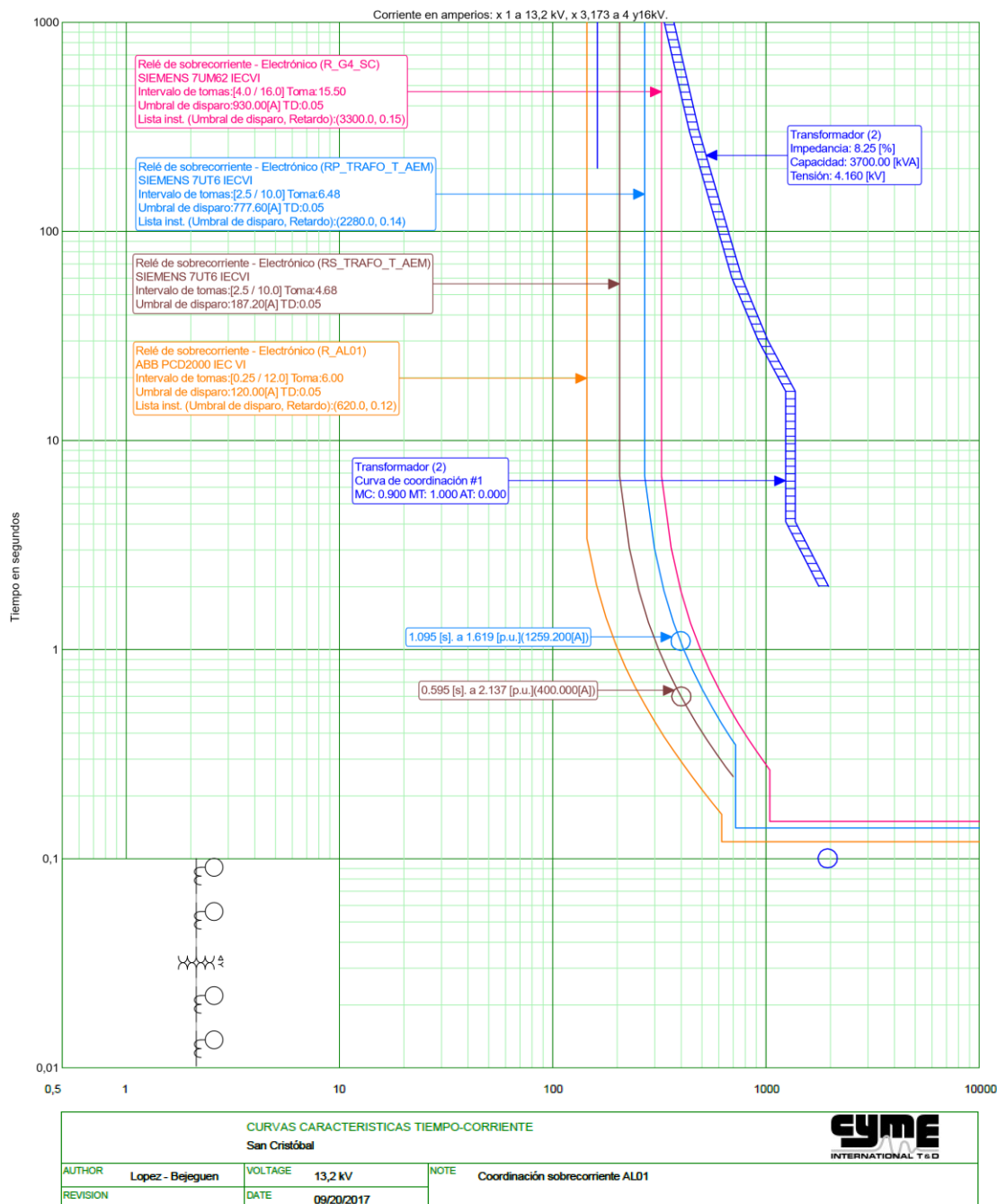


Figura 3.3. Coordinación sobrecorriente de fase aguas arriba del Alimentador 1

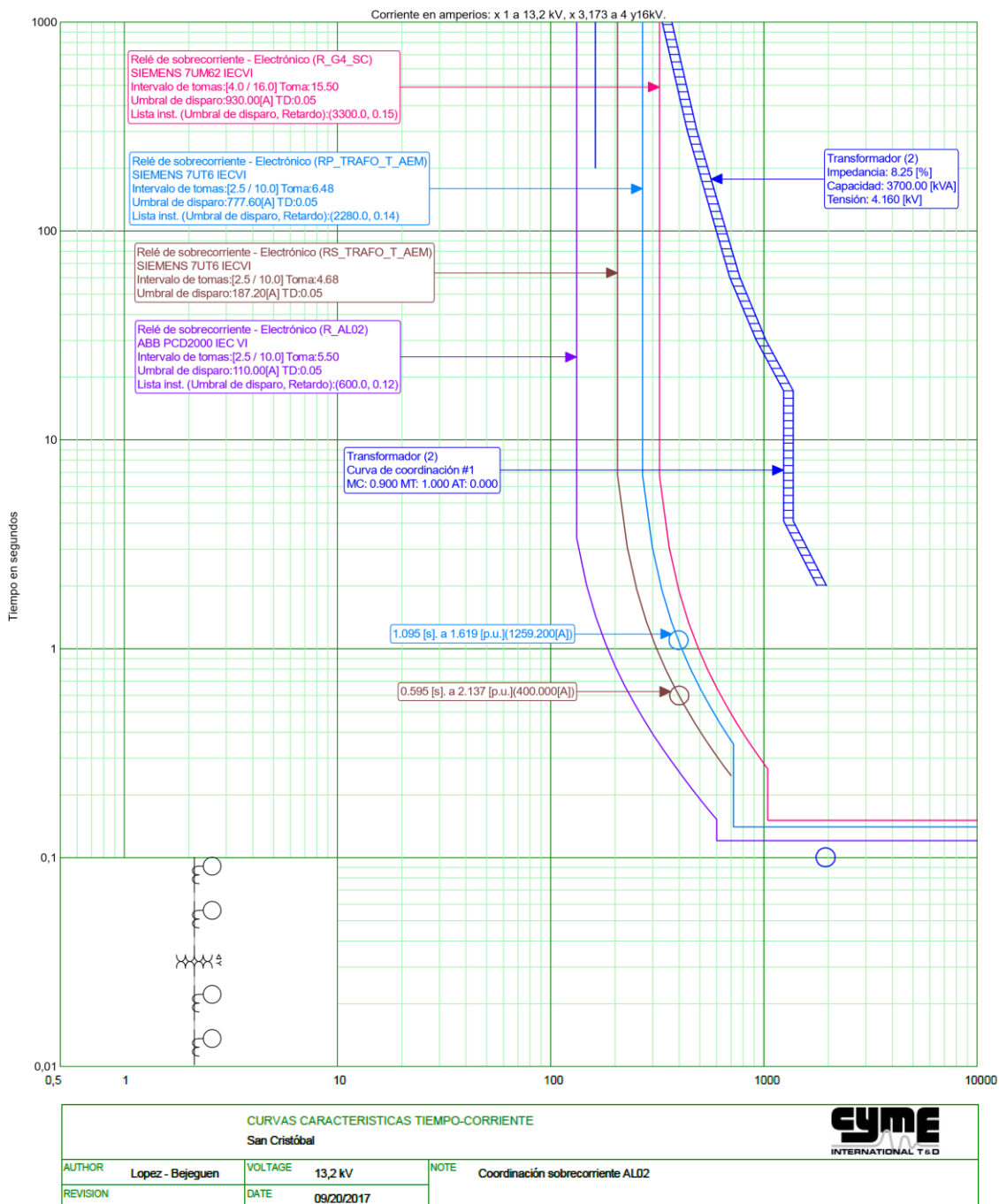


Figura 3.4. Coordinación sobrecorriente de fase aguas arriba del Alimentador 2

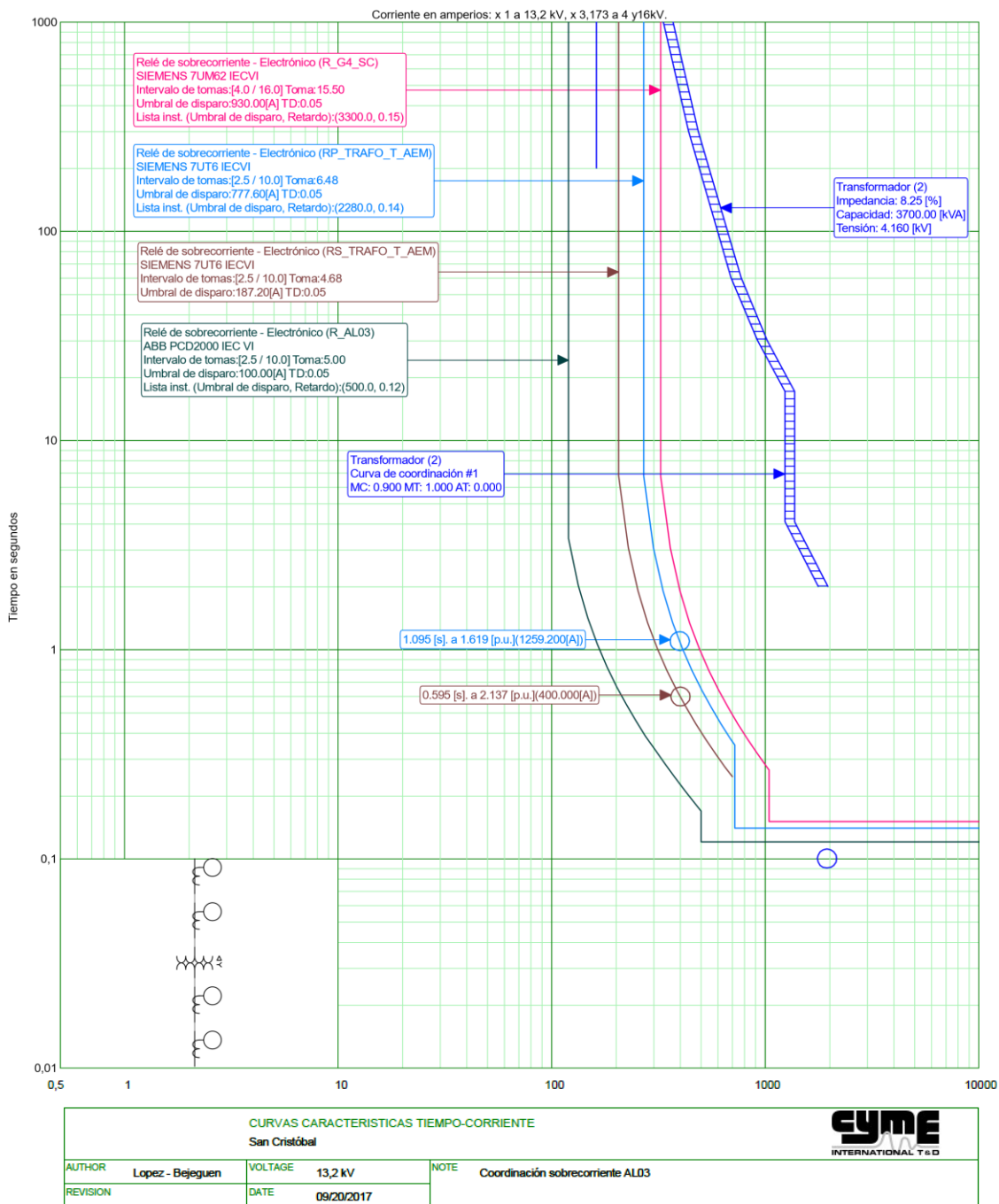


Figura 3.5. Coordinación sobrecorriente de fase aguas arriba del Alimentador 3

3.5 Análisis de Estabilidad de Voltaje

Para el análisis de estabilidad de voltaje se realizará el despacho de generación y se mostrarán los niveles de voltaje y pérdidas a la máxima carga, a media y a baja carga. Para lo cual se considerará la curva de demanda del día de máxima carga que obtuvimos en el Capítulo 2 que se muestra en la Figura 2.3. En la Tabla 56 se muestra la demanda máxima, media y mínima del 19 de abril del 2017.

	HORA	kW	%	KVAR	%
DEMANDA MAXIMA	20:10	2851,12	100	800,49	100
DEMANDA MEDIA	**	2227	78	757,22	95
DEMANDA MINIMA	08:50	1499,98	52,6	576,34	72

Tabla 56: Demanda máxima, media y mínima del 19 de abril del 2017.

El flujo de potencia a demanda máxima se realizó en la sección 2.2.2 y el análisis de pérdidas al inicio del capítulo 3, por lo cual esta parte se centrará en el flujo de potencia a demanda media y mínima. Se continuarán considerando las tres restricciones propuestas en el Capítulo 2 con las cuales resultan diez casos posibles de configuraciones de despacho.

3.5.1 Estabilidad de Voltaje a Demanda Media

En la Tabla 51 se observa que la demanda media representa el 78% y el 95% de la demanda activa y reactiva máxima respectivamente, porcentaje que se ingresó en el módulo de flujo de carga de CYME. Con estos datos se obtiene un flujo de potencia para cada uno de los 10 casos. Los datos del flujo se presentan en la Tabla 57

CASO		AG_SC (1-2-3)	G1_SC	G2_SC	G3_SC	G4_SC	G5_SC	TOTAL
1	KW	-	-	444	385	700	699	2228
	KVAR	-	-	151	131	243	238	763
2	KW	-	295	-	417	758	758	2228
	KVAR	-	100	-	142	265	258	765
3	KW	-	287	467	-	738	736	2228
	KVAR	-	98	159	-	130	250	637
4	KW	-	242	395	343	624	623	2227
	KVAR	-	83	134	117	205	212	751
5	KW	930	0	0	0	665	649	2244
	KVAR	132	0	0	0	301	324	757
6	KW	948	257	0	363	676	0	2244
	KVAR	135	145	0	204	255	0	739
7	KW	936	250	408	0	649	0	2243
	KVAR	132	138	225	0	243	0	738
8	KW	1392	0	0	0	455	417	2264
	KVAR	198	0	0	0	377	209	784
9	KW	1416	163	0	230	456	0	2265
	KVAR	201	122	0	173	277	0	773
10	KW	1380	163	265	0	455	0	2263
	KVAR	198	122	199	0	253	0	772

Tabla 57: Resultados de la Simulación de Flujo a Demanda Media.

Los casos 5, 6 y 7 asumen un porcentaje de generación eólica del 42 % de la demanda total, mientras que los casos 8, 9, 10 poseen la misma configuración del sistema que los tres anteriores pero asumen un 63% de generación eólica.

En los 10 casos de configuración de despacho a demanda media no se encontró ningún caso de sobrevoltaje o subvoltaje en los distintos elementos de la red.

- **Pérdidas de Potencia.**

Las pérdidas de potencia son diferentes para cada caso debido a que poseen una configuración de despacho distinta. Las pérdidas totales en valor real y en porcentaje se muestran en la Tabla 58.

CASO	TOTAL [kW]	Pérdidas Totales [kW]	% Pérdidas Totales
1	2228	55	2,48
2	2228	55	2,47
3	2228	55	2,44
4	2227	54	2,43
5	2244	71	3,15
6	2244	71	3,14
7	2243	71	3,13
8	2264	91	4,04
9	2265	91	4,06
10	2263	91	3,98

Tabla 58: Pérdidas de Potencia.

En los casos con generación eólica tenemos un mayor porcentaje de pérdidas debido a las pérdidas de la línea de conexión entre la subestación y el parque eólico. En todos los casos las pérdidas son bajas.

3.5.2 Estabilidad de Voltaje a Baja Demanda

En la Tabla 56 se observa que la baja demanda representa el 52,6% y 72% de la potencia activa y reactiva máxima respectivamente. Estos porcentajes se ingresan al CYME para obtener un flujo de potencia para cada uno de los casos. Los datos de despacho de generación para cada uno de los casos se muestran en la Tabla 59.

En los casos con generación eólica se lleva a los generadores térmicos al límite inferior de generación, no menor al 25% de su potencia nominal por recomendación de los fabricantes, asignando la generación restante a los generadores eólicos. Debido a esto sólo se consideran tres casos con energía eólica, a un solo nivel de participación y no seis casos como en los estudios anteriores. En estos tres casos la generación eólica alcanza un 45% de la generación total.

En los siete casos de despacho de generación no se encontró problemas de sobrevoltaje o subvoltaje en los distintos elementos de la red.

CASO		AG_S C (1-2- 3)	G1_SC	G2_SC	G3_S C	G4_SC	G5_S C	TOTAL
1	KW	-	-	298	259	479	470	1506
	KVAR	-	-	114	99	133	180	526
2	KW	-	198	-	281	517	510	1506
	KVAR	-	76	-	108	147	196	527
3	KW	-	193	314	-	504	495	1506
	KVAR	-	74	120	-	143	190	527
4	KW	-	163	266	231	427	419	1506
	KVAR	-	62	102	88	107	161	520
5	KW	663	0	0	0	433	418	1514
	KVAR	93	0	0	0	210	209	512
6	KW	687	162	0	230	436	0	1515
	KVAR	99	121	0	172	115	0	507
7	KW	654	162	265	0	433	0	1514
	KVAR	93	121	198	0	94	0	506

Tabla 59: Resultados de la Simulación de Flujo a Demanda Baja.

- **Pérdidas de Potencia.**

Las pérdidas en cada uno de los casos son distintas debido a la diferente configuración de despacho. Las pérdidas y su porcentaje se muestran en la Tabla 60.

CASO	GENERACIÓN [kW]	Pérdidas Totales [kW]	% Pérdidas Totales
1	1506	41	2.71
2	1506	41	2.71
3	1506	41	2.71
4	1506	41	2.68
5	1514	49	3.22
6	1514	49	3.26
7	1514	49	3.21

Tabla 60: Pérdidas de Potencia.

En todos los casos las pérdidas se encuentran dentro de los rangos aceptables.

3.6 Modelos de Simulación

Para el análisis de estabilidad se utilizarán modelos dinámicos de los generadores y sus componentes.

3.6.1 Modelo Dinámico de los Generadores Térmicos

Para la simulación de los cinco generadores térmicos de la subestación se utilizó el modelo "Tipo 5" del software CYME, el cual hace referencia a un generador con un rotor de polos lisos, y considera los efectos transitorios y subtransitorios del generador, los mismos que son necesarios considerar en el análisis de estabilidad. El modelo de estos generadores se muestra en la Figura 3.6.

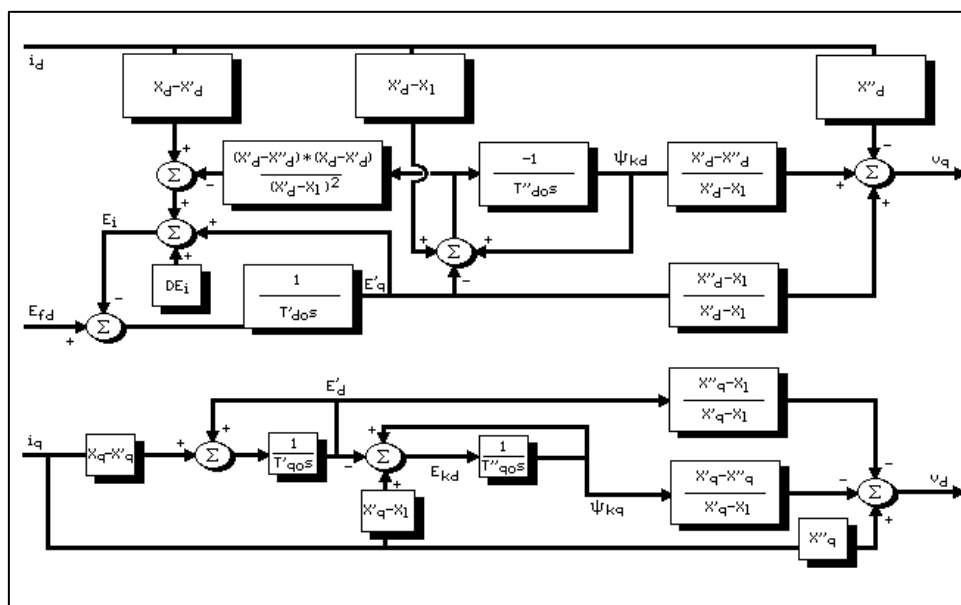


Figura 3.6: Modelo de los generadores térmicos en CYME. [7]

3.6.2 Modelo de la Excitatriz de los Generadores Térmicos

Para modelar la excitatriz de los generadores térmicos se utilizó el modelo de excitatriz Tipo 1 normalizado por la IEEE, el cual considera un sistema con excitatriz giratoria y regulador de acción continua. Este modelo se muestra en la Figura 3.7. [20]

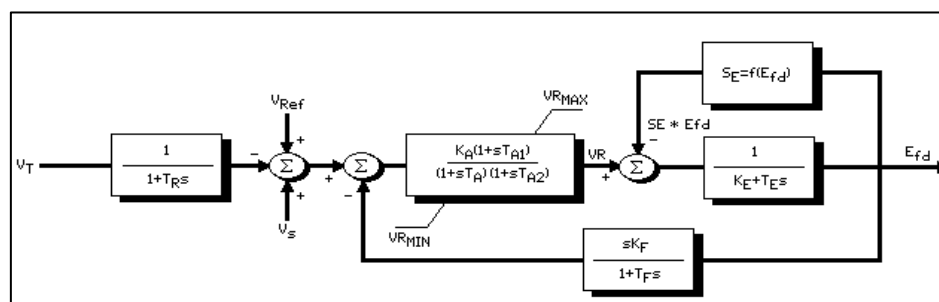


Figura 3.7: Modelo de la excitatriz de los generadores térmicos. [20]

3.6.3 Modelo de la turbina de los generadores térmicos

Este modelo controla la potencia mecánica que mueve el rotor del generador para controlar la velocidad angular y con ellos la frecuencia de la energía generada. Este modelo asume un proceso de combustión ideal. El modelo de la turbina se muestra en la Figura 3.8. [7]

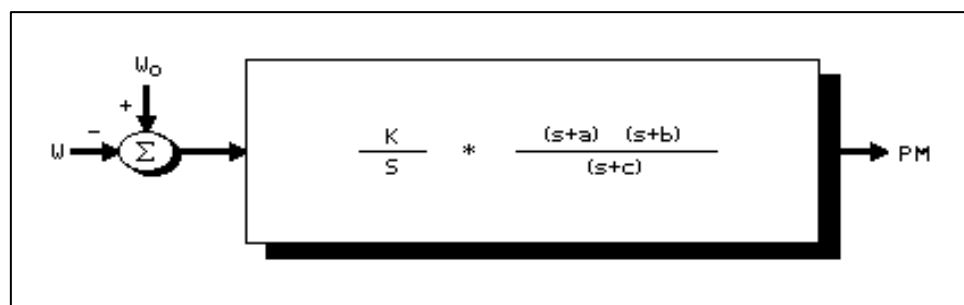


Figura 3.8: Modelo de la turbina de los generadores térmicos. [7]

3.7 Modelos de Simulación en PowerWorld

Para las simulaciones en PowerWorld seleccionaremos modelos dinámicos de los generadores y sus componentes de las librerías del software.

3.7.1 Modelo de los Generadores Térmicos.

Para los cinco generadores térmicos de la subestación se utilizará el modelo de máquina "GENROU", que se observa en la Figura 3.9. Este modelo es para generadores síncronos.

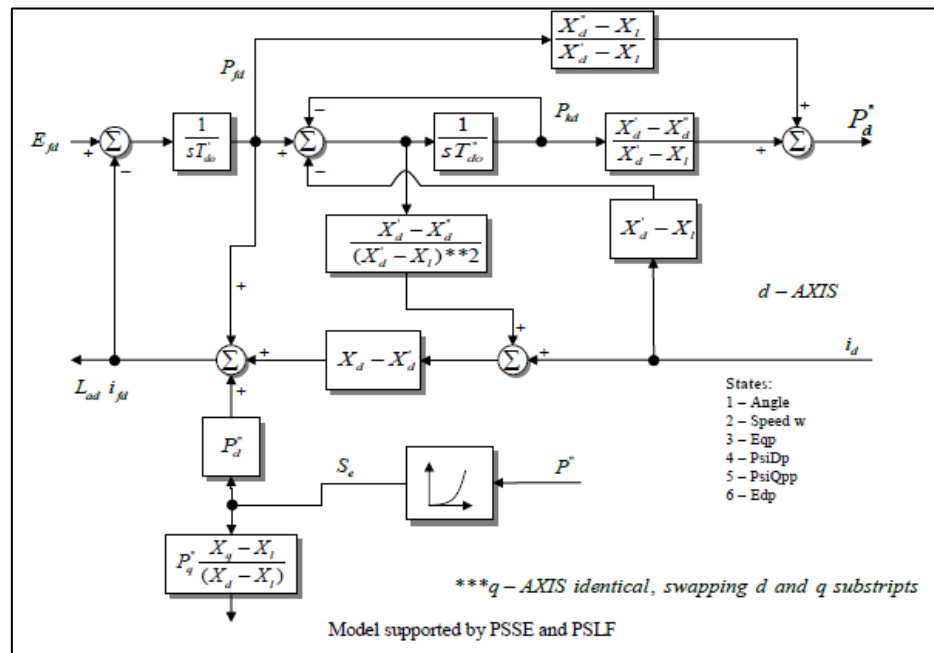


Figura 3.9: Modelo de Generador Síncrono GENROU. [21]

3.7.2 Modelo de la Excitatriz de los Generadores Térmicos

Para simular la excitatriz se utilizará el mismo modelo que se muestra en la figura 3.7, usado en CYME, el modelo de excitatriz IEEE Tipo 1.

3.7.3 Modelo del Gobernador de los Generadores Térmicos

Para los gobernadores de los generadores térmicos se usará el modelo DEGOV, usado para maquinas a diesel.

Este modelo se presenta en la Figura 3.10.

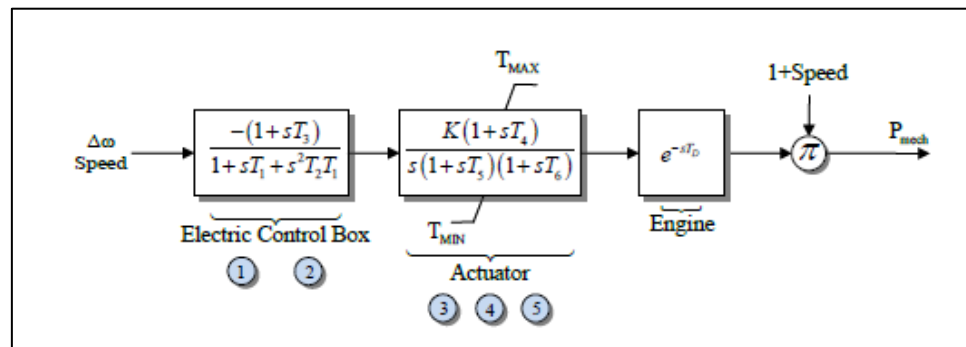


Figura 3.10: Modelo del Gobernador DEGOV. [21]

3.8 Análisis de Estabilidad Transiente

Para los diferentes casos de despacho de potencia propuestos en el capítulo 2, se simulará eventos anormales en el sistema como fallas o desconexión de generadores con la finalidad de evaluar la estabilidad del sistema ante estos eventos. Para los casos con aerogeneración se estudiará el caso en que se deba desconectar los aerogeneradores y suplir la carga con exclusiva generación térmica.

Utilizaremos la norma IEEE Standard 1159, sobre monitoreo de la calidad de la Energía, para analizar los resultados de cada caso. [22]

Así también para los límites de voltaje permitidos utilizaremos la Regulación del CONELEC 004/01 [23]

3.8.1 Caso 1

Para el despacho de potencia propuesto en el Caso 1 se analizará el caso de una falla monofásica a tierra en el ALIM_01 y el caso de la desconexión del G2_SC.

- **Falla Monofásica a Tierra en el ALIM_01**

En la Tabla 61 se presenta la falla simulada y el despeje de la misma considerando el tiempo de despeje de la falla de acuerdo a la coordinación de la protección presentada anteriormente.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Aplicar Falla LT	Cabecera ALIM_01
2	649	Abrir	Interruptor ALIM_01
3	649	Despejar Falla LT	Cabecera ALIM_01

Tabla 61: Eventos anormales simulados.

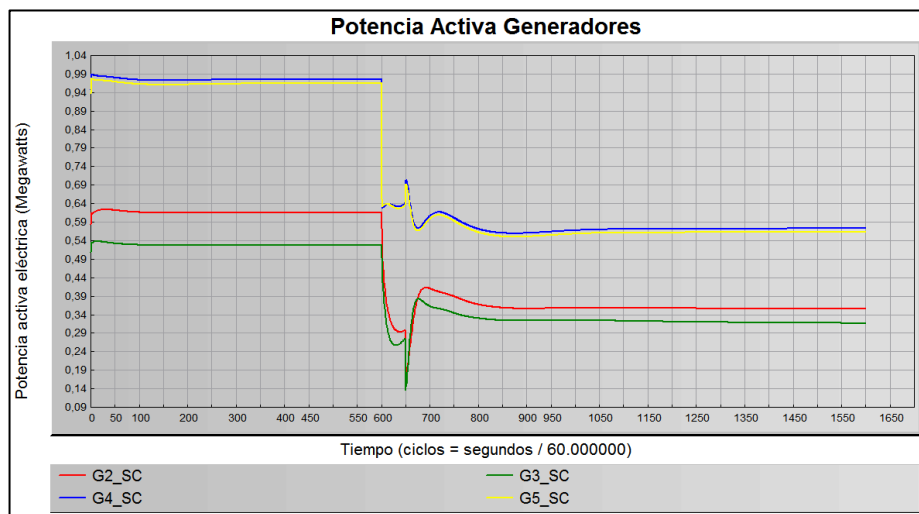


Figura 3.11. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

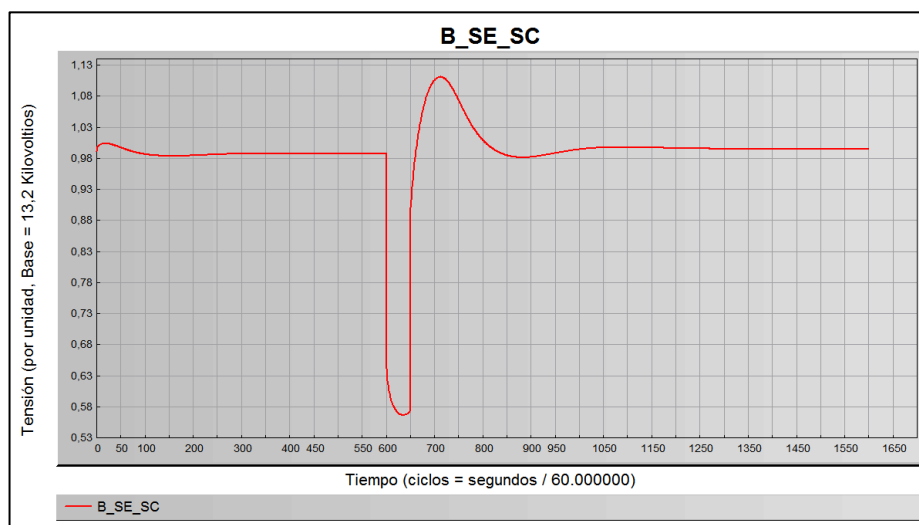


Figura 3.12. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

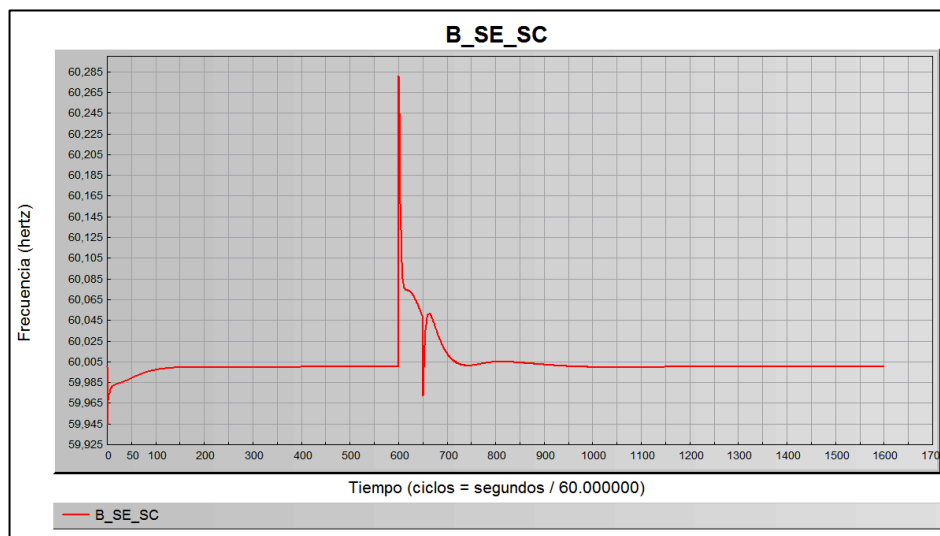


Figura 3.13. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

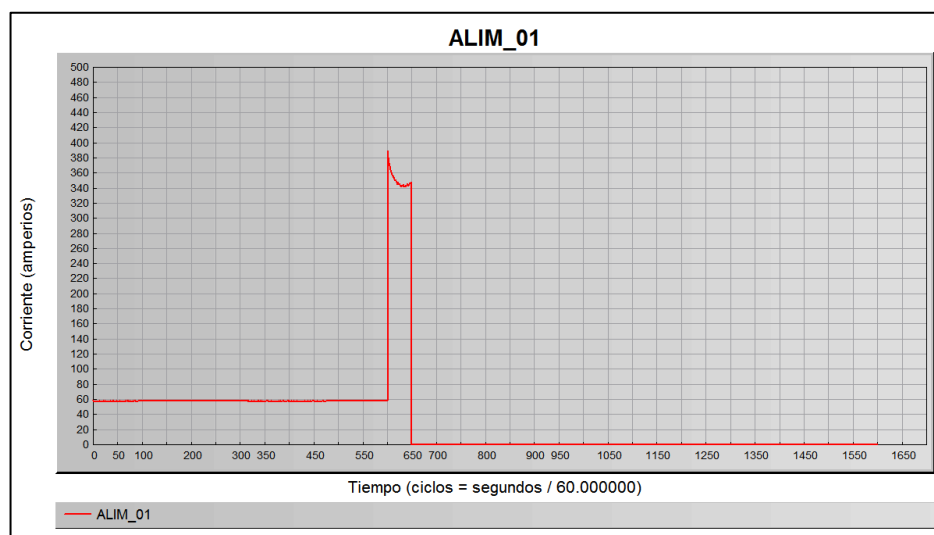


Figura 3.14 Corriente en el Alimentador 1.

En la Figura 3.11 se muestra que ante una falla en el Alim_01, se suscita un bajo voltaje en la barra principal B_SE_SC de duración 50 ciclos, el bajo voltaje alcanza el valor de 0,58 p.u. La norma IEEE Std 1159 clasifica como un bajo voltaje momentáneo a una variación entre el 0,1 y 0,9 p.u. con una duración entre 30 ciclos y 3 segundos, en esta categoría entra el bajo voltaje suscitado. La protección de sobrecorriente del Alim_01 actúa desconectando el alimentador, ante lo cual los

generadores disminuyen la potencia generada debido a la salida de la carga asociada al Alimentador 1. La figura 3.13 muestra que la frecuencia varía en 0,2%, y se estabiliza a la frecuencia nominal luego de 100 ciclos. La figura 3.14 muestra que la corriente de Falla monofásica a tierra en el alimentador 1 es 389 A.

- **Desconexión de un Generador**

En la Tabla 62 se presenta el evento que se simulará, el cual corresponde a la salida de línea del generador 2.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Desconectar	G2_SC

Tabla 62: Eventos anormales simulados.

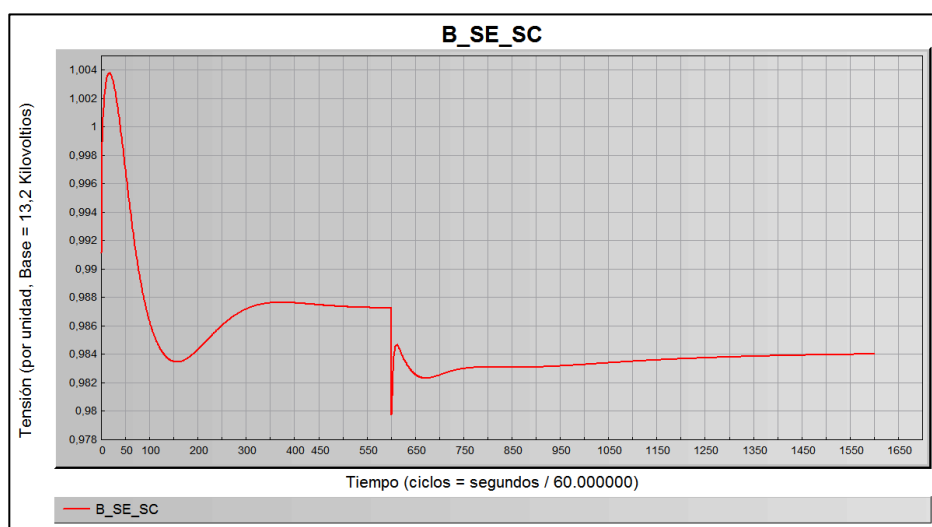


Figura 3.15. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal

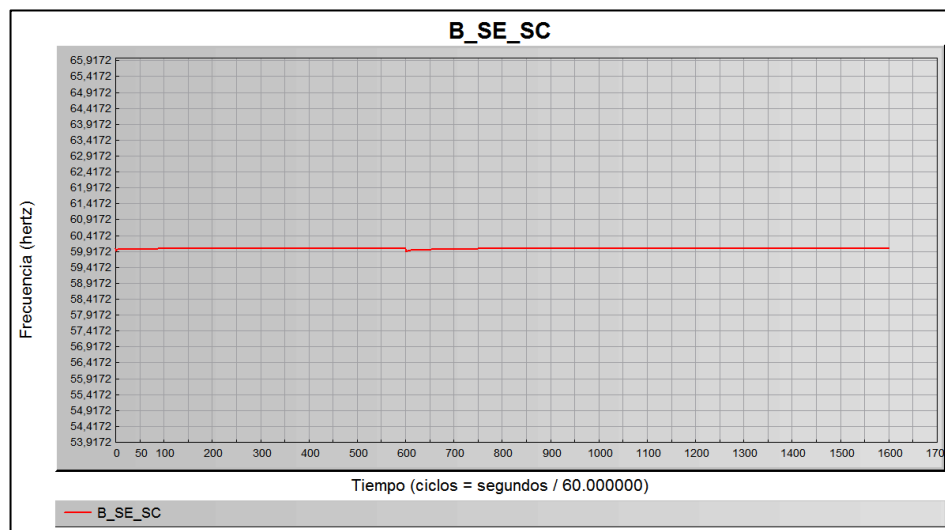


Figura 3.16. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal

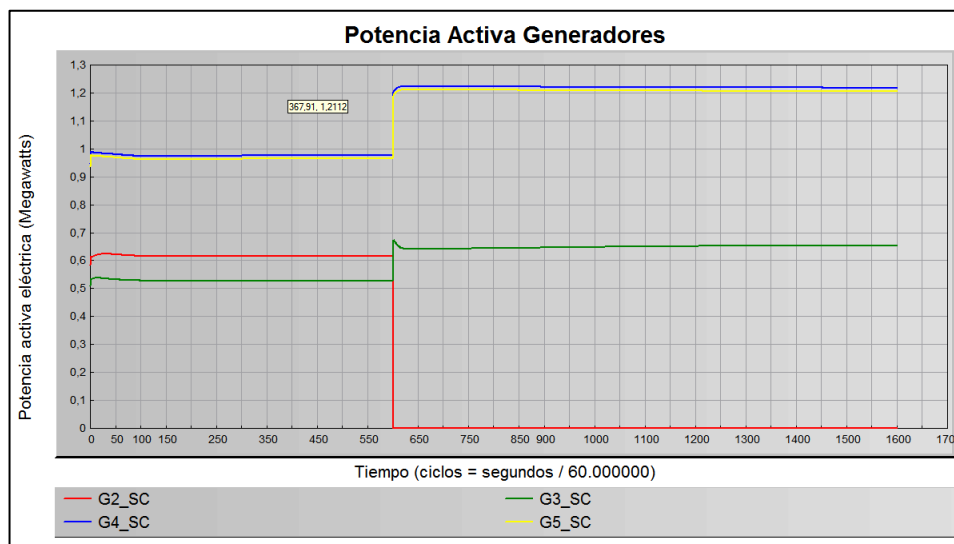


Figura 3.17. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

En la Figura 3.15 se muestra que el voltaje en la barra principal B_SE_SC disminuye 2% y se estabiliza en 0,984 p.u., este valor se encuentra dentro del rango permitido por la regulación del CONELEC 004/01, que nos indica que a nivel de medio voltaje la variación permitida es +/-8%. En la figura 3.16 la variación en la frecuencia es despreciable; debido a la salida del G2_SC los otros generadores incrementan su potencia para cubrir la demanda del sistema. [23]

3.8.2 Caso 2

Para el despacho de potencia propuesto en el Caso 2 se analizará el caso de una falla trifásica en el ALIM_02 y el caso de la desconexión del G3_SC.

- **Falla Trifásica en el ALIM_02**

En la Tabla 63 se presenta la falla simulada y el despeje de la misma considerando el tiempo de despeje de la falla de acuerdo a la coordinación de la protección presentada anteriormente.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Aplicar Falla LLL	Cabecera ALIM_02
2	642	Abrir	Interruptor ALIM_02
3	642	Despejar Falla LLL	Cabecera ALIM_02

Tabla 63: Eventos anormales simulados.

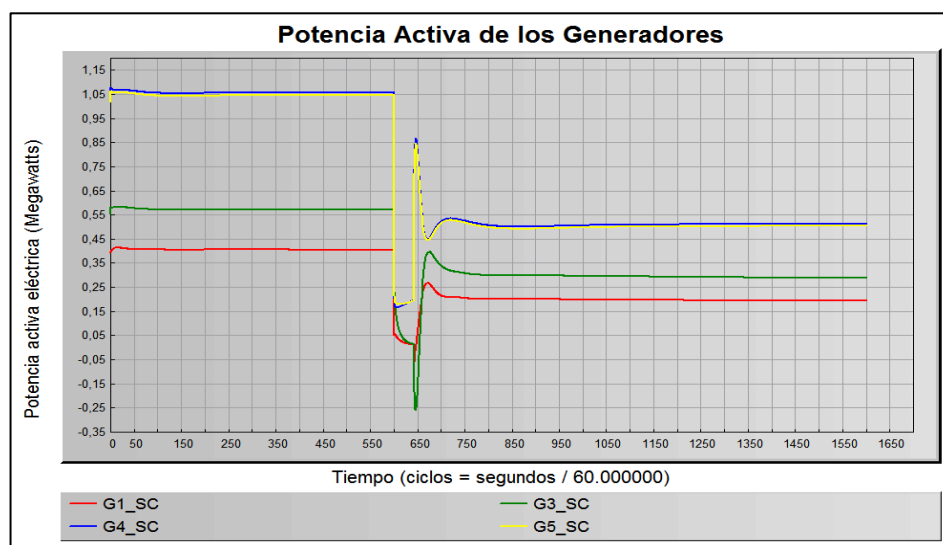


Figura 3.18: Curva de Potencia Activa de los Generadores.

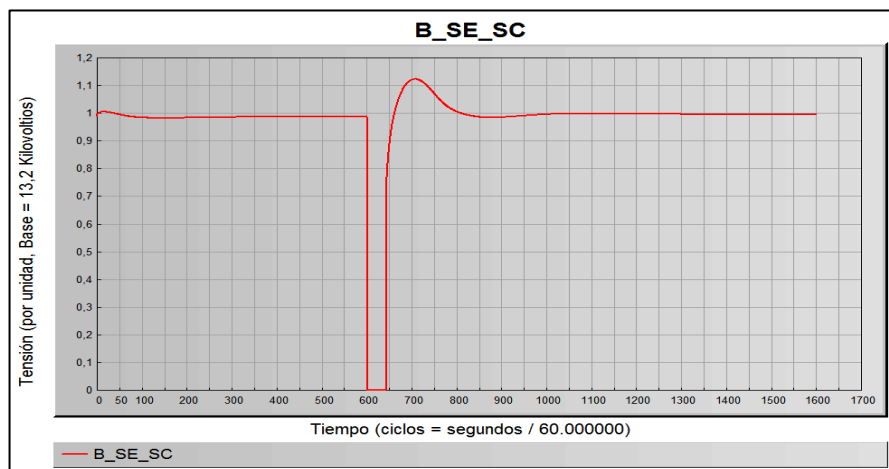


Figura 3.19. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación.

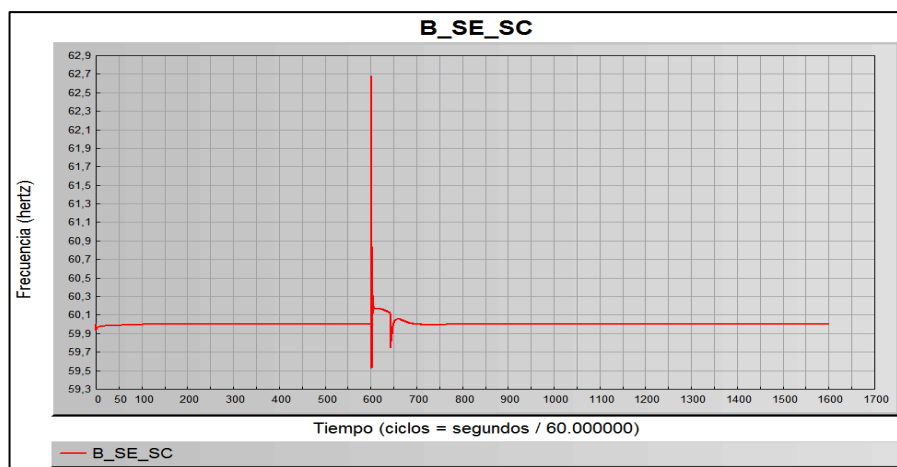


Figura 3.20. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación.

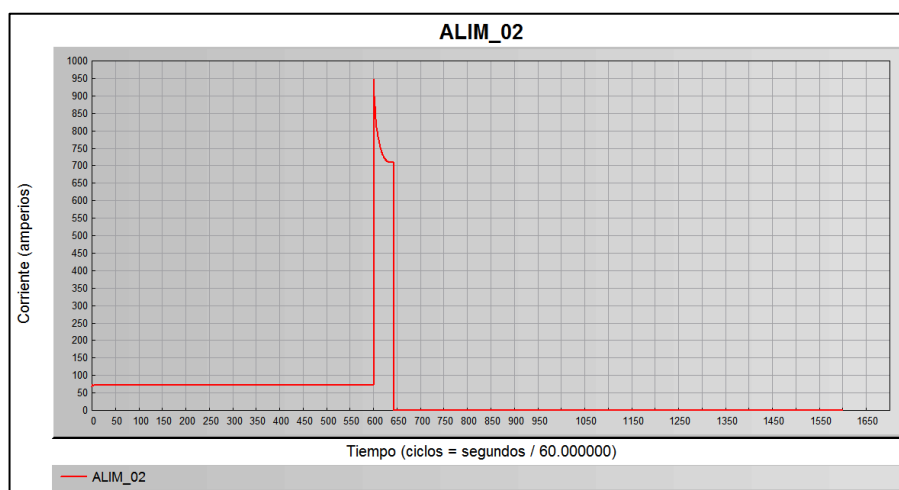


Figura 3.21. Corriente en el Alimentador 2.

La Figura 3.19 muestra que ante una falla trifásica en el Alim_02, se suscita una interrupción de voltaje momentánea en la barra principal B_SE_SC de duración de 42 ciclos, según la norma IEEE Std 1159 que considera una interrupción de voltaje momentánea cuando el nivel de voltaje baja del 0,1 p.u. entre 30 ciclos y 3 segundos. La protección de sobrecorriente del Alim_02 actúa desconectando el alimentador, ante lo cual los generadores disminuyen la potencia generada debido a la salida de la carga asociada al ALIM_02. La Figura 3.18 muestra que la frecuencia varía 3%, y se estabiliza a la frecuencia nominal a los 100 ciclos. La Figura 3.21 muestra que la corriente de falla trifásica en el ALIM_02 es 947 A.

- **Desconexión de un Generador**

En la Tabla 64 se presenta el evento que se simulará, el cual corresponde a la salida de línea del generador 3.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Desconectar	G3_SC

Tabla 64: Eventos anormales simulados.

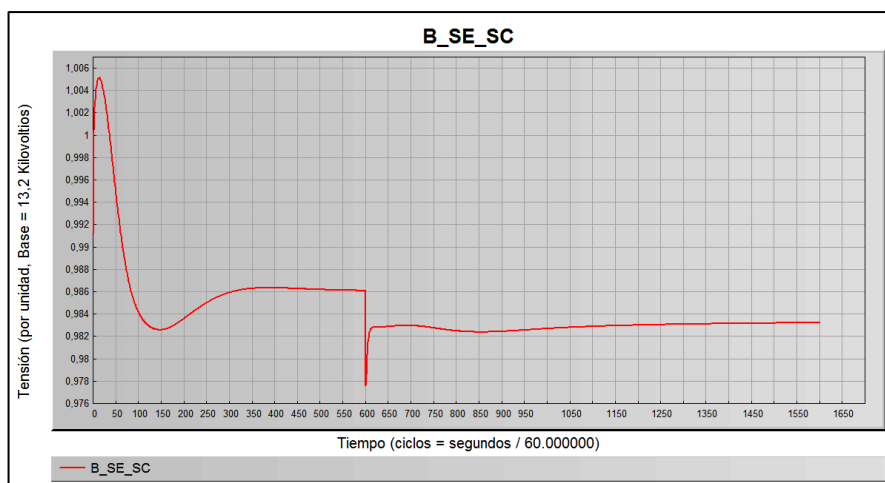


Figura 3.22. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación.

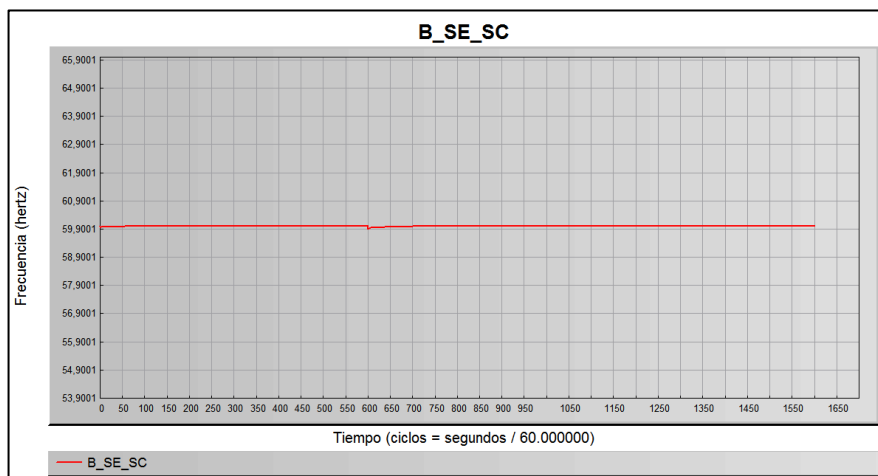


Figura 3.23. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación.

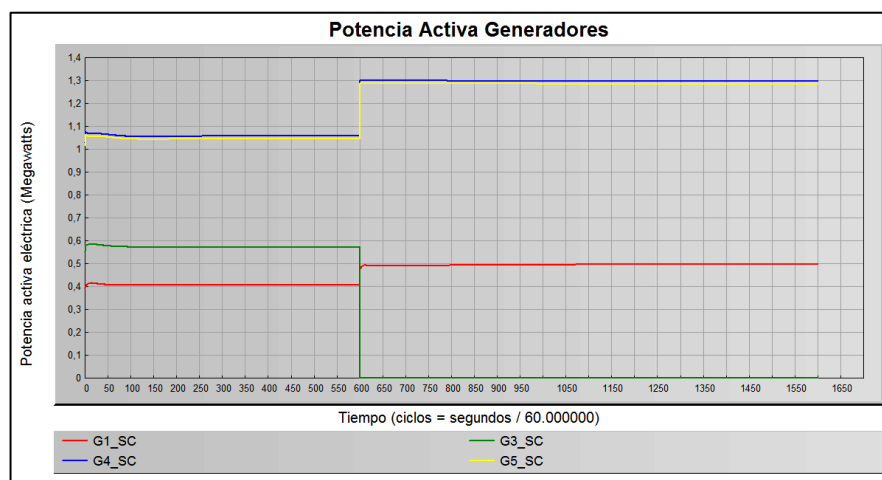


Figura 3.24. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

En la Figura 3.22 se observa que el voltaje en la barra principal B_SE_SC disminuye 2% y se estabiliza en 0,983 p.u., este valor se encuentra dentro del rango permitido por la regulación del CONELEC 004/01. La Figura 3.23 muestra que la variación en la frecuencia es despreciable. Debido a la salida del G3_SC los otros generadores incrementan su potencia para cubrir la demanda del sistema. [23]

3.8.3 Caso 3

Para el despacho de potencia propuesto en el Caso 3 se analizará el caso de una falla trifásica en el ALIM_03 y el caso de la desconexión del G1_SC.

- **Falla Trifásica en el ALIM_03**

En la Tabla 65 se presenta la falla simulada y el despeje de la misma considerando el tiempo de despeje de la falla de acuerdo a la coordinación de la protección presentada anteriormente.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Aplicar Falla LLL	Cabecera ALIM_03
2	635	Abrir	Interruptor ALIM_03
3	635	Despejar Falla LLL	Cabecera ALIM_03

Tabla 65: Eventos anormales simulados.

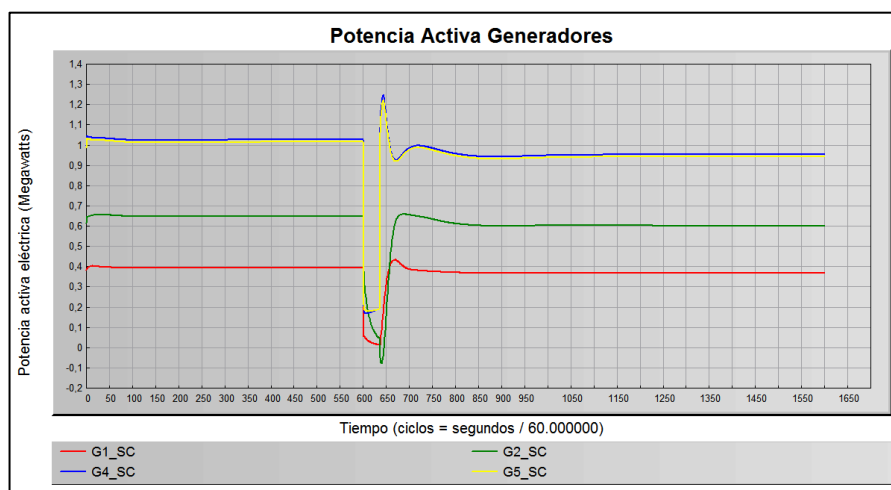


Figura 3.25. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

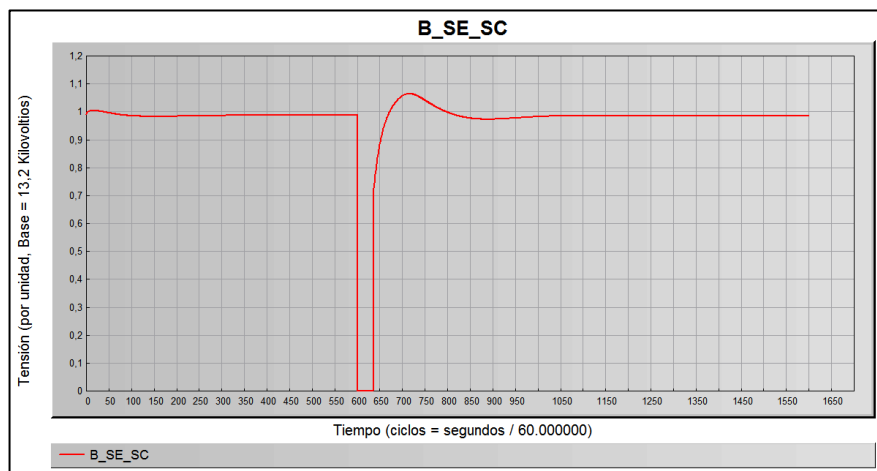


Figura 3.26. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación.

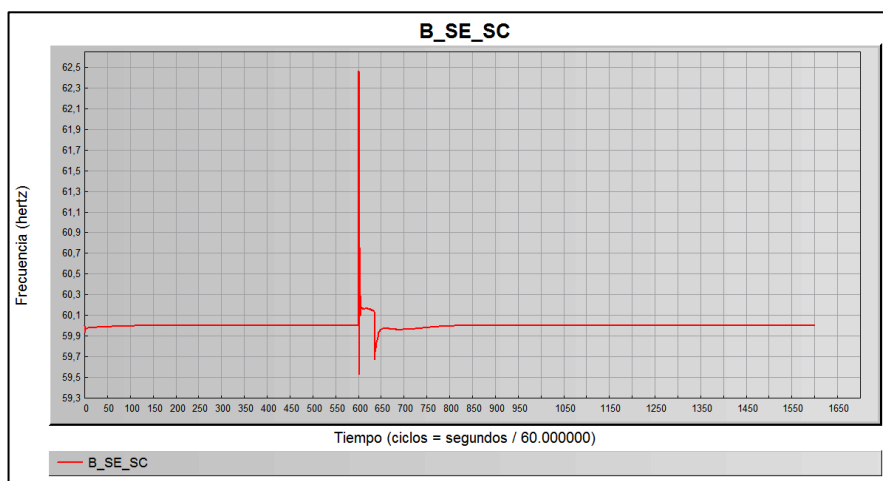


Figura 3.27. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación.

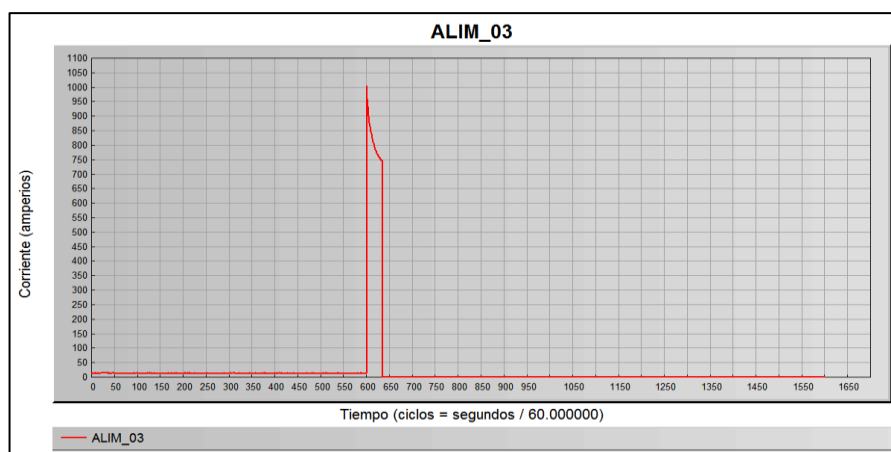


Figura 3.28. Corriente en el Alimentador 3.

En la Figura 3.26 muestra que ante una falla trifásica en el Alim_03, se suscita una interrupción de voltaje en la barra principal B_SE_SC de duración de 35 ciclos, según la norma IEEE Std 1159 [23] esta se considera de duración momentánea. La protección de sobrecorriente del Alim_03 actúa desconectando el alimentador, ante lo cual los generadores disminuyen la potencia generada debido a la salida de la carga asociada al ALIM_03. La Figura 3.27 muestra que la frecuencia varía 3%, y se estabiliza a la frecuencia nominal en 50 ciclos. La corriente de falla trifásica en el ALIM_03 es 1003 A.

- **Desconexión de un Generador**

En la Tabla 66 se presenta el evento que corresponde a la salida de línea del generador 1.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Desconectar	G1_SC

Tabla 66: Eventos anormales simulados.

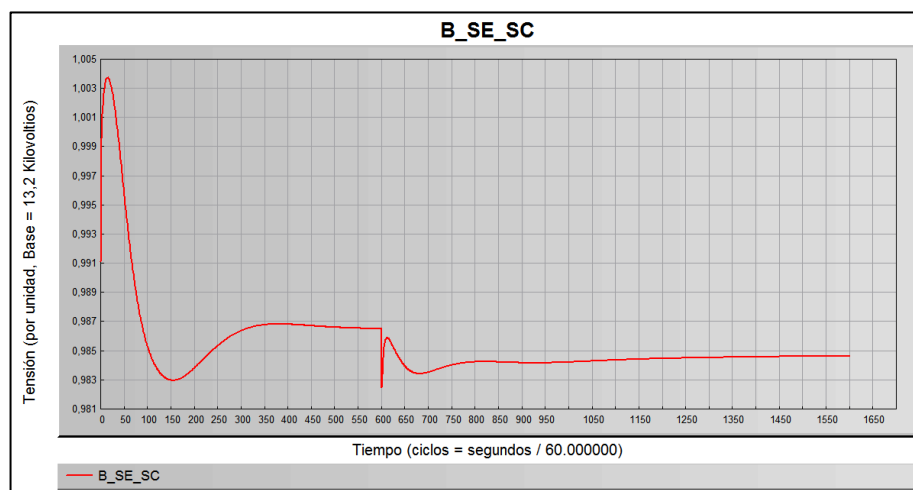


Figura 3.29. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

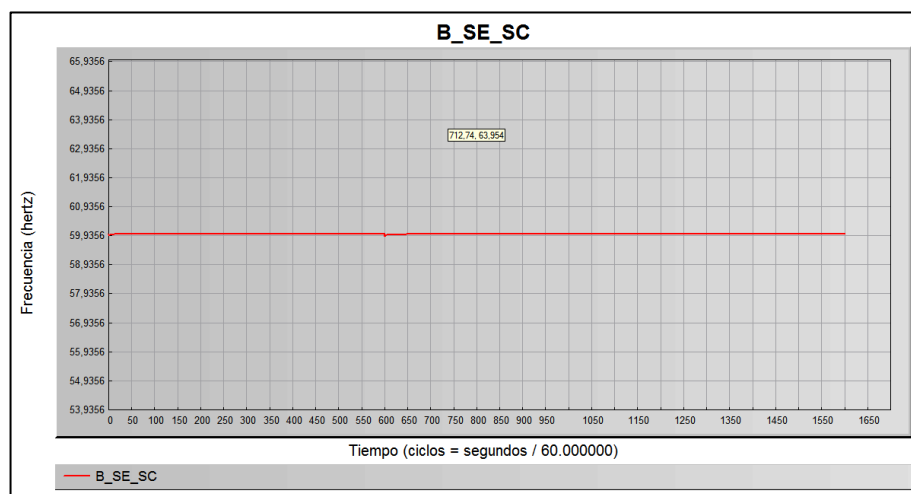


Figura 3.30. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

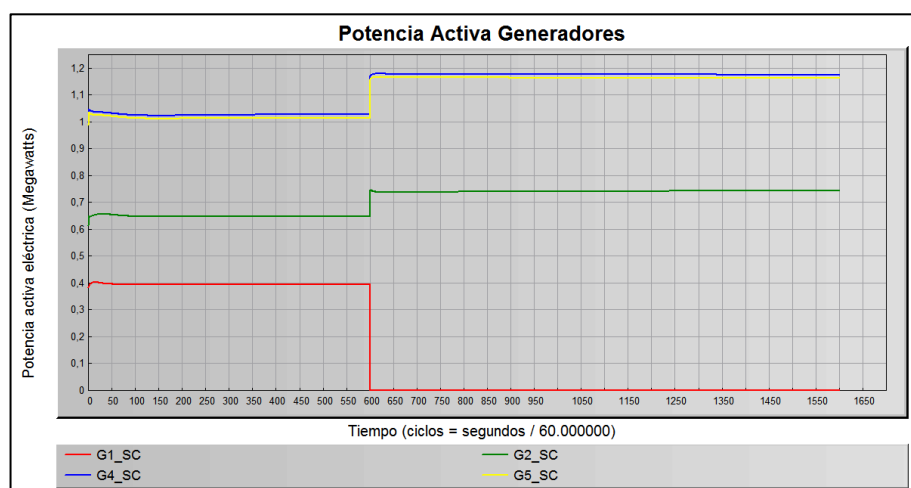


Figura 3.31. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

En la Figura 3.29 se muestra que el voltaje en la barra principal B_SE_SC disminuye 2% y se estabiliza en 0,984 p.u., este valor se encuentra dentro del rango permitido por la regulación del CONELEC 004/01 [24]. La Figura 3.30 muestra que la variación en la frecuencia es despreciable; debido a la salida del G1_SC los otros generadores incrementan su potencia para cubrir la demanda del sistema.

3.8.4 Caso 4

Para el despacho de potencia propuesto en el Caso 4 se analizará el caso de una falla monofásica a tierra en el ALIM_01 y el caso de la desconexión del G5_SC.

- **Falla Monofásica a Tierra en el ALIM_01**

En la Tabla 67 se presenta la falla simulada y el despeje de la misma considerando el tiempo de despeje de la falla de acuerdo a la coordinación de la protección presentada anteriormente.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Aplicar Falla LT	Cabecera ALIM_01
2	649	Abrir	Interruptor ALIM_01
3	649	Despejar Falla LT	Cabecera ALIM_01

Tabla 67: Eventos anormales simulados.

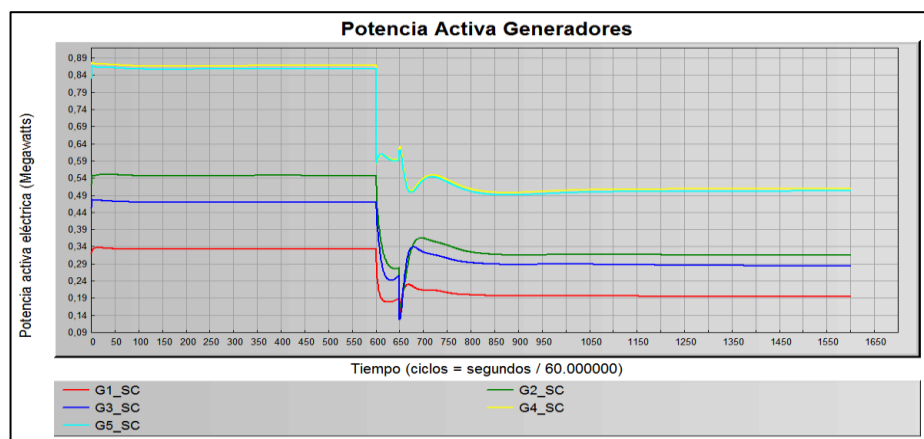


Figura 3.32 Curva de Potencia Activa de los Generadores.

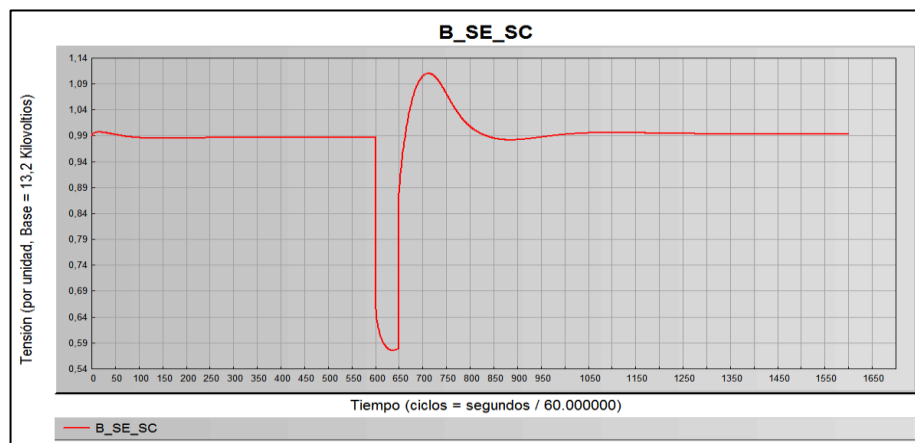


Figura 3.33 Voltaje en La Barra Principal de la Subestación.

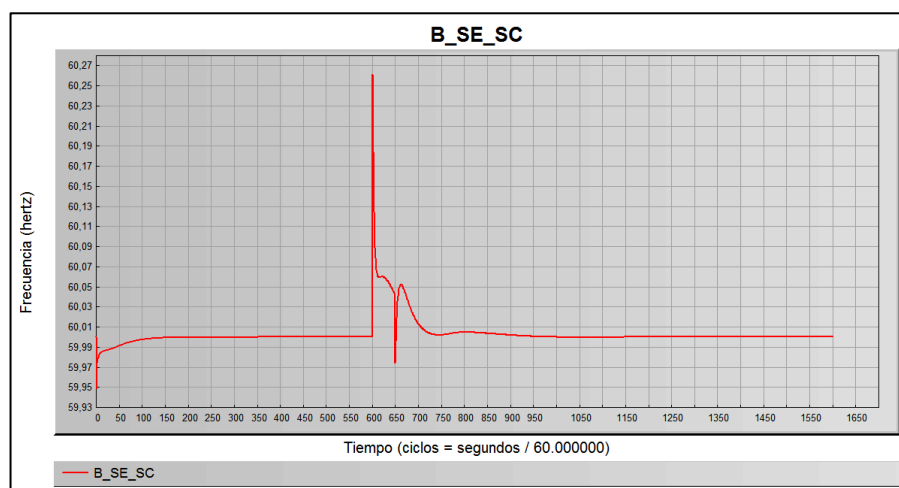


Figura 3.34 Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación.

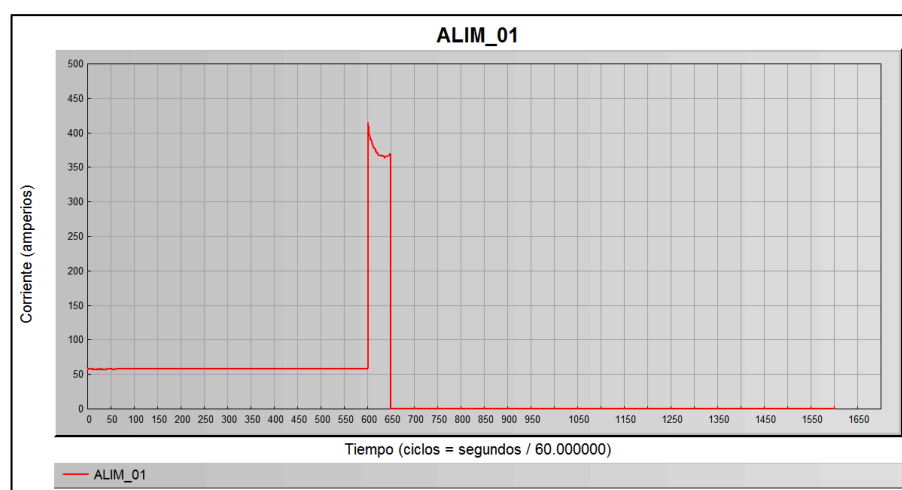


Figura 3.35 Corriente en el Alimentador 3.

En la Figura 3.33 se muestra que ante una falla en el Alim_01, se suscita un bajo voltaje en la barra principal B_SE_SC de duración de 50 ciclos, según la norma IEEE Std 1159 esta se considera de duración momentánea. El bajo voltaje alcanza el valor de 0,58 p.u. La protección de sobrecorriente del Alim_01 actúa desconectando el alimentador, ante lo cual los generadores disminuyen la potencia generada debido a la salida de la carga asociada al Alimentador 1. La Figura 3.34 muestra que la frecuencia varía 0,2%, y se estabiliza a la frecuencia nominal en 100 ciclos. La corriente de Falla monofásica a tierra en el alimentador 1 es 415 A. [22]

- **Desconexión de un Generador**

En la Tabla 68 se presenta el evento que se simulará, el cual corresponde a la salida de línea del generador 5.

	Ciclo	Tipo de Evento	Dispositivo
1	600	Desconectar	G5_SC

Tabla 68: Eventos anormales simulados.

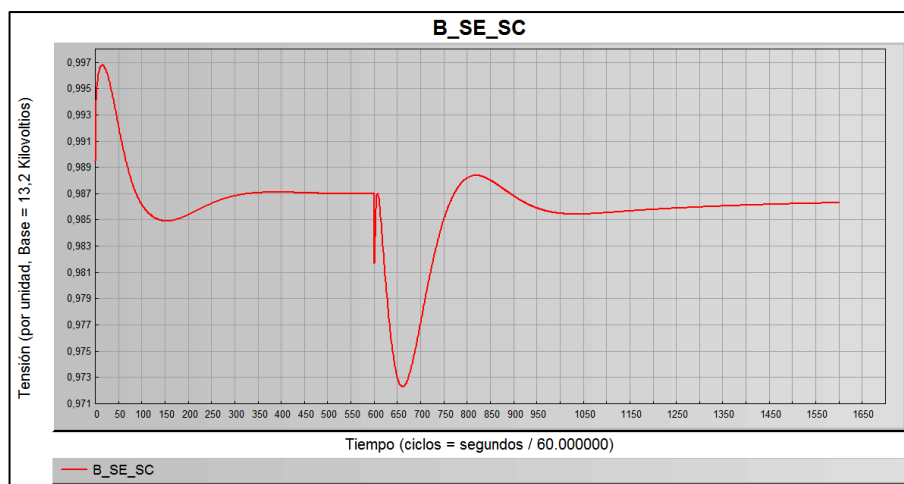


Figura 3.36 Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

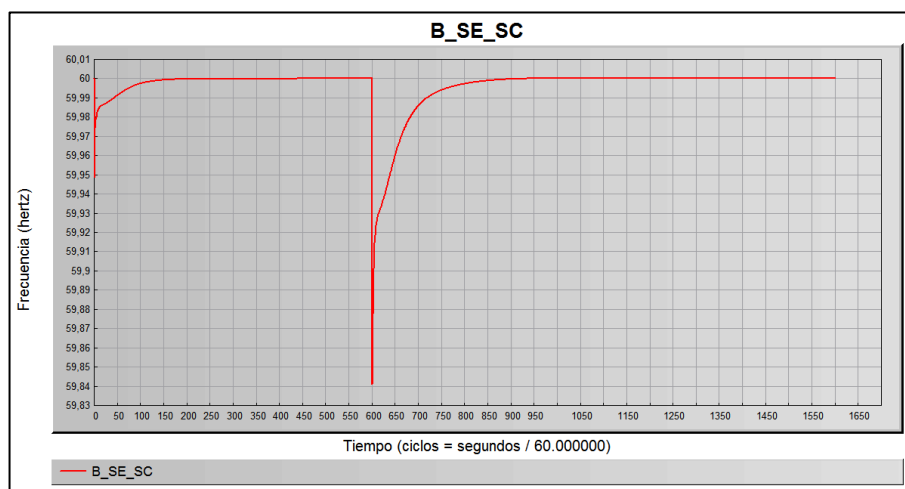


Figura 3.37 Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

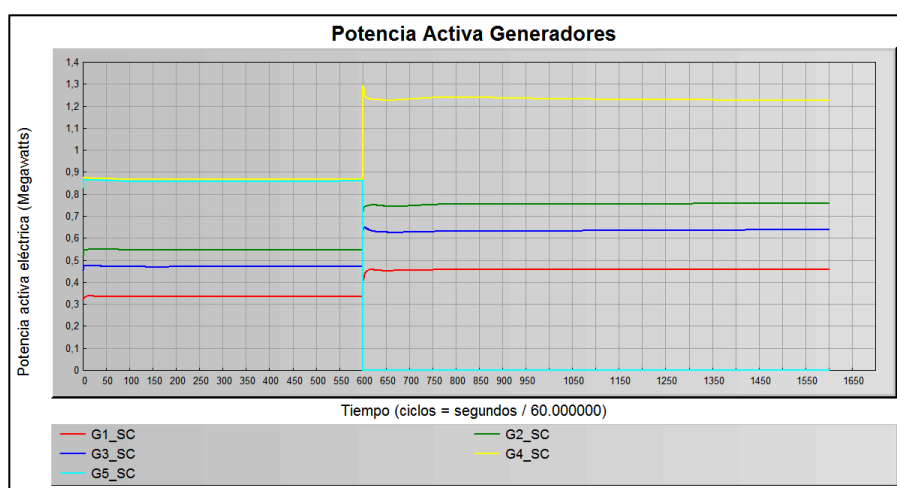


Figura 3.38. Curva de Potencia Activa de los Generadores.

En la Figura 3.36 se muestra la respuesta del voltaje en la barra principal B_SE_SC ante una desconexión del G5_SC, el cual disminuye 2% y se estabiliza en 0,985 p.u., este valor se encuentra dentro del rango permitido por la regulación del CONELEC 004/01 [23]. La Figura 3.37 muestra que la frecuencia disminuye un 0,26%, lo cual es despreciable. Debido a la salida del G5_SC los otros generadores incrementan su potencia para cubrir la demanda del sistema.

3.8.5 Casos de Generación térmica Eólica

Para los casos de flujo propuestos en el Capítulo 2 que combinan generación térmica y eólica se analizará la estabilidad del sistema ante la desconexión del parque eólico. Para este análisis encontramos limitantes en el software Cyme, cuyas funciones se direccionan más hacia redes de distribución conectadas a un equivalente de red y con generación distribuida. Debido a esto y ya que nuestro sistema es aislado utilizaremos el software PowerWorld.

En los casos 5, 6 y 7 se simularán la desconexión del parque eólico de la subestación a los 6 segundos. En la Tabla 69 se presenta el evento a simular.

	Segundos	Tipo de Evento	Dispositivo
1	6	Abrir	Conexión al parque eólico

Tabla 69: Eventos anormales simulados.

En la figura 3.39 se observa la potencia activa generada por los tres aerogeneradores, los cuales al producirse la desconexión del parque eólico dejan de generar.

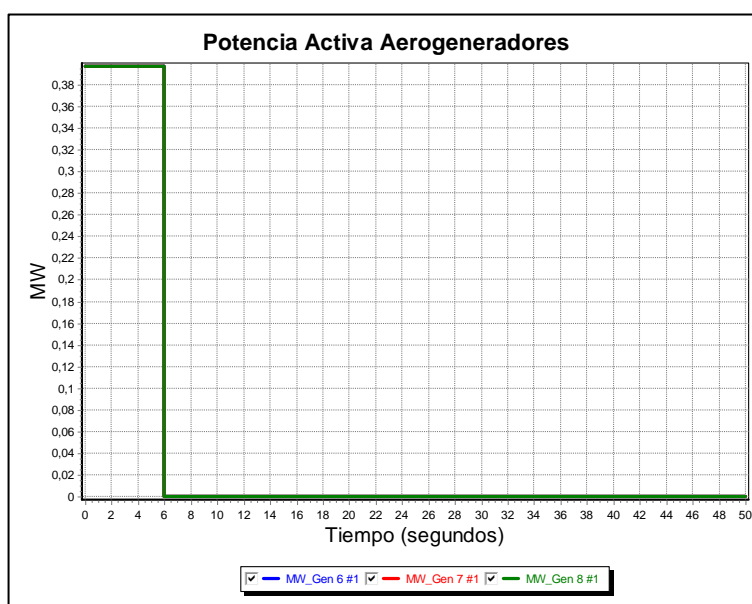


Figura 3.39. Curva de Potencia Activa de los Aerogeneradores.

3.8.6 Caso 5

En la Figura 3.40 se observa que a los 6 segundos los generadores G4_SC y G5_SC incrementan la potencia generada para así lograr suplir la carga ante la desconexión del parque eólico y la caída de la potencia generada por los aerogeneradores. Este cambio en el despacho de la generación provoca una variación del voltaje y la frecuencia en la barra principal de la subestación. La variación del voltaje se muestra en la Figura 3.41 y es menor a 0,01 p.u., mientras en la Figura 3.42 se observa la variación en la frecuencia que alcanza un mínimo valor igual a 59,97 Hz. El voltaje se estabiliza a un valor de 0,998 p.u., y la frecuencia al valor de 59,98 Hz, ambos valores se estabilizan luego de 6 segundos de sucedida la desconexión del parque eólico.

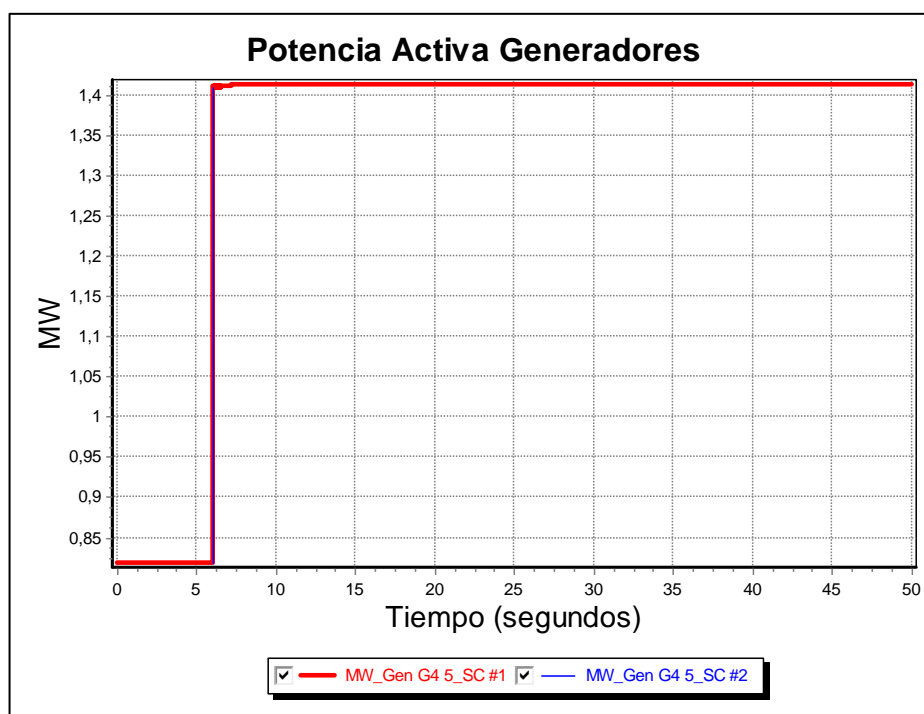


Figura 3.40. Curva de Potencia Activa de los Generadores Térmicos.

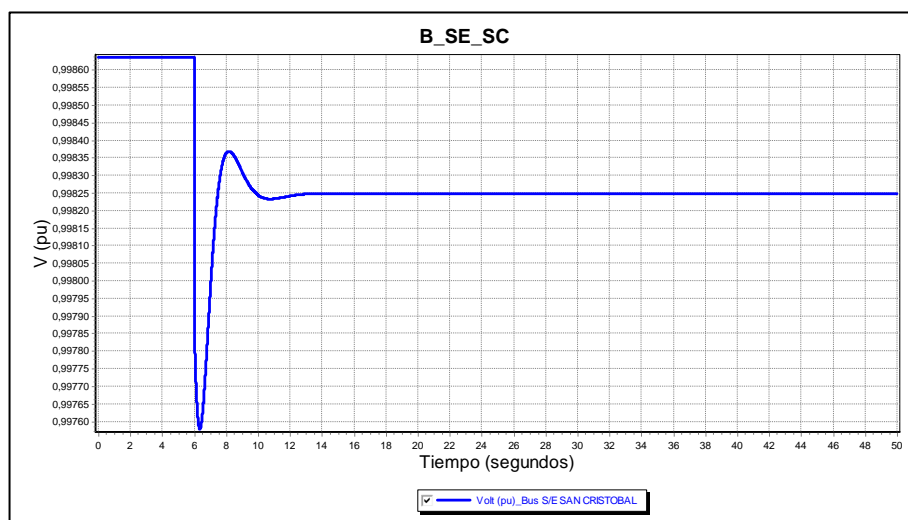


Figura 3.41. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

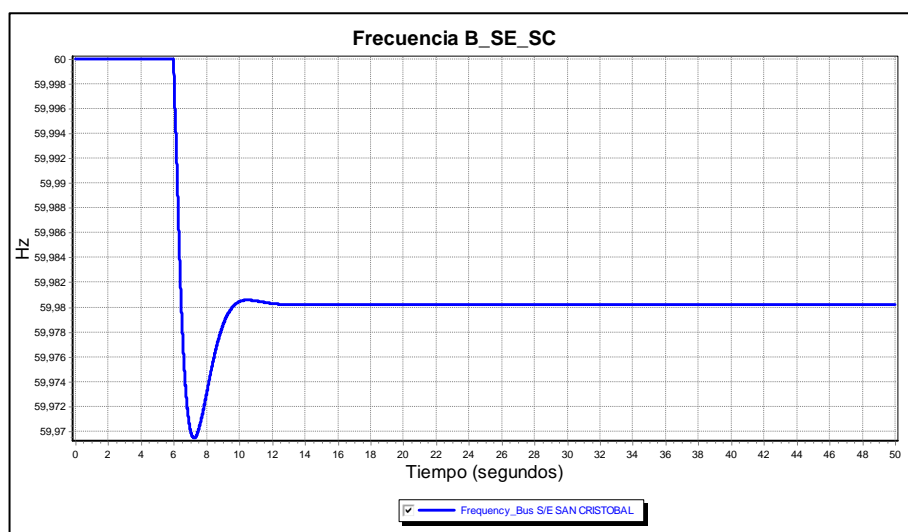


Figura 3.42: Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

3.8.7 Caso 6

En la Figura 3.43 se observa la potencia activa suministrada por los generadores térmicos G1_SC, G3_SC y G4_SC. A los seis segundos sucede la desconexión del parque eólico por lo cual los generadores térmicos deben incrementar la potencia generada para suplir la demanda. La desconexión del parque eólico provoca que el voltaje y la frecuencia

oscilen durante 14 segundos hasta estabilizarse como se observa en la Figura 3.44 y 3.45 respectivamente. El voltaje llega a un mínimo valor de 0,9989 p.u. y se estabiliza en 0,9994 p.u., mientras que la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,91 Hz para luego estabilizarse a 59,92 Hz.

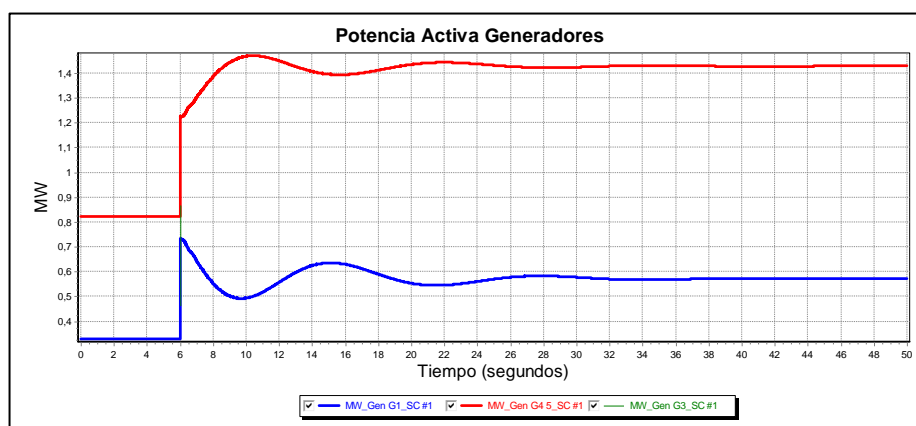


Figura 3.43. Curva de Potencia Activa de los Generadores Térmicos.

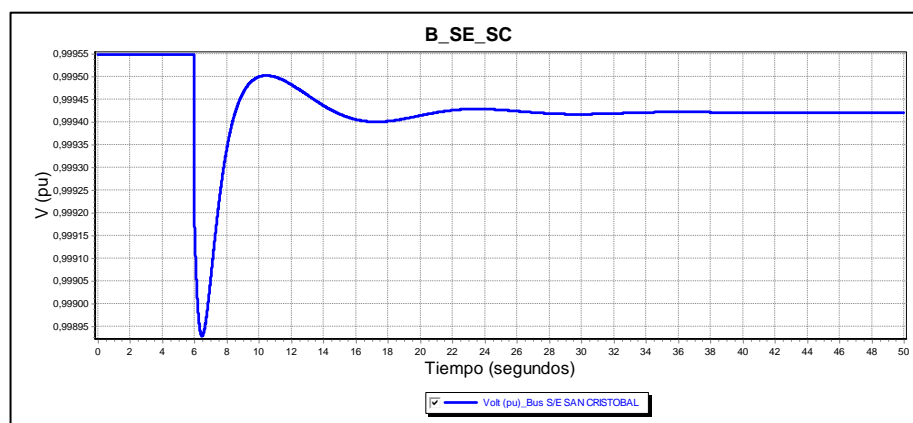


Figura 3.44. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

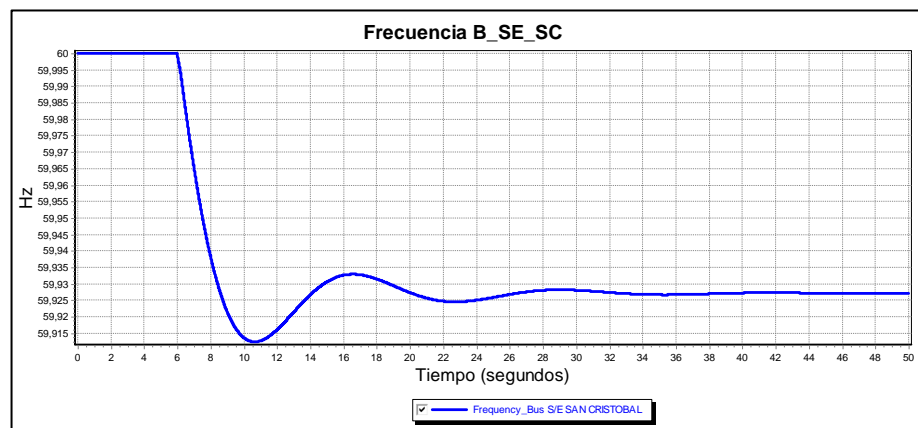


Figura 3.45. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

3.8.8 Caso 7

En la Figura 3.46 se observa la potencia activa suministrada por los generadores térmicos G1_SC, G2_SC y G4_SC, a los seis segundos sucede la desconexión del parque eólico por lo cual los generadores térmicos deben incrementar la potencia generada para suplir la demanda. La desconexión del parque eólico provoca que el voltaje y la frecuencia oscilen durante 24 segundos hasta estabilizarse, lo que se observa en la Figura 3.47 y 3.48 respectivamente. El voltaje llega a un mínimo valor de 0,9989 p.u. y se estabiliza en 0,9994 p.u., mientras que la frecuencia alcanza un valor mínimo de 59,91 Hz y luego se estabiliza al valor de 59,93 Hz.

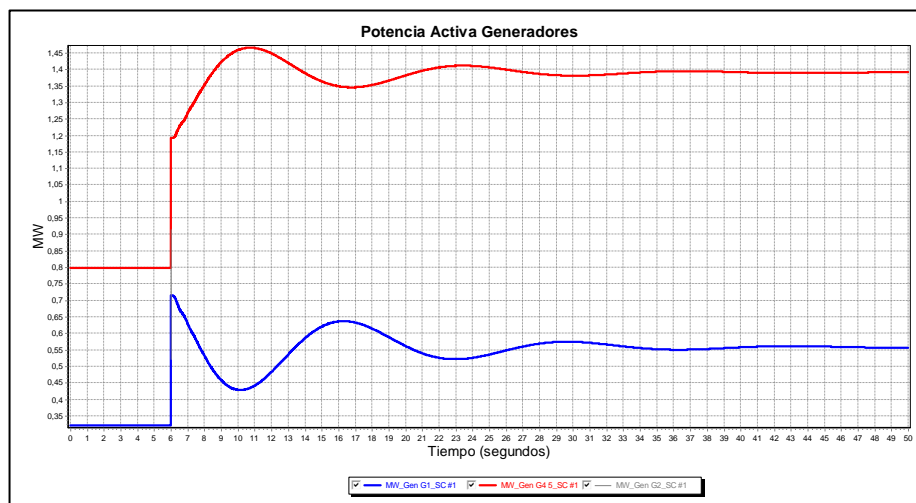


Figura 3.46. Curva de Potencia Activa de los Generadores Térmicos.

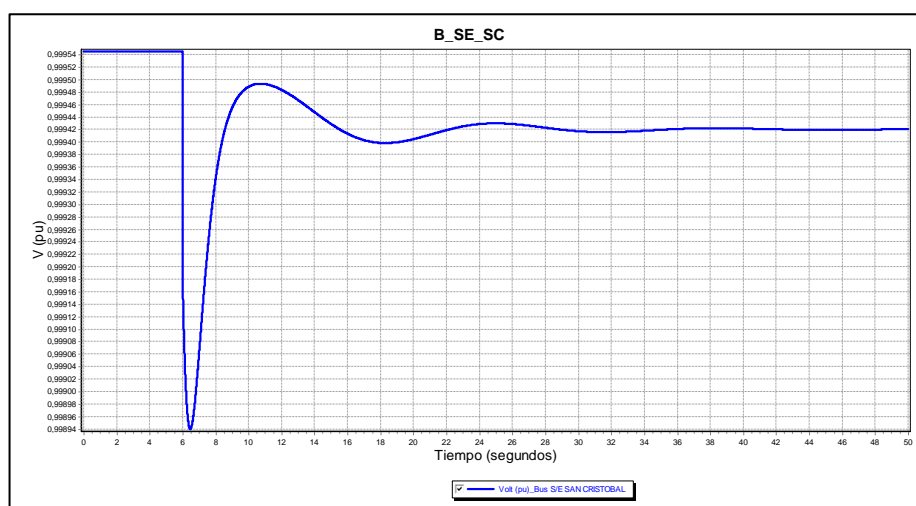


Figura 3.47. Voltaje en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

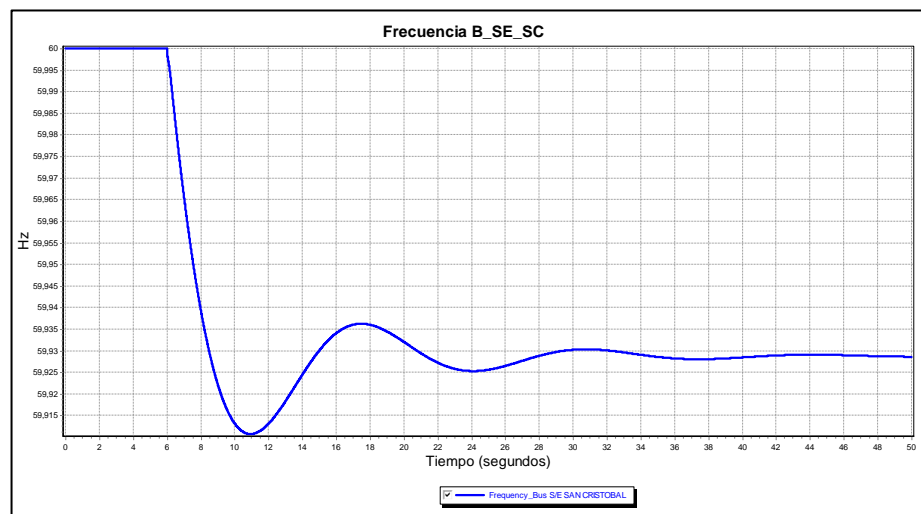


Figura 3.48. Frecuencia en La Barra Principal de la Subestación San Cristóbal.

Los casos 8, 9 y 10 tiene la misma configuración de red que los casos 5, 6 y 7 pero diferente en el despacho de generación, por este motivo los resultados del análisis de estabilidad llevan a obtener resultados similares.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para mayor estabilidad y confiabilidad se debe tener una reserva rodante que pueda suplir la demanda ante la salida de al menos una unidad de generación. Esta es una consideración importante que se debe tener al momento de elegir una configuración del sistema para el despacho de potencia, sobre todo en un sistema aislado de generación mixta térmica–eólica, para que la carga pueda continuar siendo suplida sin actuación de las protecciones, ante la desconexión del parque eólico.

Poseer en un sistema unidades de generación de gran potencia le brinda más estabilidad, sin embargo reduce la confiabilidad, ya que al existir un evento anormal que saque al generador de gran capacidad de línea resultará difícil suplir la demanda con el resto de unidades. Al contrario, poseer en un sistema unidades de generación de baja capacidad aumenta la confiabilidad ya que ante una avería de uno de ellos, los demás generadores pueden suplir la potencia faltante. Por ello es preferible una combinación de unidades de diferentes capacidades.

La distorsión armónica que se origina en la red debido a los convertidores de potencia incorporados a los aerogeneradores, no sobrepasa los límites establecidos en la regulación del CONELEC 004/01, lo cual indica que los consumidores recibirán una señal de voltaje sin distorsión armónica.

La coordinación de protecciones está realizada de tal manera que las funciones de sobrecorriente ofrecen backup a las protecciones diferenciales de generadores, transformadores y a la protección de distancia de línea.

Las corrientes de cortocircuito trifásica son menores que las corrientes de cortocircuito monofásicas (excepto las fallas en la Barra del generador 1), debido a que las reactancias de secuencia cero en los generadores son menores que las reactancias de secuencia negativa y positiva. Para que las corrientes monofásicas a tierra sean menores la suma de las reactancias de secuencia debe ser mayor a tres.

Los casos de despacho consideran los casos posibles de generación, se puede aprovechar esta información para programar mantenimiento a los generadores, o ante una desconexión del parque eólico, pero se debe buscar utilizar la correcta proporción de generación eólica para disminuir las emisiones de carbono a la atmosfera, esto se da en los casos ocho, nueve y diez. Sin embargo este estudio sólo considero una máxima participación de la energía eólica del 71%, ya que se consideró el promedio de generación eólica de los últimos años.

En el estudio de estabilidad se utilizó modelos de excitatrices y gobernador estándares de la IEEE, para un estudio más exacto se puede modelar estos elementos a partir de las maquinas reales.

Los ajustes de las funciones de protección realizados servirán para futuros proyectos donde se incorporaran nuevas unidades que hagan variar la topología de la red, por lo tanto será necesario realizar nuevos ajustes de protección basados en los ajustes realizados en el presente proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] EOLICSA, Eólica San Cristóbal S.A., «EOLICSA,» [En línea]. Available: <http://www.eolicsa.com.ec>. [Último acceso: Junio 2017].
- [2] «DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION,» [En línea]. Available: <http://www.windpower.org>. [Último acceso: Agosto 2017].
- [3] M. S. S. T. J. O. J. Duncan Glover, POWER SYSTEM ANALYSIS AND DESIGN, USA: Cengage Learning, 2012.
- [4] RTR Energía, «Los Armónicos y la Calidad de la Energía Eléctrica,» p. 12.
- [5] "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems," *IEEE Std 519*, 1992.
- [6] J. Grainger y W. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, McGrawHill, 1996.
- [7] EATON, *Guía de Utilización CYME*.
- [8] ARCONEL, «Geoportal,» [En línea]. Available: <http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index.html>. [Último acceso: Junio 2017].
- [9] ELECGALAPAGOS, *EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL DE GALAPAGOS*, 2017.
- [10] «The Wind Power, Wind Energy Market Intelligence,» [En línea]. Available: <http://www.thewindpower.net/>. [Último acceso: Junio 2017].
- [11] ABB, «Catálogo técnico de Interruptores automáticos en caja moldeada de baja tensión,» *SACE Isomax S*.
- [12] SIEMENS, "Type GM-SG 5 kV and 15 kV metal-clad switchgear selection and application guide," *Answers for energy*.
- [13] SIEMENS, «Interruptores de potencia al vacío 3AH4,» *Equipos de media tensión. Datos de selección y pedido.*, 2010.

- [14] «Standard Requirements for Instrument Transformer,» *IEEE Std C57.13*, 1993(R2003).
- [15] SIPROTEC, «Protección Multifuncional de Maquinas 7UM62,» *Manual V4.6*.
- [16] SIPROTEC, «Protección Diferencial 7UT612,» *Manual V4.0*.
- [17] SIPROTEC, «Protección de distancia 7SA6,» *Manual V4.61*.
- [18] "Guide for AC Generator Protection," *IEEE Std C37.102*, 1995(R2006).
- [19] "Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers," *IEEE Std C37.91*, 1985(R2000).
- [20] "Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines," *IEEE C37.113*, 2015.
- [21] IEEE, «Excitation System Models for Power System Stability Studies».
- [22] P. World, *Simulador 18 GSO*.
- [23] I. S. 1159, «Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality».
- [24] CONELEC, «Regulación 004/01».

ANEXOS

ANEXO 1

TERMINO	DESCRIPCIÓN
G1_SC	Generador sincrónico 4 polos 650 kW 0,48 kV
G2_SC	Generador sincrónico 4 polos 1060 kW 0,48 kV
G3_SC	Generador sincrónico 4 polos 920 kW 0,48 kV
G4_SC	Generador sincrónico 4 polos 1670 kW 4,16 kV
G5_SC	Generador sincrónico 4 polos 1670 kW 4,16 kV
AG1_SC	Aerogenerador 1, 800 kW, 1kV
AG2_SC	Aerogenerador 2, 800 kW, 1kV
AG3_SC	Aerogenerador 3, 800 kW, 1kV
LINEA_SUBTERRANEA_AG	Línea Subterránea 3km (interconexión Parque Eólico con línea aérea)
LINEA_AEREA_AG	Línea aérea 9km (interconexión línea aérea con Subestación)
ALIM_01	Alimentador 1 sector urbano
ALIM_02	Alimentador 2 sector urbano
ALIM_03	Alimentador 3 Sector rural
TRAFO_GTER	Transformador trifásico característico para G1_SC, G2_SC y G3_SC, 1000 KVA, 0,48 kV/13,8 kV
TRAFO_T_AEM	Transformador trifásico conectado a G4_SC y G5_SC, 1000 KVA, 4,16 kV /13,2 kV
TRAFO_AG	Transformador trifásico característico para AG1_SC, AG2_SC y AG3_SC, 1000 KVA, 1 kV/ 13,8 kV
B_G1_SC	Barra 0,48 Kv de G1_SC
B_G2_SC	Barra 0,48 kV de G2_SC
B_G3_SC	Barra 0,48 kV de G3_SC
B_G4 5_SC	Barra 1 kV para G4_SC y G5_SC
B_AG1_SC	Barra 1kV Aerogenerador 1
B_AG2_SC	Barra 1kV Aerogenerador 2
B_AG3_SC	Barra 1kV Aerogenerador 3
B_AG_SC	Barra 13,2 kV Aerogeneradores
B_SE_SC	Barra principal 13,2 kV Subestación San Cristóbal
1	Nodo Primario de TRAFO_GTER del generador sincrónico 1 - 0,48 kV
2	Nodo Secundario de TRAFO_GTER del generador sincrónico 2 - 13,8 kV
3	Nodo Primario de TRAFO_GTER del generador sincrónico 2 - 0,48 kV

Tabla 70: Terminología de elementos de la Subestación San Cristóbal.

TERMINO	DESCRIPCIÓN
4	Nodo Secundario de TRAF0_GTER del generador sincrónico 2 - 13,8 kV
5	Nodo Primario de TRAF0_GTER del generador sincrónico 3 - 0,48 kV
6	Nodo Secundario de TRAF0_GTER del generador sincrónico 3 - 13,8 kV
7	Nodo Primario de TRAF0_T_AEM - 4,16 kV
8	Nodo Secundario de TRAF0_T_AEM -13,8 kV
9	Nodo Final de LINEA_AEREA_AG
10	Nodo Final de LINEA_SUBTERRANEA_AG
11	Nodo Primario de TRAF0_AG de AG1_SC 1 kV
12	Nodo Secundario de TRAF0_AG de AG1_SC 13,8kV
13	Nodo Primario de TRAF0_AG de AG2_SC 1 kV
14	Nodo Secundario de TRAF0_AG de AG2_SC 13,8kV
15	Nodo Primario de TRAF0_AG de AG3_SC 1 kV
16	Nodo Secundario de TRAF0_AG de AG3_SC 13,8kV
LT_A	Nodo Inicio de LINEA_AEREA_AG
R_G1_SC	Función de sobrecorriente del relé del G1_SC
R_G2_SC	Función de sobrecorriente del relé del G2_SC
R_G3_SC	Función de sobrecorriente del relé del G3_SC
R_G4_SC	Función de sobrecorriente del relé del G4_SC
R_G5_SC	Función de sobrecorriente del relé del G5_SC
RP_TRAFO_GTER1_SC	Función de sobrecorriente del primario del TRAF0_GTER1_SC
RP_TRAFO_GTER2_SC	Función de sobrecorriente del primario del TRAF0_GTER2_SC
RP_TRAFO_GTER3_SC	Función de sobrecorriente del primario del TRAF0_GTER3_SC
RP_TRAFO_T_AEM	Función de sobrecorriente del primario del TRAF0_T_AEM
RS_TRAFO_GTER1_SC	Función de sobrecorriente del secundario del TRAF0_GTER1_SC
RS_TRAFO_GTER2_SC	Función de sobrecorriente del secundario del TRAF0_GTER2_SC
RS_TRAFO_GTER3_SC	Función de sobrecorriente del secundario del TRAF0_GTER3_SC
RS_TRAFO_T_AEM	Función de sobrecorriente del secundario del TRAF0_T_AEM
R_AL01	Función de sobrecorriente del relé del Alimentador 1
R_AL02	Función de sobrecorriente del relé del Alimentador 2
R_AL03	Función de sobrecorriente del relé del Alimentador 3

Tabla 71: Terminología de elementos de la Subestación San Cristóbal.

ANEXO 2

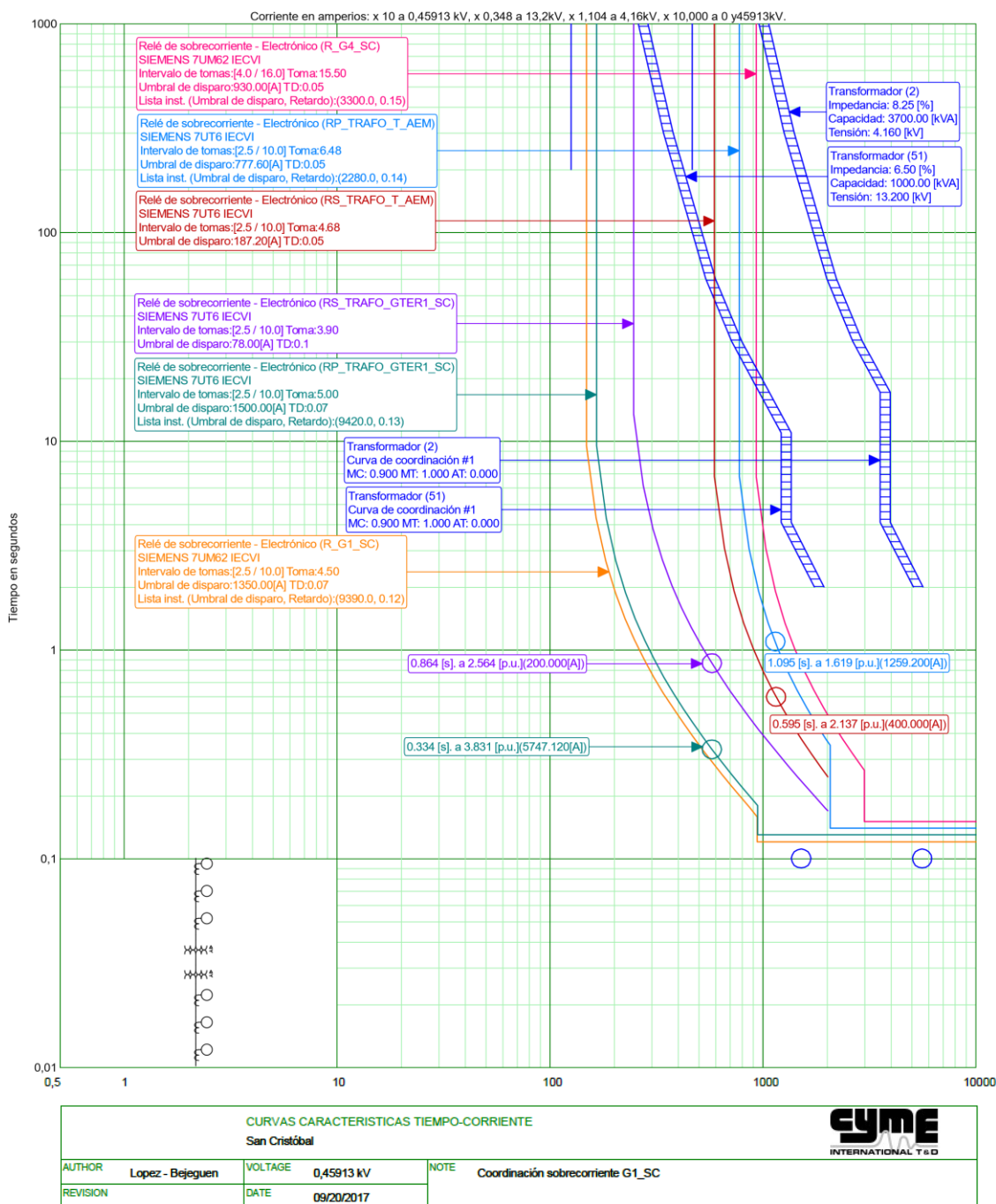


Figura A2.1: Coordinación de sobrecorriente de fase aguas arriba G1_SC

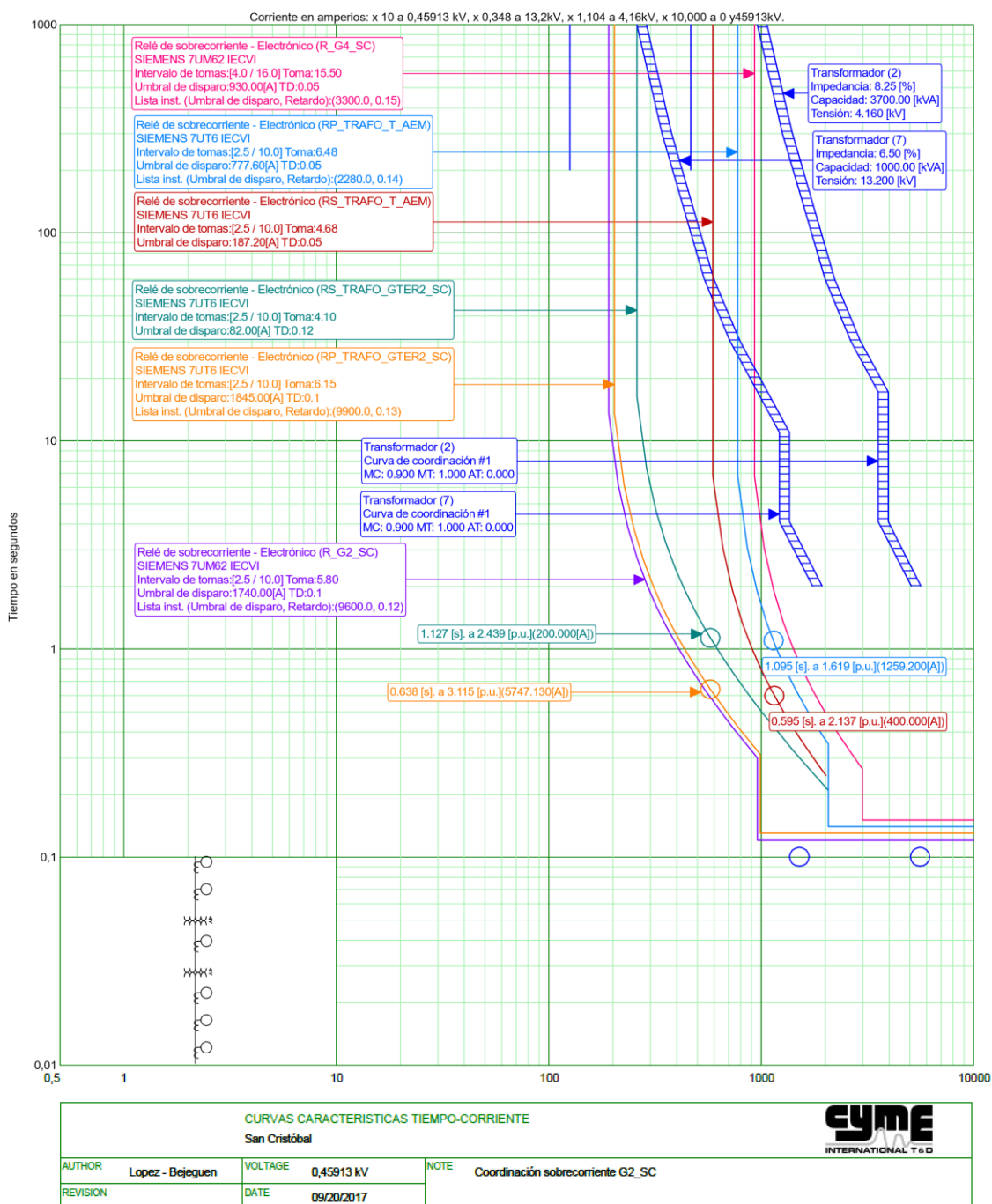


Figura A2.2: Coordinación de sobrecorriente de fase aguas arriba G2_SC

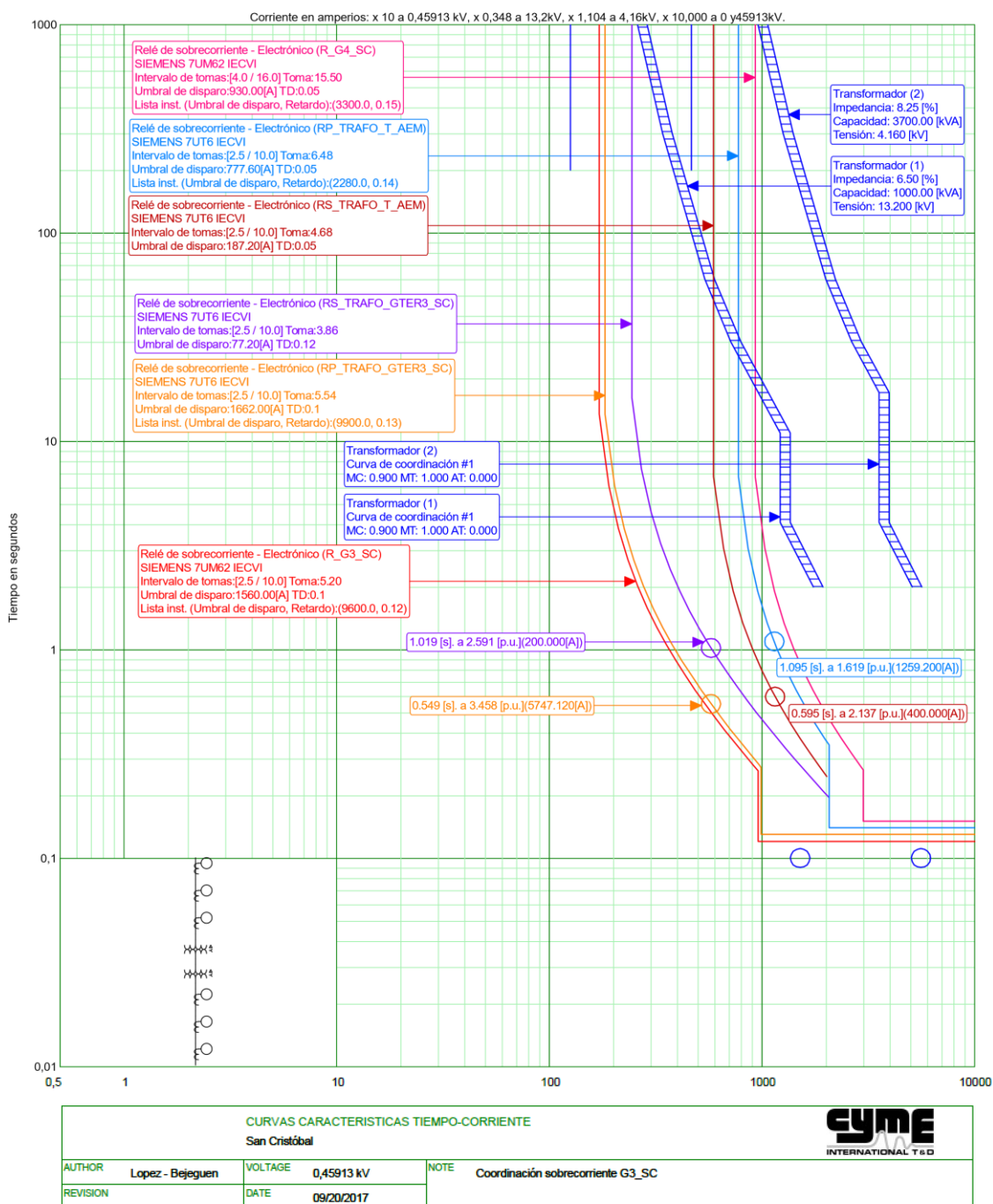


Figura A2.3: Coordinación de sobrecorriente de fase aguas arriba G3_SC

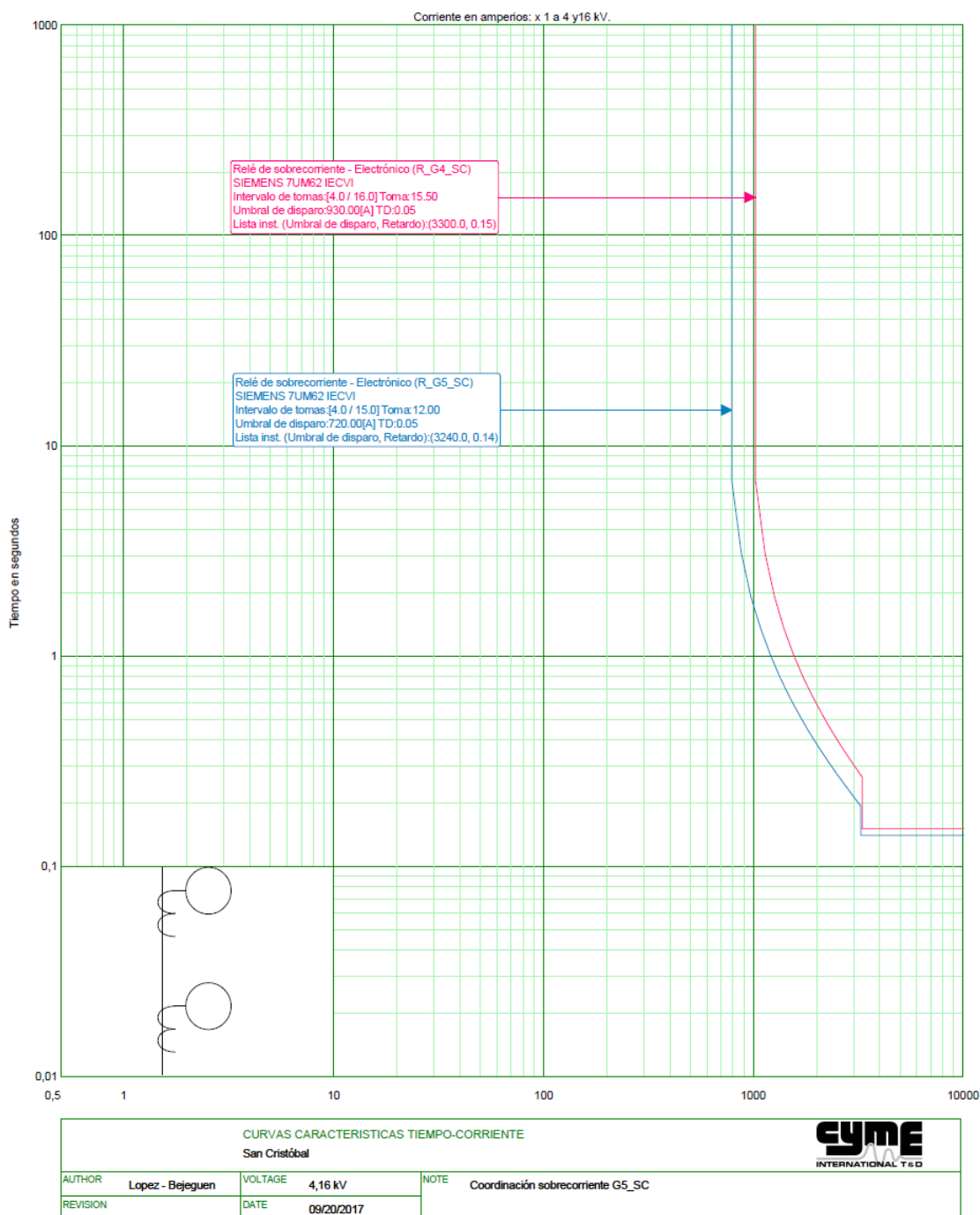


Figura A2.4: Coordinación de sobrecorriente de fase aguas arriba G5_SC