



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRÓFASORES PARA
EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO**

Manuel Alejandro Calderón

Asesorado por el Ing. Jorge Mario Méndez Nájera

Guatemala, octubre de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRÓFASORES PARA
EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL
SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

MANUEL ALEJANDRO CALDERÓN

ASESORADO POR EL ING. JORGE MARIO MÉNDEZ NÁJERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRFASORES PARA EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre de 2009.



Manuel Alejandro Calderón

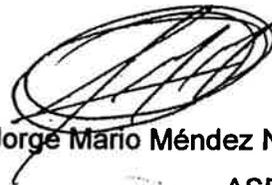
Guatemala, 25 de mayo de 2012.

Ingeniero
Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Pérez:

Por medio de la presente hago de su conocimiento que he tenido a bien revisar el trabajo de graduación titulado "**ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCROFASORES PARA EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO**", del estudiante MANUEL ALEJANDRO CALDERÓN. Encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, por lo cual me permito recomendar dicho trabajo final para la respectiva revisión por parte de su persona.

Sin otro particular, me suscribo atentamente,



Ing. Jorge Mario Méndez Najera

ASESOR

ING. ELECTRICISTA
JORGE MARIO MENDEZ NAJERA
COLEGIADO No. 4703



Ref. EIME 36. 2012
Guatemala, 8 de AGOSTO 2012.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRÓFASORES
PARA EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL
SUPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO
GUATEMALTECO", del estudiante Manuel Alejandro Calderón,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



FJGL/stg



REF. EIME 44.2012.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; MANUEL ALEJANDRO CALDERÓN titulado: "ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRÓFASORES PARA EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



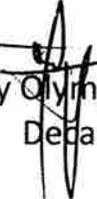
GUATEMALA, 24 DE AGOSTO 2012.



DTG. 496.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE SINCRFASORES PARA EJECUCIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO**, presentado por el estudiante universitario: **Manuel Alejandro Calderón**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, 11 de octubre de 2012.

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Dador de vida, toda la gloria y honra sean para ti.
Mi esposa	Porque siempre me has apoyado, en realidad eres mi ayuda idónea.
Mis hijas	Daniela y Fernanda, ustedes son mi inspiración para ser mejor cada día, las amo.
Mis padres	Sé que este éxito es de todos.
Mi hermano	Mario Alberto Reyes Calderón, que esta meta alcanzada sea un ejemplo de motivación para ti.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Mi señor y salvador, por dejarme alcanzar esta meta.
Mi esposa	Dina Alejandra Bosch Ochoa, por el apoyo incondicional para alcanzar esta meta, te amo.
Mis padres	Mario Reyes y Marina Calderón por siempre creer en mí, y alentarme a alcanzar mis metas.
Mis abuelos	Juan Francisco Calderón y Alejandra Roldán, por su amor incondicional.
Mi asesor	Ing. Jorge Mario Méndez Nájera, por su colaboración y dirección en mi trabajo de graduación.
Los colaboradores en este trabajo de graduación	Ingenieros en el Administrador del Mercado Mayorista.
Mis amigos	Rafael Siney, Halston Castillo, Juan Carlos Pozuelos y Julio Suy por su apoyo y amistad a lo largo de estos años.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. CONCEPTOS GENERALES.....	1
1.1. Corriente alterna.....	1
1.1.1. Definiciones	1
1.1.2. Fasores.....	3
1.2. Sistema de Posicionamiento Global (GPS).....	4
1.2.1. Características técnicas y prestaciones.....	6
1.2.2. Fiabilidad de los datos	8
1.2.3. Fuentes de error	9
1.2.4. Sistema de Posicionamiento Global Diferencial (DGPS).....	9
2. CONCEPTOS GENERALES DE SINCR OFASORES.....	11
2.1. Definición de sincrofasor	12
2.2. Reporte de fasores sincronizados	13
2.3. Criterios de desempeño.....	14
2.4. Arquitectura del sistema de sincrofasores.....	15
2.5. Aplicaciones	18
2.6. Localización óptima de los equipos de sincrofasores.....	21

3.	SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO	25
3.1.	Administrador del Mercado Mayorista	25
3.1.1.	Programación de la operación.....	26
3.1.2.	Supervisión de la operación en tiempo real.....	26
3.1.3.	Administración de las transacciones	26
3.1.4.	Organización	26
3.1.5.	Agentes del Mercado Mayorista	27
3.2.	Funcionamiento y coordinación del Administrador del Mercado Mayorista.....	30
3.2.1.	Despacho económico y cálculo de precios.....	30
3.2.2.	Coordinación de la operación.....	32
3.2.3.	Programación semanal	33
3.2.4.	Despacho diario	33
3.2.5.	Operación en tiempo real	34
3.3.	Coordinación de la operación del sistema nacional interconectado en tiempo real	34
3.3.1.	Condiciones normales	34
3.3.1.1.	Operación satisfactoria.....	35
3.3.1.2.	Clasificación de las contingencias.....	35
3.3.1.3.	Operación segura.....	36
3.3.2.	Mantenimiento de la seguridad del Sistema Nacional Interconectado.....	36
3.3.3.	Operación confiable	37
3.3.4.	Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del Sistema Nacional Interconectado	37
3.4.	Condiciones de riesgo.....	38
3.5.	Declaración de situación de emergencia.....	39
3.6.	Eventos	39

4.	APLICACIÓN DE SINCROFASORES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.....	41
4.1.	Situación actual de los esquemas de protección en el Sistema Nacional Interconectado	41
4.2.	Propuesta de cambio para el esquema de protección ESIM001.....	43
4.2.1.	Condición actual del ESIM001	43
4.2.2.	Condiciones del ESIM001 utilizando unidades de medición fasorial.....	48
4.2.2.1.	Disparo de generación en Guatemala	48
4.2.2.2.	Disparo de generación en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional	54
4.3.	Disparo de planta Chixoy en demanda mínima interconectado con el Sistema Eléctrico Regional.....	65
4.4.	Disparo de planta Chixoy en demanda mínima aislado del Sistema Eléctrico Regional.....	71
4.5.	Disparo de banco de transformación 230/69 kilovoltios en subestación Guatemala Este para demanda máxima	78
4.6.	Esquema de protección ESIM004	83
	CONCLUSIONES	91
	RECOMENDACIONES	93
	BIBLIOGRAFÍA.....	95

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Parámetros importantes para un voltaje senoidal	1
2.	Definición de ciclo y de período.....	3
3.	Generación de una forma de onda senoidal.....	4
4.	Método de trilateración	6
5.	Arquitectura de un sistema de sincrofasores.....	16
6.	Arquitectura de un concentrador de datos fasorial para un sistema de unidades de medición fasorial	18
7.	Trazado de voltajes en un sistema eléctrico.....	19
8.	Unidades de medición fasorial propuestos para recopilar información en tiempo real	24
9.	Propuesta de implementación de unidades de medición fasorial con capacidad de ejecutar acciones en el punto de medición	24
10.	Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios, Los Brillantes: caso 1	45
11.	Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado medida en subestación Guatemala Sur: caso 1.....	46
12.	Intercambio neto con el Sistema Eléctrico Regional: caso 1	47
13.	Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios Los Brillantes: caso 2	50
14.	Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado medida en subestación Guatemala Sur: caso 2.....	51
15.	Intercambio neto con el Sistema Eléctrico Regional: caso 2	52
16.	Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios: caso 3.....	56

17.	Intercambio neto con Sistema Eléctrico Regional: caso 3	57
18.	Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 3	58
19.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para la potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes	59
20.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para la frecuencia medida en la subestación Guatemala Sur	60
21.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para el flujo neto de las interconexiones con el Sistema Eléctrico Regional	61
22.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante pérdida de generación en Guatemala, para la potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes	62
23.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante pérdida de generación en Guatemala, frecuencia medida en la subestación Guatemala Sur.....	63
24.	Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante la pérdida de generación en Guatemala, flujo neto desde el Sistema Eléctrico Regional.....	64
25.	Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 4	66
26.	Intercambios netos con el Sistema Eléctrico Regional: caso 4	67
27.	Frecuencia en la subestación Guatemala Sur ante actuación del esquema de protección: caso 4	69
28.	Flujo neto con el Sistema Eléctrico Regional ante la actuación del esquema de protección: caso 4	70
29.	Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 5	72
30.	Frecuencia medida en Guatemala Sur ante la actuación del esquema de protección: caso 5	75
31.	Voltajes en subestación Guatemala Norte, Guatemala Sur y Guatemala Este ante disparo de carga: caso 5	77

32.	Flujo de intercambio con México ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5	79
33.	Flujo de intercambio con el Sistema Eléctrico Regional ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5	80
34.	Frecuencia en Guatemala Sur ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5	81
35.	Voltaje en barra 230 kilovoltios en subestación Guatemala Este: caso 5	82
36.	Flujo neto de las interconexiones del Sistema Eléctrico Regional: caso 6	84
37.	Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur caso 6	85
38.	Flujo de potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes: caso 6	87
39.	Diagrama de bloques para ESIM001, con problemas en Guatemala... ..	88
40.	Diagrama de bloques para ESIM001, con problemas en el Sistema Eléctrico Regional	89
41.	Diagrama de bloques para disparo de Chixoy tanto aislados como interconectados con el Sistema Eléctrico Regional.....	90

TABLAS

I.	Datos tomados por unidades de fasores sincronizados	13
II.	Líneas de carga asociadas al esquema de protección ESIM001	53
III.	Líneas de carga asociadas al esquema de protección Guatemala interconectada con el Sistema Eléctrico Regional: caso 4	68
IV.	Líneas de carga asociadas al esquema de protección, Guatemala aislada del Sistema Eléctrico Regional: caso 5	74

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
Hz	<i>Hertz</i> , medida de frecuencia
kV	Kilo <i>volt</i> o kilo Voltio
MW	Mega Vatio o Mega <i>Watt</i>
%	Porcentaje

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CA	Corriente Alterna
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
Flujo de potencia	Cantidad de potencia activa o reactiva que recorre un circuito eléctrico.
GPS	Sistema de Posicionamiento Global, por sus siglas en inglés, de <i>Global Positioning System</i> .
PDC	Concentrador de datos fasoriales, por sus siglas en inglés de, <i>Phasor Data Concentrator</i> .
PMU	Unidad de medición fasorial, por sus siglas en inglés de, <i>Phasor Measurement Unit</i> .
Potencia activa	Se define como el valor promedio alrededor del que oscila la potencia instantánea. Por lo que representa la potencia útil, es decir, aquella capaz de realizar trabajo.

Potencia reactiva	Se define como el valor pico de la componente seno de la potencia instantánea, cuyo valor promedio es cero y por ello no es capaz de realizar trabajo útil, pero se desplaza continuamente del generador a la carga y viceversa.
SER	Sistema Eléctrico Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

RESUMEN

Este trabajo de investigación, contiene simulaciones de flujos de carga para el análisis y propuesta de esquemas de protección, utilizando unidades de medición fasorial para el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala.

Las características técnicas, así como algunas aplicaciones que se le pueden dar a estas unidades de medición fasorial, se encuentran en el capítulo 2 del presente trabajo.

En el capítulo 3, se da una breve explicación del Administrador del Mercado Mayorista, como encargado de preservar la seguridad del sistema eléctrico guatemalteco, justificando con esto la creación de los esquemas de protección planteados en el capítulo 4.

Para la elaboración de los estudios de flujo de carga, se utilizó el *software* computacional PSS®E en su versión 32. Las bases de datos que utiliza dicho *software*, para analizar los diferentes escenarios estudiados, es información pública.

Se optó a la utilización del mencionado programa computacional, por su habilidad para hacer casos de estudio de flujo dinámico, característica que otros programas similares no poseen.

Los resultados que presenta este trabajo son, en primer lugar, los valores de ajuste que se deben implementar en los esquemas, tanto los existentes, como los nuevos que se proponen, tomando siempre en consideración que estos pueden variar, dependiendo de las condiciones actuales del sistema eléctrico guatemalteco. Sin embargo, el comportamiento de los esquemas es invariable. En segundo lugar, se proponen las líneas de carga que deberían abrirse en caso de necesitar retirar carga del sistema ante un disturbio en el mismo.

OBJETIVOS

General

Analizar los sistemas de medición de sincrofasores, sus principios de funcionamiento y las aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia; proponiendo su aplicación para el sistema eléctrico guatemalteco

Específicos

1. Desarrollar cómo y de qué manera ayudan las unidades de medición fasorial en un sistema eléctrico.
2. Determinar como las unidades de medición fasorial pueden utilizarse como elementos para proteger el sistema eléctrico guatemalteco.
3. Analizar como puede repercutir el uso de unidades de medición fasorial en cuanto a la continuidad del servicio eléctrico en Guatemala.
4. Ejemplificar la utilización de unidades de medición fasorial en esquemas de control suplementario para protección ante disturbios en el sistema eléctrico en Guatemala.
5. Desarrollar esquemas de control suplementarios, para mejorar la seguridad operativa en los posibles escenarios de operación: interconectados con México, interconectados con Centro América y en operación aislada.

INTRODUCCIÓN

El requerimiento de una mejor calidad de energía, así como la falta de inversiones en la expansión del sistema de transmisión y el acoplamiento de los sistemas extranjeros al guatemalteco, han aumentado la complejidad de la operación del sistema de potencia.

Este escenario, ha requerido mejores herramientas para el monitoreo y control de los sistemas de potencia en tiempo real. Los sistemas de medición de unidades fasoriales han emergido como una de las nuevas herramientas para mejorar el desempeño de los sistemas de potencia. Estos sistemas, muchas veces referidos como Sistemas de Medición de Área, están compuestos por unidades de medición de fasores (*PMU* por sus siglas en inglés) conectados a concentradores de datos y aplicados para el monitoreo y control de sistemas de potencia en tiempo real.

Algunos de los eventos de cero tensión (*blackout*) en los sistemas de potencia podrían ser prevenidos, de contar con dichas unidades para la adquisición de datos en tiempo real y la consecuente toma de decisiones de manera manual o automática mediante esquemas de control suplementario.

En los últimos años muchos países han instalado estos sistemas en sus redes eléctricas. Entre las principales aplicaciones de estos sistemas están: el monitoreo, la planificación y la relevación de los sistemas de potencia.

Este trabajo, está dirigido a profesionales con conceptos básicos de sistemas de potencia. La persona que lo lea podrá ampliar sus conocimientos en el tema de unidades de medición fasorial, así como en esquemas de protección en sistemas eléctricos de potencia.

1. CONCEPTOS GENERALES

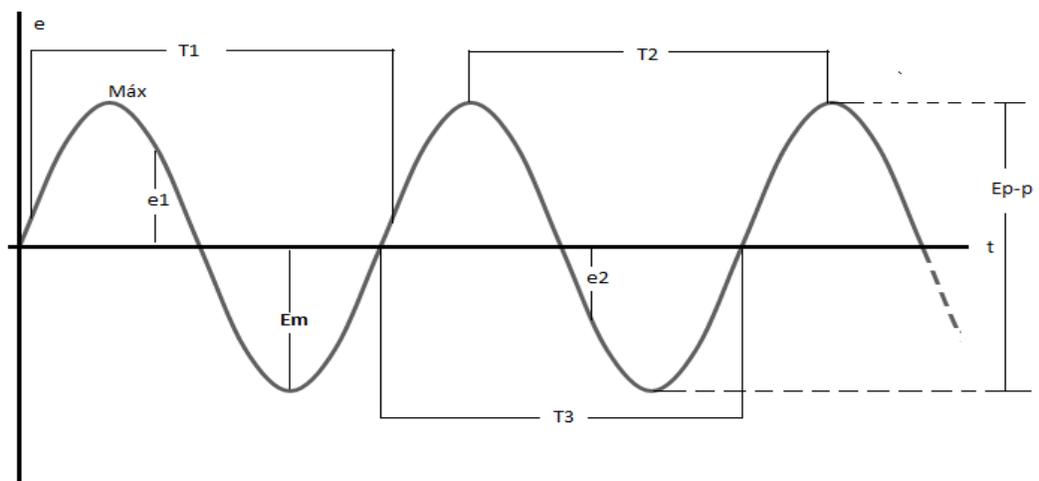
1.1. Corriente alterna

Las señales de corriente alterna están disponibles a partir de una diversidad de fuentes. La fuente más común de un voltaje senoidal, es la que se origina en una planta de energía eléctrica.

1.1.1. Definiciones

La forma de onda senoidal de la figura 1, con su notación adicional correspondiente, será utilizada como un modelo para definir algunos términos básicos relacionados a continuación.

Figura 1. **Parámetros importantes para un voltaje senoidal**



Fuente: BOYLESTAD, Robert. Análisis de circuitos eléctricos. p. 523.

Forma de onda: trayectoria trazada por una cantidad, tal como el voltaje en la figura 1.

Valor instantáneo: magnitud de una forma de onda en algún instante en el tiempo; denotada por letras minúsculas (e_1 , e_2).

Amplitud pico: valor máximo de una forma de onda medido a partir de su valor promedio o medio, denotado por las letras mayúsculas (como E_m para fuentes de voltaje y V_m para la caída de voltaje en la carga). Para la forma de onda de la figura 1, el valor promedio es cero voltios, y E_m es el que muestra la figura 1.

Valor pico: valor máximo de una forma de onda medido a partir del nivel de cero voltios. Para la forma de onda de la figura 1, la amplitud pico y el valor pico son iguales, dado que el valor promedio de la función es cero voltios.

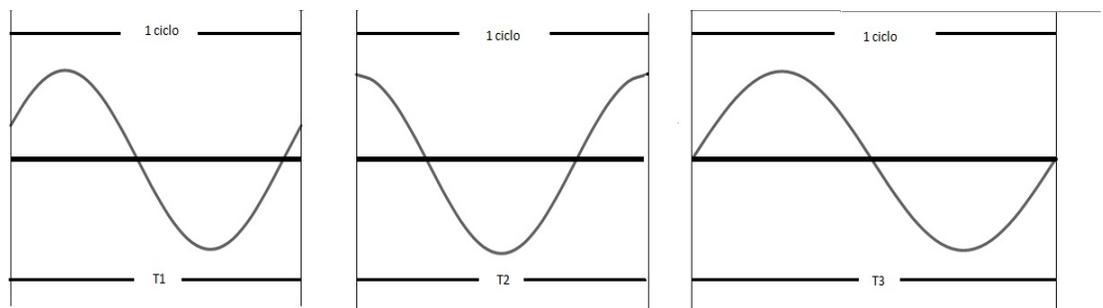
Valor pico a pico: denotado por E_{p-p} o V_{p-p} , es el voltaje completo entre los picos positivos y negativos de la forma de onda, es decir; la suma de la magnitud de los picos positivos y negativos.

Forma de onda periódica: forma de onda que se repite continuamente después del mismo intervalo de tiempo.

Período (T): intervalo de tiempo entre repeticiones sucesivas de una forma de onda periódica, siempre que puntos similares sucesivos de la forma de onda periódica se utilicen para determinar T.

Ciclo: parte de una forma de onda contenida en un período. Los ciclos dentro de T1, T2 y T3 de la figura 1, pueden parecer diferentes en la figura 2, pero todos están limitados por un período y, por tanto, satisfacen la definición de ciclo.

Figura 2. Definición de ciclo y de período



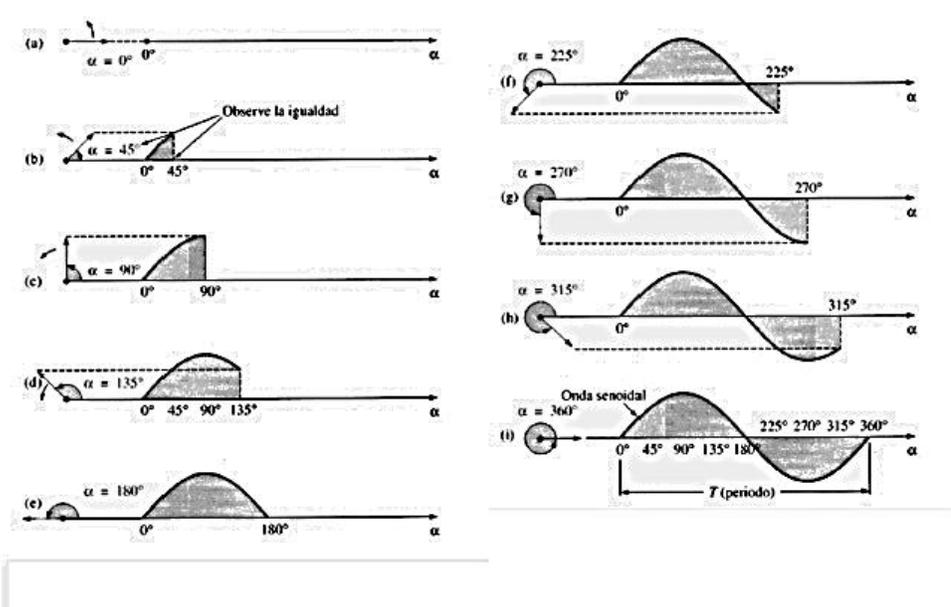
Fuente: BOYLESTAD, Robert. Análisis de circuitos eléctricos. p. 524.

Frecuencia (f): número de ciclos que suceden en un segundo. La unidad de medición para la frecuencia es el *Hertz*.

1.1.2. Fasores

La suma de voltajes y corrientes senoidales, es requerida con frecuencia en el análisis de circuitos. Un método largo, pero válido, de realizar esta operación, es colocar ambas formas de onda senoidales sobre el mismo conjunto de ejes y añadir algebraicamente las magnitudes en cada punto sobre la abscisa. Sin embargo, éste proceso puede resultar largo, tedioso y con una precisión limitada. Un método más corto utiliza el vector radial en rotación que aparece en la figura 3. Este vector radial, que tiene magnitud constante con un extremo fijo en el origen, se denomina fasor cuando se aplica a circuitos eléctricos.

Figura 3. **Generación de una forma de onda senoidal**



Fuente: BOYLESTAD, Robert. Análisis de circuitos eléctricos. p. 530.

1.2. Sistema de Posicionamiento Global (GPS)

El *GPS* (*Global Positioning System*: sistema de posicionamiento global) o *NAVSTAR-GPS*, es un sistema global de navegación por satélite (*GNSS*) que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto, una persona, un vehículo o una nave, con una precisión de centímetros (si se utiliza *GPS* diferencial), aunque lo habitual son unos pocos metros de precisión.

Aunque su invención se atribuye al gobierno francés y belga, el sistema fue desarrollado, instalado y actualmente operado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos.

El *GPS* funciona mediante una red de 32 satélites (28 operativos y 4 de respaldo) en órbita sobre el globo terráqueo, a 20 200 kilómetros, con trayectorias sincronizadas para cubrir toda la superficie de la tierra.

Cuando se desea determinar la posición, el receptor que se utiliza para ello localiza automáticamente como mínimo tres satélites de la red, de los que recibe unas señales indicando la identificación y la hora del reloj de cada uno de ellos.

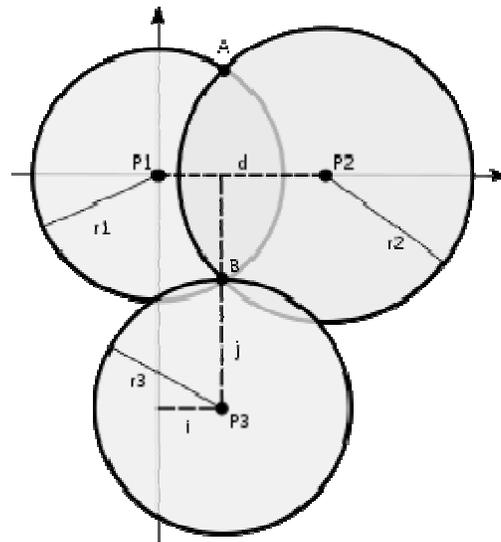
Con base a esas señales, el aparato sincroniza el reloj del *GPS* y calcula el tiempo que tardan en llegar las señales al equipo y, de tal modo, mide la distancia al satélite mediante triangulación (método de trilateración inversa, figura 4), la cual se basa en determinar la distancia de cada satélite respecto al punto de medición. Conocidas las distancias, se determina fácilmente la propia posición relativa respecto a los tres satélites.

Conociendo, además, las coordenadas o posición de cada uno de ellos, por la señal que emiten, se obtiene la posición absoluta o coordenadas reales del punto de medición. También se consigue una exactitud extrema en el reloj del *GPS*, similar a la de los relojes atómicos que llevan a bordo cada uno de los satélites.

La antigua Unión Soviética construyó un sistema similar llamado GLONASS, ahora gestionado por la federación Rusa.

Actualmente la unión europea está desarrollando su propio sistema de posicionamiento por satélite, denominado Galileo.

Figura 4. **Método de trilateración**



Fuente: Rossi, Trilateración. <http://es.wikipedia.org/wiki/Trilateración>. Consulta: mayo de 2011.

1.2.1. **Características técnicas y prestaciones**

El sistema global de navegación por satélite lo componen:

Sistema de satélites: está formado por 24 unidades con trayectorias sincronizadas para cubrir toda la superficie del globo terráqueo. Más concretamente, están repartidos en 6 planos orbitales de 4 satélites cada uno. La energía eléctrica que requieren para su funcionamiento, la adquieren a partir de dos paneles compuestos de celdas solares adosados a sus costados.

Estaciones terrestres: envían información de control a los satélites para controlar las orbitas y realizar el mantenimiento de toda la constelación.

Terminales receptoras: indican la posición en la que están; conocidas también como unidades *GPS*.

- Segmento espacial
 - Satélites en la constelación: 24 (4 x 6 órbitas).
 - Altitud: 23 200 kilómetros.
 - Período: 11 horas 56 minutos (12 horas sidéreas).
 - Inclinação: 55 grados (respecto al ecuador terrestre).
 - Vida útil: 7,5 años.

- Segmento de control (estaciones terrestres)
 - Estación principal: 1.
 - Antena de tierra: 4.
 - Estación monitora (de seguimiento): 5.
 - Señal de radio frecuencia.

- Frecuencia portadora
 - Civil: 1 575,42 Mega *Hertz* (L1). Utiliza el código de adquisición aproximativa.
 - Militar 1 227,60 Mega *Hertz* (L2) Utiliza el código de precisión.

- Exactitud
 - Posición: oficialmente indican aproximadamente 15 metros (en el 95 por ciento del tiempo). En la realidad un *GPS* portátil

monofrecuencia de 12 canales paralelos, ofrece una precisión de 2,5 a 3 metros en más del 95 por ciento del tiempo.

- Hora: 1 nanosegundo.
 - Cobertura: mundial.
 - Capacidad de usuarios: ilimitada.
- Sistema de coordenadas
 - Sistema geodésico mundial 1984.
 - Centrado en la tierra, fijo.
 - Integridad: tiempo de notificación de 15 minutos o mayor.
 - Disponibilidad: 24 satélites (70 por ciento) y 21 satélites (98 por ciento).

1.2.2. Fiabilidad de los datos

Debido al carácter militar del sistema *GPS*, el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América, se reservaba la posibilidad de incluir un cierto grado de error aleatorio, que podía variar de los 15 a los 100 metros. La llamada disponibilidad selectiva (S/A) fue eliminada el 2 de mayo de 2000, aunque actualmente no aplique tal error inducido, la precisión intrínseca del sistema *GPS* depende del número de satélites visibles en un momento y posición determinados.

Con un elevado número de satélites siendo captados (7, 8 o 9 satélites), y si estos tienen una geometría adecuada (están dispersos), pueden obtenerse precisiones inferiores a 2,5 metros en el 95 por ciento del tiempo. Si se activa el sistema *DGPS*, la precisión mejora siendo inferior a un metro en el 97 por ciento de los casos.

1.2.3. Fuentes de error

La posición calculada por un receptor *GPS* requiere el instante actual, la posición del satélite y el retraso medido de la señal recibida. La precisión, es dependiente en la posición y el retraso de la señal.

Al introducir el atraso, el receptor compara una serie de *bits* recibida del satélite con una versión interna. Cuando se comparan los límites de la serie, las electrónicas pueden meter la diferencia a 1 por ciento de un tiempo *BIT*, o aproximadamente 10 nanosegundos por el código *C/A*. Desde entonces las señales *GPS* se propagan a la velocidad de la luz, que representa un error de 3 metros. Este es el error mínimo posible usando solamente la señal *GPS C/A*.

- Retraso de la señal en la ionosfera y troposfera.
- Señal multirruta, producida por el rebote de la señal en edificios y montañas cercanos.
- Errores de orbitales, donde los datos de la órbita del satélite no son completamente precisos.
- Número de satélites visibles.
- Geometría de los satélites visibles.
- Errores locales en el reloj del *GPS*.

1.2.4. Sistema de Posicionamiento Global Diferencial (*DGPS*)

El *DGPS* (*differential GPS*), o sistema de posicionamiento global diferencial, es un sistema que proporciona a los receptores de *GPS* correcciones de los datos recibidos de los satélites *GPS*, con el fin de proporcionar una mayor precisión en la posición calculada. Se concibió fundamentalmente debido a la introducción de la disponibilidad selectiva (*SA*).

El fundamento radica en el hecho de que los errores producidos por el sistema *GPS*, afectan por igual (o de forma muy similar) a los receptores situados próximos entre sí. Los errores están fuertemente correlacionados en los receptores próximos.

Un receptor *GPS* fijo en tierra (referencia) que conoce exactamente su posición, basándose en otras técnicas, recibe la posición dada por el sistema *GPS*, y puede calcular los errores producidos por el sistema *GPS*, comparándola con la suya, conocida de antemano. Este receptor transmite la corrección de errores a los receptores próximos a él, y así estos pueden, a su vez, corregir también los errores producidos por el sistema dentro del área de cobertura de transmisión de señales del equipo *GPS* de referencia.

Con el *DGPS*, se pueden corregir en parte los errores debido a:

- Disponibilidad selectiva (eliminada a partir del 2000).
- Propagación por la ionosfera – troposfera.
- Errores en la posición del satélite.
- Errores producidos por problemas en el reloj del satélite.

Para que las correcciones *DGPS* sean válidas, el receptor tiene que estar relativamente cerca de alguna estación *DGPS*, generalmente, a menos de 1 000 kilómetros. Las precisiones que manejan los receptores diferenciales son de centímetros, por lo que pueden ser utilizados en ingeniería.

2. CONCEPTOS GENERALES DE SINCRUFASORES

A medida que la red eléctrica continúa en expansión, y las líneas de transmisión son llevadas a sus límites, la operación dinámica de los sistemas de potencia se ha convertido en una preocupación y se ha vuelto más difícil lograr una precisión en los modelos. Además, la capacidad de efectuar el control en tiempo real del sistema, se está convirtiendo en una necesidad para evitar cortes de gran escala en cascada. Por décadas, los centros de control han estimado el estado del sistema (la secuencia positiva del voltaje y el ángulo en cada nodo de la red) a partir de las mediciones de los flujos de potencia en el sistema. Es deseable poder medir el estado del sistema directamente y/o aumentar los estimadores existentes con información adicional.

Las cantidades de Corriente Alterna (CA), han sido analizadas por más de 100 años con una construcción desarrollada por Charles Proteus Steinmetz en 1893, conocida como fasor. En los sistemas de potencia, los fasores se han utilizado para analizar cantidades de CA, asumiendo una frecuencia constante. Una relativamente nueva variante de esta técnica que sincroniza el cálculo de un fasor de tiempo absoluto ha sido desarrollada, la cual es conocida como medición de fasores sincronizados o sincrofases.

2.1. Definición de sincrofasor

Una forma de onda de CA puede ser representada matemáticamente de la siguiente manera:

$$x(t) = X_m \cdot \cos\left(\phi + \int_{-\infty}^t w(t) \cdot dt\right) \quad (1)$$

Donde: X_m es la magnitud de la forma de onda sinusoidal.

$w = 2 \cdot \pi \cdot f$, donde f es la frecuencia instantánea.

ϕ = punto angular inicial para la forma de onda.

Nótese que en la ecuación 1, el sincrofasor es referenciado a una función coseno. En notación de fasor, esta forma de onda es típicamente representada como:

$$\bar{X} = X_m \angle \phi \quad (2)$$

En el mundo real, los sistemas de potencia casi nunca operan a la frecuencia nominal (60 *Hertz* para el sistema guatemalteco). Por lo tanto, el cálculo de la fase de ángulo debe tener en cuenta la frecuencia del sistema en el momento de la medición. Por ejemplo, si la frecuencia es de 59,5 *Hertz* en el sistema guatemalteco, el período de la onda es de 16,694 milisegundos contra 16,666 milisegundos; una diferencia de 0,167 por ciento.

Los fasores capturados son marcados en función del tiempo de la referencia de tiempo *UTC* (tiempo universal coordinado, por sus siglas en inglés). La marca de tiempo es un mensaje de 8 *bytes* que consiste en 4 *bytes* para *Second Of Century, SOC*, 3 *bytes* para la fracción de segundo y 1 *byte* para el indicador de calidad de tiempo.

La etiqueta de tiempo *SOC* cuenta el número de segundos que se han producido desde el 1 de enero de 1970 como un entero sin signo de 32 *bits*. Con 32 *bits*, el contador del *SOC* puede ser utilizado durante 136 años a partir de 1970 o hasta el 2106. Con 3 *bytes* para la fracción de segundo, este se puede dividir en 16 770 216 registros. Si esta resolución no es deseada, el estándar (C37.118) permite una base definida por el usuario sobre el cual se ajustará la cuenta (por ejemplo, una base de 1 000 000 de registros con una precisión de microsegundos). Por último, el *byte* de calidad de tiempo contiene información del estado y relativa exactitud del reloj usado.

2.2. Reporte de fasores sincronizados

El estándar IEEE C37.118, establece varias tasas de reporte e intervalos de reporte de sincrofasores, como se muestra a continuación en la tabla I.

Tabla I. **Datos tomados por unidades de fasores sincronizados**

Frecuencia del sistema	50 Hertz.		60 Hertz.				
Tasa de reporte	10	25	10	12	15	20	30

Fuente: ADAMI AK, Mark, et al. Synchrophasors: definition, measurement and application. p. 3.

Una tasa de notificación dada, debe dividir de manera uniforme un intervalo de un segundo en el número especificado de subintervalos.

2.3. Criterios de desempeño

La medición de un sincrofasor debe mantener exactitud en fase y magnitud sobre un rango de condiciones operativas. La exactitud para sincrofasores es medida por un valor denominado *Total Vector Error TVE* (Error total de vector).

El error es definido como la raíz cuadrada de las diferencias al cuadrado entre la parte real e imaginaria del fasor teórico actual y el fasor estimado sobre la magnitud del fasor teórico, esto expresado en porcentaje:

$$\varepsilon = \left(\sqrt{\frac{((X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2)}{(X_r^2 + X_i^2)}} \right) \cdot 100 \quad (3)$$

Donde: X_r y X_i representan el fasor teórico exacto.

Y: $X_r(n)$ y $X_i(n)$ representan el sincrofasor estimado.

En el nivel de operación de más demanda (nivel 1), el estándar de sincrofasor específica que una unidad de medición fasorial (*PMU* por sus siglas en inglés) debe mantener un error de menos 1 por ciento bajo condiciones de ± 5 Hertz fuera de rango de la frecuencia nominal.

2.4. Arquitectura del sistema de sincrofasores

Dado que la aplicación de las mediciones fasoriales prolifera en todo el mundo, hay una serie de consideraciones para la arquitectura de diseño, que es necesario abordar. En primer lugar es la ubicación física, cabe señalar que, dados unos *PMU's* con capacidad de medición sincronizada de corrientes, una observabilidad completa puede ser obtenida mediante la localización de *PMU's* en nodos alternos en el sistema de potencia.

El siguiente tema de arquitectura a mencionar, es la de los canales de comunicación y ancho de banda. El ancho de banda es determinado por la necesidad del usuario, de tener cierta cantidad de datos. Por ejemplo, la elección de un fasor con una tasa de 60 fasores/segundo para una tensión, 5 corrientes, 5 medidas de potencia, 5 mediciones de potencia reactiva, la frecuencia y tasa de cambio de frecuencia; se requiere un ancho de banda de 64 000 *bits* por segundo. Por otra parte, una tasa de notificación de datos de 12 fasores por segundo para una tensión, 5 corrientes y frecuencia se requiere un ancho de banda de 4 800 *bits* por segundo.

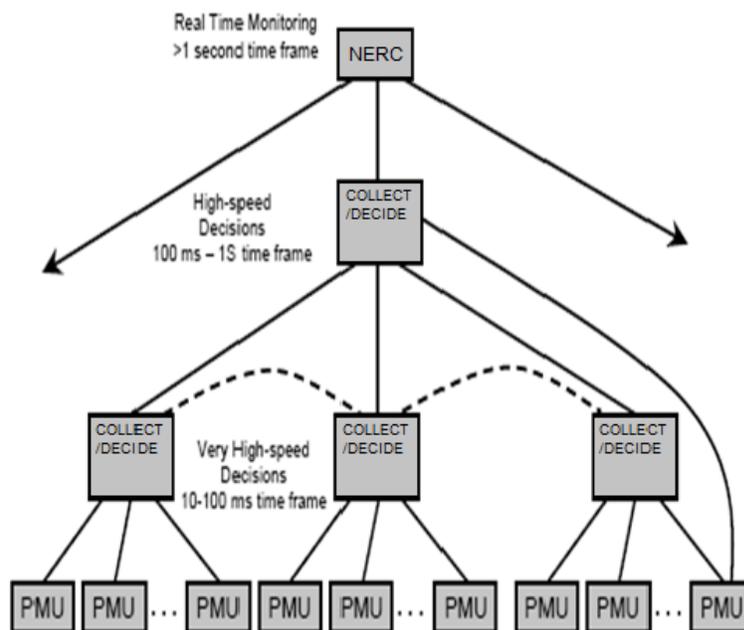
En la elección de ancho de banda del canal, tanto las necesidades actuales y futuras deben ser consideradas. En particular, la posibilidad de un control de lazo cerrado en el futuro, ya que la velocidad de control es una función del ancho de banda disponible.

El siguiente tema del sistema, es la elección de un canal de comunicación física. Esta elección se debe a una serie de requisitos funcionales, los cuales son:

- Disponibilidad de datos (cuantos paquetes de datos perdidos son aceptables).
- Ancho de banda necesario.
- Requisitos de disponibilidad del sistema.
- Distribución de datos para usuario final.

Estos requerimientos conducen a una arquitectura topológica, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. **Arquitectura de un sistema de sincrofasores**



Fuente: ADAMIAK, Mark, et al. Synchrophasors: definition, measurement and application. p. 8.

En esta arquitectura hay varias rutas de datos, cada una de las cuales requerirá canales de diferente tamaño y características cada uno. Además, existen múltiples niveles de colección y decisión que conducen a diferentes

limitaciones operativas; principalmente el de la velocidad de respuesta en caso de que esté involucrado el control de lazo cerrado.

La primera línea de trayectoria, es la que va del *PMU* al concentrador de datos de fasores (*PDC*), donde los datos son recibidos y ordenados por etiqueta de tiempo de los múltiples *PMU*'s. Las opciones para este enlace incluyen datos en serie que operan con velocidades de 9 600 a 57 600 *bits* por segundo y *Ethernet* a 10 o 100 Mega *bytes*. Se debe tener en cuenta que la norma especifica el formato para el enlace entre *PMU* y *PDC*.

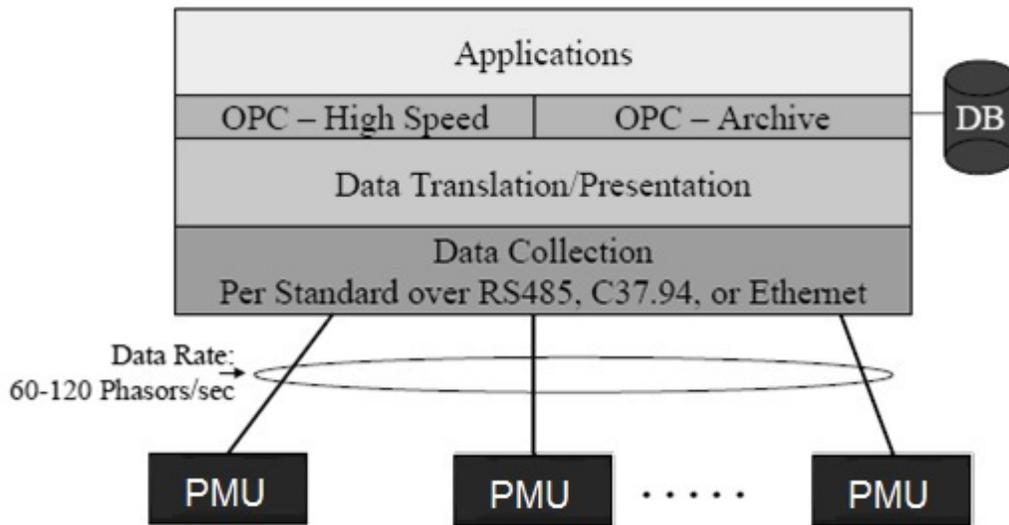
En muchos casos, la redundancia de comunicación puede ser requerida o pueden existir muchos consumidores de datos. Si se utiliza un enlace serial, el *PMU* debe tener, ya sea múltiples puertos de salida o un enlace serial *multidrop*. Cuando se tienen múltiples consumidores de datos a través del *Ethernet*, o bien múltiples conexiones deben ser apoyadas por la *PMU* o esta puede soportar transmisión de multireparto de datos.

El intercambio de datos entre *PDC*'s en el mismo nivel, así como *PDC*'s agregados a un nivel superior, debe ser posible. Se espera, sin embargo, que el intercambio de datos entre el *PDC*'s se hará a velocidades de datos más baja, cerca de lo 10 sincrofasores / segundo. Aunque esta velocidad sea 6 veces más lenta, los datos intercambiados pueden contener datos de 16 a 32 *PMU*'s. Para estos datos agregados se deben considerar anchos de banda T1, SONET y *Ethernet*.

Otro aspecto a tratar arquitectónicamente, es el de intercambio de datos entre el *PDC* y el *software* de aplicación. En la medida en que la aplicación de *software* sea más multivendedor (es decir que sea compatible con varias marcas de *PMU*), las pautas arquitectónicas sugieren que una interfaz genérica

servirá mejor a la industria. Una implementación de ésta arquitectura *PDC* se muestra en la figura 6.

Figura 6. **Arquitectura de un concentrador de datos fasorial para un sistema de unidades de medición fasorial**



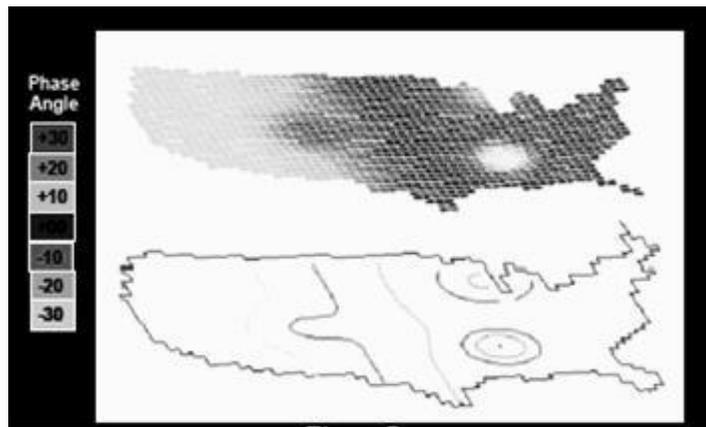
Fuente: ADAMIÁK, Mark, et al. Synchronphasors: definition, measurement and application. p. 9.

2.5. Aplicaciones

La industria de servicios públicos, ha adoptado un enfoque de 2 fases para el desarrollo de aplicaciones en el dominio sincrofasores. Fase 1 (donde la mayoría del mundo está actualmente), es una etapa de visualización de datos y de identificación de problemas. Las herramientas de visualización han sido desarrolladas para observar flujos de potencia dinámicos, separación de ángulos de fase dinámicos y frecuencia en tiempo real, así como la tasa de cambio en la misma. La figura 7 muestra un ejemplo del trazado del fasor de voltaje en tiempo real.

El contorno de la superficie, indica magnitudes de voltajes instantáneos y el color indica el ángulo de fase con respecto a un ángulo escogido por el usuario.

Figura 7. **Trazado de voltajes en un sistema eléctrico**



Fuente: ADAMIAK, Mark, et al. Synchronphasors: definition, measurement and application. p. 10.

Otra herramienta de visualización que ha sido desarrollada, incluye una vista de sincronoscópio que muestra todas las fases de los ángulos frecuencia y tasa de cambio de la misma oscilación de frecuencia, el coeficiente de amortiguación y flujos de potencia en general.

Una segunda fase involucra el desarrollo de sistemas de control de lazo cerrado basado en fasores. En estos sistemas, los datos agregados desde uno o más *PDC*'s pasan a un algoritmo de decisión que computa en tiempo real una estrategia de control y emite las salidas apropiadas para los dispositivos controlables localizados alrededor del sistema. Las velocidades de control deberán variar basadas en la severidad del disturbio. Si una posible oscilación

de potencia inestable es detectada, el controlador tiene de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ segundo para analizar e iniciar una acción de control.

El uso de sincrofasores para monitorear el esfuerzo de las líneas de transmisión, permite controlar las cargas a su máxima capacidad en tiempo real.

Realizando un proceso automático es posible incrementar la capacidad del sistema sin la construcción o adición de nuevas infraestructuras. Teniendo en cuenta el gran costo que tiene construir nuevas líneas de transmisión, se puede determinar con toda confianza que utilizando el sistema de medición sincrofasorial, llevaría a operar el sistema para que el mismo trabaje hasta su máxima capacidad sin tener que caer en la necesidad de invertir en la creación de nuevas líneas de transmisión.

Como ejemplo se puede mostrar que luego del gran apagón de agosto del 2003, una de las empresas que empezó a utilizar esta tecnología de medición sincrofasorial fue la compañía *Entergy Corporation*, la cual instaló como proyecto inicial 15 *PMU's* en sus líneas de transmisión. Estos *PMU's* fueron ubicados en los puntos de mayor importancia para el monitoreo del sistema. Cabe destacar que los *PMU's* ubicados en líneas de la empresa *Entergy* están localizados en cuatro estados de Los Estados Unidos y están monitoreando información en líneas de 115, 138, 230 y 500 kilovoltios.

Para que este proyecto fuera puesto en operación no fue necesaria la construcción de ningún tipo de infraestructura eléctrica

2.6. Localización óptima de los equipos de sincrofasores

El máximo beneficio del sistema de monitorización de fasores, es la colocación de un equipo de medida en cada uno de los nodos existentes en la red bajo supervisión. Esta solución extrema conlleva un costo demasiado alto; debido a esto resulta conveniente disponer de un método que permita seleccionar el emplazamiento óptimo de un subconjunto de equipos, suficiente para monitorear toda la red, pero sin alcanzar el despliegue necesario que supondría un equipo en cada nodo.

Para esto se debe modificar el concepto de red monitorizada a la de una red observable. Se puede definir una red observable; como aquella en la que todas sus variables de estado pueden determinarse a partir de la medida real de un subconjunto menor de tales variables. La teoría de grafos y la aplicación sistemática de las leyes de Ohm y Kirchhoff, permiten observar la red a partir del subconjunto de puntos monitorizados. Se considera observable una línea cuando se conozca la corriente (en las tres fases) que circula a través de ella; una barra es observable cuando se conoce la tensión (igualmente en las tres fases) a la que se encuentra. La observabilidad se deriva de la medida real y/o el cálculo a partir de medidas reales y de los datos de impedancia que forman la red.

Las reglas a aplicar son:

- Ley de Ohm: cualquier barra a la que llegue una línea observable procedente de una barra observable es a su vez observable.
- Ley de Kirchhoff: si todas las líneas, excepto una, que llegan a una barra observable son observables, esta línea es también observable.

- Ley de Ohm: cualquier línea que conecte dos barras observables, es observable.

Los equipos de medición de sincrofasores proporcionan valores tanto de tensión como de corriente (en general, la tensión de la barra y la corriente de todas las líneas que acceden a ella); tales valores unidos a las impedancias de las líneas y a las reglas enumeradas anteriormente, hacen a la red observable a partir de las medidas capturadas por los *PMU*'s. Existen algoritmos que permiten automatizar el avance de la observabilidad de la red a partir de las medidas realizadas.

A partir de este punto se dispone de un método para alcanzar la observabilidad, partiendo de un conjunto de medidas, pero falta un criterio que permita determinar la mejor colocación de los equipos que van a proporcionar las medidas iniciales. Para esto se empieza con una barra dotada de *PMU* y se aplican las reglas anteriores, de la siguiente forma:

- Se asigna un fasor medido de intensidad a todas las líneas que convergen en una barrada que disponga *PMU*.
- Se asigna un fasor calculado de intensidad a todas las líneas que conecten barras de tensiones conocidas.

A partir del nodo seleccionado y con un equipo e *PMU* conectado, la aplicación sistemática de las reglas mencionadas, permite expandir el área observable de la red. Cuando se alcance el límite de observabilidad derivado de los cálculos anteriores, se coloca otro equipo *PMU* en la barra, dentro de la región no observable con el mayor número de líneas adyacentes. Al finalizar el

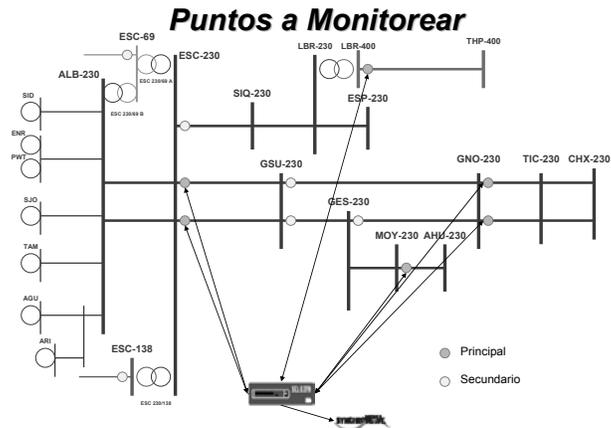
proceso se obtiene una red completamente observable, colocando un cierto número de equipos *PMU* para lograrlo.

Generalmente entre un tercio y un cuarto de las barras del sistema, necesitan tener conectados *PMU*'s para hacer que el sistema sea observable, el consecuente riesgo para este número de equipos, es que solo una parte de las medidas son reales, mientras que el resto, que representan un alto porcentaje, son calculadas.

En las figuras 8 y 9 se observa la propuesta de implementación de sincrofasores para el sistema eléctrico guatemalteco por parte del Administrador del Mercado Mayorista.

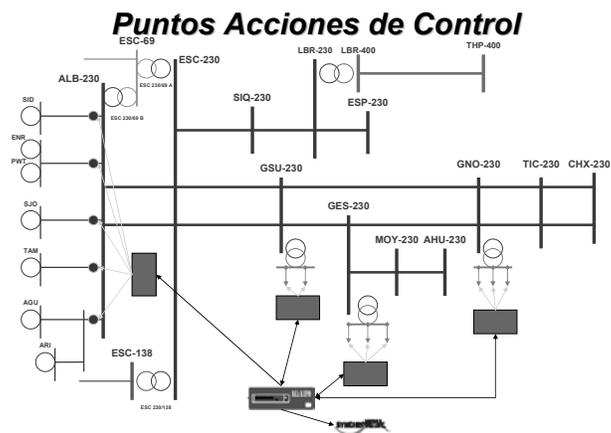
Cabe señalar que existen unidades de medición fasorial ya instalados o próximos a instalarse en otros puntos del sistema, que no son propiedad del AMM, pero si entregarán señales al *PDC* (concentrador de datos fasoriales, por sus siglas en inglés) para obtener visualización de datos e inclusive ejecutar acciones de control en el punto de medición, tal es el caso del *PMU* instalado en la línea de interconexión Guatemala – El Salvador (SIEPAC).

Figura 8. **Unidades de medición fasorial propuestos para recopilar información en tiempo real**



Fuente: División de estudios eléctricos, Administrador del Mercado Mayorista.

Figura 9. **Propuesta de implementación de unidades de medición fasorial con capacidad de ejecutar acciones en el punto de medición**



Fuente: División de estudios eléctricos, Administrador del Mercado Mayorista.

3. SISTEMA ELÉCTRICO GUATEMALTECO

3.1. Administrador del Mercado Mayorista

En 1996, el Gobierno de la República de Guatemala puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 y su reglamento en el Acuerdo Gubernativo No. 256-97. En el artículo 44 de dicha Ley se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del Mercado Mayorista.

Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.

Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en Guatemala.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades.

3.1.1. Programación de la operación

El AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual, es revisada y ajustada semanal y diariamente.

3.1.2. Supervisión de la operación en tiempo real

El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Así mismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones de equipos e instalaciones asociadas.

3.1.3. Administración de las transacciones

El AMM debe cuantificar los intercambios de potencia y energía entre los participantes de Mercado Mayorista y valorizarlos utilizando el Precio de Oportunidad de la Energía (POE) y el precio de referencia de la potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el Mercado Mayorista.

3.1.4. Organización

El órgano directivo superior del AMM, es la Junta Directiva, la cual está integrada (según el artículo 21 del reglamento del AMM), por diez miembros

titulares, representantes de cada una de las cinco agrupaciones de participantes del Mercado Mayorista. Los representantes deben ser electos por un período de dos años, pudiendo ser reelectos.

Las funciones principales de la Junta Directiva, según el artículo 20 del reglamento del AMM son:

- Identificar faltas e incumplimientos de los participantes del Mercado Mayorista.
- Resolver las discrepancias que surjan de las operaciones en el Mercado Mayorista, en lo que sea de su competencia.
- Aprobar y elevar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, documentos, estudios e informes del Administrador del Mercado Mayorista.

El órgano ejecutor de las decisiones de la Junta Directiva será la gerencia general, quien es responsable de realizar las tareas técnicas y administrativas para la coordinación y el correcto funcionamiento del AMM.

3.1.5. Agentes del Mercado Mayorista

Los agentes del Mercado Mayorista, están definidos en el artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y son: generadores, distribuidores, transportistas y comercializadores. Además de los agentes, se define también a los grandes usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado, en general: participante.

Para poder ser agente o gran usuario del Mercado Mayorista, se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos.

- Generadores: potencia máxima de por lo menos 5 Mega *Watts*.
- Distribuidores: tener por lo menos 15 000 usuarios.
- Transportistas: potencia firme conectada de por lo menos 10 Mega *Watts*.
- Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 2 Mega *Watts*.
- Grandes usuarios: demanda máxima de al menos 100 kilo *Watts*.

Los participantes del Mercado Mayorista tienen los siguientes derechos y obligaciones, definidos en el artículo 6 del reglamento del AMM.

Obligaciones:

- No realizar actos contrarios a la libre competencia o contrarios a los principios establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.
- Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y normas emitidas por el Mercado Mayorista; así como mantenerse dentro de la operación programada por el AMM y obedecer sus instrucciones de operación.
- Cumplir con la implementación, instrumentación y mantenimiento de los sistemas necesarios para la operación confiable y con calidad del sistema eléctrico, incluyendo los mecanismos destinados a mejorar el desempeño transitorio y dinámico del sistema, los sistemas de

comunicaciones y enlaces de datos y sistemas de alivio de carga, de acuerdo a las normas que al respecto emita la comisión nacional de energía eléctrica.

- Instalar y mantener en buenas condiciones, los equipos y unidades remotas que le sean requeridos por el AMM.
- Para el caso del agente distribuidor, comercializador y gran usuario deben tener contratos de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.
- Cumplir en tiempo y forma con los pagos que surjan en el Mercado Mayorista como resultado de las transacciones comerciales, cargos y cuotas que se definan.
- Reconocer la autoridad operativa del centro de despacho de carga, aceptando el despacho requerido y las instrucciones de operación y suministro de servicios complementarios.
- Cumplir los racionamientos programados, incluyendo servicios de desconexión automática de cargas, dentro de los límites técnicos establecidos en las normas técnicas.

Derechos:

- Operar libremente en el Mercado Mayorista, de acuerdo a la Ley General de Electricidad.

- Acceso a la información sobre modelos y metodología utilizados por el AMM para la programación y el despacho.
- Recibir del AMM información sobre la programación de la operación y despacho, y sobre los resultados de la operación.

El Administrador del Mercado Mayorista, deberá reportar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a los participantes que incurran en las faltas establecidas en la Ley General de Electricidad, sus reglamentos y normas.

3.2. Funcionamiento y coordinación del Administrador del Mercado Mayorista

La función del Administrador del Mercado Mayorista, es garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del país, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

3.2.1. Despacho económico y cálculo de precios

El despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible que permita abastecer la demanda prevista, para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y confiabilidad de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las Normas de Coordinación del AMM.

El despacho debe considerar como demanda a cubrir, la correspondiente a los participantes consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los participantes productores. El despacho debe considerar la existencia de demanda interrumpible y el costo de restricciones al suministro representado por las máquinas de falla.

Para el despacho, los participantes productores que ofrezcan potencia y energía con plantas hidroeléctricas, indicarán en su oferta su potencia disponible, los aportes de agua previstos y, cuando corresponda, el volumen embalsado, junto con la valorización del agua de su embalse. Los que ofrezcan potencia y energía con plantas térmicas, indicarán en su oferta su potencia disponible, su existencia de combustible y sus costos variables.

El despacho debe considerar las restricciones que surgen de los criterios de desempeño mínimo de las unidades generadoras del Sistema Nacional Interconectados y asignar los servicios complementarios establecidos en la programación a largo plazo.

Cuando, por restricciones operativas o de la red del transportista, un participante productor no puede entregar parte o toda su potencia contratada, esta limitante no se considerará como responsabilidad del despacho.

Ante una condición de faltantes previstos en el Mercado Mayorista, el AMM programará el suministro, asignando en primer lugar la potencia firme contratada para cubrir el consumo del contratante y, luego, administrando el déficit de acuerdo a los que establecen las Normas de Coordinación del AMM, con el siguiente orden de prioridades:

- Reducción de los márgenes de reserva a los límites definidos en las normas de coordinación operativa del AMM para condiciones de emergencia.
- Retiro de demanda interrumpible.
- Reducción de tensión o voltaje.
- Aplicación de restricciones programadas al suministro.

El costo total de operación de generación del Mercado Mayorista, esta integrado por la suma de:

- Sus costos variables.
- Los costos por energía no suministrada.
- Los sobrecostos por compra mínima de energía obligada en los contratos existentes.

El precio de oportunidad de la energía, es el máximo costo variable de las unidades generadoras, que resultan generando sin restricciones en el despacho, respetando los requerimientos de servicios complementarios.

3.2.2. Coordinación de la operación

La coordinación de la operación del AMM comprende: la programación del despacho de carga de largo y corto plazo, la operación en tiempo real y el posdespacho de acuerdo a los principios y metodología de las normas de coordinación.

El AMM realiza la programación de largo plazo, la que abarca un período de 12 meses. Los objetivos básicos de la programación a largo plazo son los siguientes:

- Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación del Mercado Mayorista, optimizando el uso de los recursos energéticos en función de hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.
- Detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en centrales hidroeléctricas y riesgos de desabastecimiento.
- Determinar la necesidad de servicios complementarios, realizando los estudios técnicos económicos para cuantificar los márgenes de reserva.
- Calcular los costos de mayoristas previstos para el traslado a tarifas para cada agente distribuidor.

3.2.3. Programación semanal

El AMM realizará la programación semanal, cuyo objetivo es obtener e informar a los participantes del Mercado Mayorista de las previsiones de la energía a generar en cada central durante la semana, sobre la base del despacho, precios de oportunidad previstos y otros datos que se establezcan en las Normas de Coordinación Comercial.

3.2.4. Despacho diario

El AMM realizará el despacho diario, incluyendo; programa de carga, riesgo de desabastecimiento, con el seguimiento de fallas de larga duración, comienzo o fin de fallas de corta duración y, de corresponder, programa de restricciones al suministro; combustibles previstos, identificación de generación forzada, asignación de servicios complementarios, programas de intercambios

por importación y exportación y programa de carga en las interconexiones internacionales, precios de oportunidad previstos.

3.2.5. Operación en tiempo real

El AMM realizará la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales, e integra los servicios complementarios necesarios, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad y continuidad del servicio.

3.3. Coordinación de la operación del sistema nacional interconectado en tiempo real

El Administrador del Mercado Mayorista realizará la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado y de las interconexiones internacionales.

3.3.1. Condiciones normales

Se considera al Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales, cuando se encuentra operando en forma satisfactoria, según los siguientes criterios.

3.3.1.1. Operación satisfactoria

Se considera que el Sistema Nacional Interconectado se encuentra en estado de operación satisfactoria cuando se cumplan las condiciones definidas en las Normas Técnicas que emita la CNEE para esta condición.

3.3.1.2. Clasificación de las contingencias

Una contingencia es un evento que causa la falla o desconexión de uno o más generadores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y/o alimentadores de carga de 69 kilovoltios o más, o la actuación de los esquemas de control suplementarios.

Una contingencia probable, es un evento considerado por el AMM como de ocurrencia razonablemente posible, siendo económicamente posible la protección del Sistema Nacional Interconectado contra ella.

Una contingencia no probable, es un evento considerado por AMM como de baja probabilidad de ocurrencia o que no es económicamente posible la protección del Sistema Nacional Interconectado contra ella.

En condiciones anormales, tales como tormentas, incendios o eventos especiales, el AMM puede redefinir temporalmente como probables, las contingencias que en condiciones normales son no probables, previendo una protección contra ellas.

3.3.1.3. Operación segura

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación segura, cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- El sistema está en un estado de operación satisfactoria.
- El sistema puede ser repuesto al estado anterior sin pérdida de carga, luego de una contingencia probable.

3.3.2. Mantenimiento de la seguridad del Sistema Nacional Interconectado

Para mantener la seguridad del Sistema Nacional Interconectado deben cumplirse las siguientes pautas:

- Disponibilidad de desconexión automática de carga por baja frecuencia para volver el sistema a un estado de operación satisfactoria luego de una contingencia múltiple.
- Como consecuencia de una contingencia probable o de un cambio en las condiciones, el sistema puede no resultar seguro ante una nueva contingencia. En tal caso, el AMM debe tomar toda medida razonable para ajustar las condiciones operativas de manera que el sistema vuelva a un estado seguro.
- En la medida de lo posible, el sistema debe estar en estado de operación segura.
- Disponibilidad de desconexión de demanda interrumpible.

- Factibilidad de formación de islas autosuficientes ante perturbaciones mayores que tornen imposible el mantenimiento de la operación interconectada.
- Disponibilidad de capacidad suficiente para arranque en negro que permita el restablecimiento a un estado de operación segura luego de una desconexión total del sistema.
- Disponibilidad de esquemas de control suplementarios.

3.3.3. Operación confiable

Se define que el sistema se encuentra en estado de operación confiable, cuando se cumplen las siguientes condiciones:

- En opinión del AMM, la capacidad de reserva fría y de largo plazo está de acuerdo con los niveles mínimos establecidos en la programación.
- No existen ni se prevén condiciones anormales tales como tormentas, incendios, etc., que puedan tornar posibles las contingencias no probables.
- El sistema está en estado de operación segura.

3.3.4. Responsabilidades y obligaciones para la seguridad del Sistema Nacional Interconectado

El AMM, como operador del Sistema Nacional Interconectado, conduce la coordinación de las operaciones a fin de mantener la seguridad y confiabilidad

de Sistema Nacional Interconectado. Todos los participantes del Mercado Mayorista deben cooperar a ese fin; en este sentido son responsabilidades del AMM:

- Controlar permanentemente el estado de operación del sistema y tomar todas las medidas necesarias para mantenerlo en estado de operación segura y confiable, coordinando las actividades de todos los participantes del Mercado Mayorista.
- Dirigir las maniobras del Sistema Nacional Interconectado.
- Mantener informados a todos los participantes del Mercado Mayorista sobre el estado actual y esperado de la seguridad del sistema y sobre las responsabilidades de cada uno para lograrlo.
- Coordinar el mantenimiento con los agentes y participantes del Mercado Mayorista.

3.4. Condiciones de riesgo

El AMM podrá declarar al Sistema Nacional Interconectado en condiciones de riesgo de déficit de generación, cuando se cumplan los siguientes criterios.

- Ausencia de márgenes de reserva una vez desconectada toda la demanda interrumpible y sin disponer de ningún otro alivio de carga.
- Previsión de un riesgo de colapso de tensiones una vez adoptadas todas las medidas disponibles para corregir bajas tensiones.

- Existencia de separación de áreas y/o apagones parciales o total a causa de perturbaciones.
- Existencia de amenazas a la seguridad a causa de tormentas, movimientos sísmicos u otros eventos de fuerza mayor.

3.5. Declaración de situación de emergencia

Ante un riesgo de déficit de generación provocado por una falla de larga duración, o ante una condición crítica provocada por los eventos citados en el numeral anterior, el AMM podrá solicitar al Ministerio de Energía y Minas que se declare al Sistema Nacional Interconectado en situación de emergencia, conforme a lo estipulado en el artículo 17 del reglamento del AMM.

3.6. Eventos

Se consideran eventos menores la falla u operación defectuosa de equipos de control, comunicaciones o medición y modificaciones en la capacidad de centrales e instalaciones de transmisión, operación de equipos por encima de su capacidad, actuación de una alarma por condición anormal de operación y condiciones meteorológicas adversas que afecten o puedan afectar la operación.

Se consideran eventos importantes aquellos que, a juicio del AMM, hayan tenido una consecuencia notoria en el Sistema Nacional Interconectado, o que sin haber tenido una consecuencia notoria, persistan y representen una amenaza a la seguridad del Sistema Nacional Interconectado, también, los que a juicio de un agente, gran usuario o integrante conectado al sistema de transporte, hayan tenido un impacto significativo en sus instalaciones.

Entre las consecuencias a tomar en cuenta para esta calificación, se encuentran las siguientes: inestabilidad del Sistema Nacional Interconectado, desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos, niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos y/o pérdida de la carga de un consumidor debido a operaciones en el Sistema Nacional Interconectado.

4. APLICACIÓN DE SINCROFASORES AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO EN ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

4.1. Situación actual de los esquemas de protección en el Sistema Nacional Interconectado

Actualmente el Sistema Nacional Interconectado cuenta con 7 esquemas suplementarios de protección, con la finalidad de mejorar la seguridad operativa del Sistema Nacional Interconectado.

Los esquemas de protección son los siguientes:

- ESIM001: ubicado en subestación Los Brillantes, éste opera cuando la sobrecarga del transformador de 400/230 kilovoltios alcanza el 621 Amperios en el lado de 230 kilovoltios (110 por ciento), desconectando líneas de carga en el Sistema Nacional Interconectado con retardo de tiempo.
- ESIM002: ubicado en subestación Los Brillantes, éste opera por disparo de las líneas Escuintla 1 – Siquinalá o Siquinalá – Los Brillantes, con la finalidad de conformar el Sistema Nacional Interconectado en dos islas, ejecuta el disparo de las líneas La esperanza – Sololá y Los Brillantes – La Cruz; si el intercambio con México es mayor a 90 Mega *Watts* también dispara la línea Los Brillantes – San Sebastián.

- ESIM003: ubicado en subestación Escuintla 1, Escuintla 2, Guatemala Sur, Guatemala Norte y Guatemala Este, opera por disparo simultaneo de los circuitos 1 y 2 Guatemala Sur – Escuintla 1, abriendo líneas de carga y generación en el Sistema Nacional Interconectado, así como también seccionando el sistema en dos islas eléctricas.
- ESIM004: ubicado en subestación Moyuta y Aguacapa, opera por pérdidas de generación en Centro América, abriendo el interruptor en subestación Moyuta y Aguacapa hacia Ahuachapán.
- ESIM005: ubicado en subestación Los Brillantes, opera ante pérdidas de generación severas en México, monitoreando el flujo de potencia en la línea de interconexión, si se alcanza un valor de potencia mayor a 135 Mega *Watts* durante 0,5 segundos, y la frecuencia se deprime a 59,85 *Hertz*, abriendo la interconexión México – Guatemala.
- ESIM006: ubicado en subestación Los Brillantes, opera ante pérdidas de carga severas en México, monitorea el flujo de potencia en la línea de interconexión, si se alcanza un valor de potencia mayor de -260 Mega *Watts* durante 0,067 segundos y la frecuencia llega a 60,299 *Hertz*, abriendo la interconexión México – Guatemala.
- EDAG (Esquema de Desconexión Automática de Generación): ubicado en subestación Pantaleón, monitorea el flujo de las líneas 69 kilovoltios Pantaleón – Cocalés o Pantaleón – El Jocote, disparando generación de Pantaleón bloque 2 y La Unión bloque 2, al detectar sobrecarga en dichas líneas.

4.2. Propuesta de cambio para el esquema de protección ESIM001

Se propone el cambio al esquema actual, aprovechando las características de las unidades de medición fasorial, para determinar las acciones a tomar ante diferentes disturbios.

4.2.1. Condición actual del ESIM001

Actualmente el esquema de protección es de carácter discreto, con lo cual, no es capaz de discernir entre un disturbio en el Sistema Nacional Interconectado o un disturbio en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional, abriendo carga en Guatemala, aún cuando el disturbio es fuera del país.

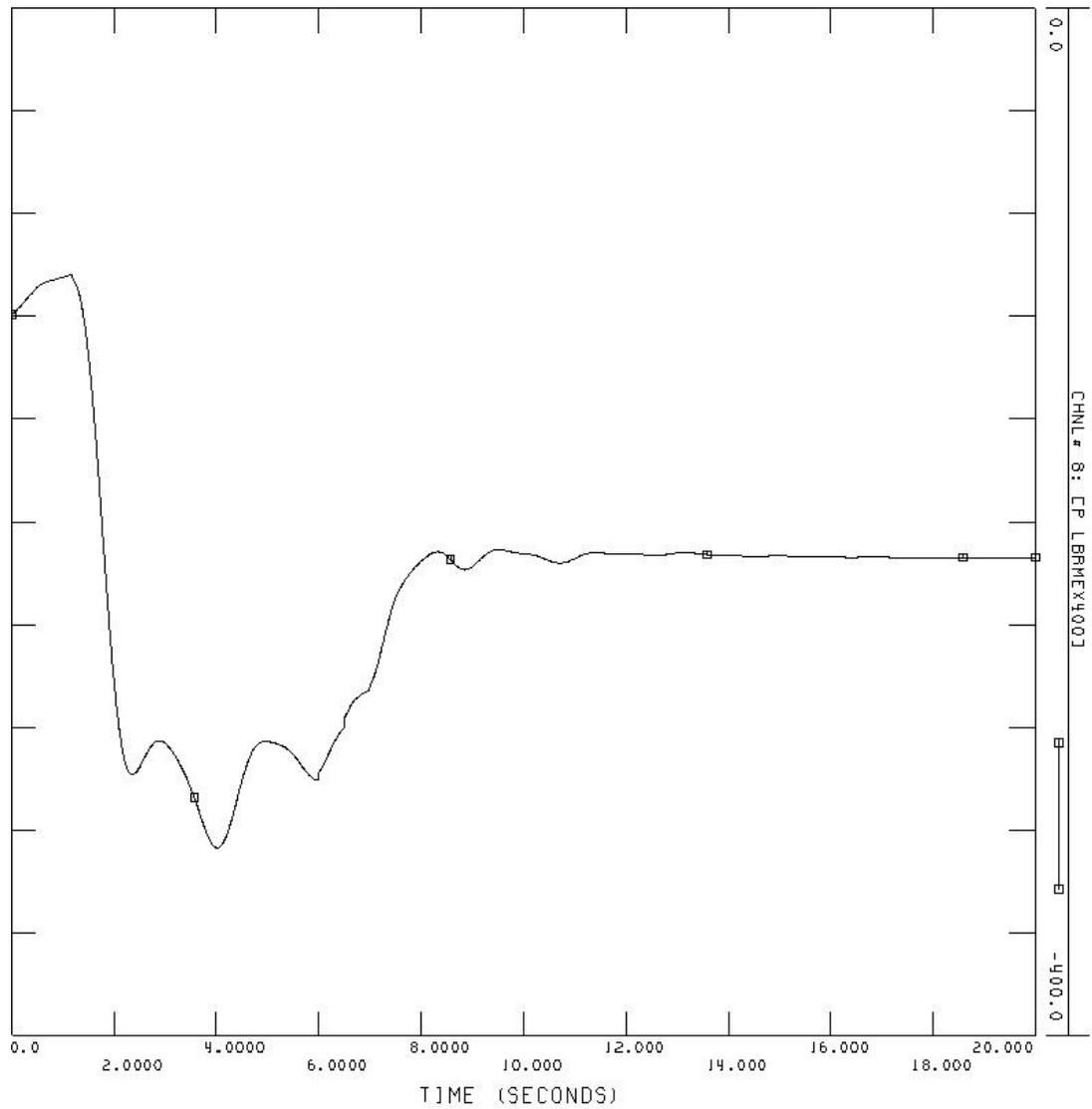
La propuesta de mejora para este esquema es, que aprovechando el monitoreo de las interconexiones con las unidades de medición fasorial, sea capaz de determinar si el disturbio es en Guatemala o fuera de Guatemala. En el caso que las variaciones de intercambio sean ocasionadas por pérdidas de generación en el Sistema Eléctrico Regional, el esquema debe abrir las interconexiones con El Salvador (Aguacapa – Ahuachapán, Moyuta – Ahuachapán) y con Honduras (Panaluya – San Buenaventura), con esto evitar la sobrecarga del transformador de 400/230 kilovoltios en subestación Los Brillantes y evitar, además, el disparo de carga por problemas ajenos a Guatemala.

Por el contrario, si la pérdida de generación se da en Guatemala, el esquema deberá desconectar carga con la finalidad de para mantener el transformador de 400/230 kilovoltios en un rango de operación seguro.

En las siguientes figuras se observa el comportamiento del ESIM001 actualmente, ante una pérdida de generación en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional. Las condiciones del Sistema Nacional Interconectado en la simulación son:

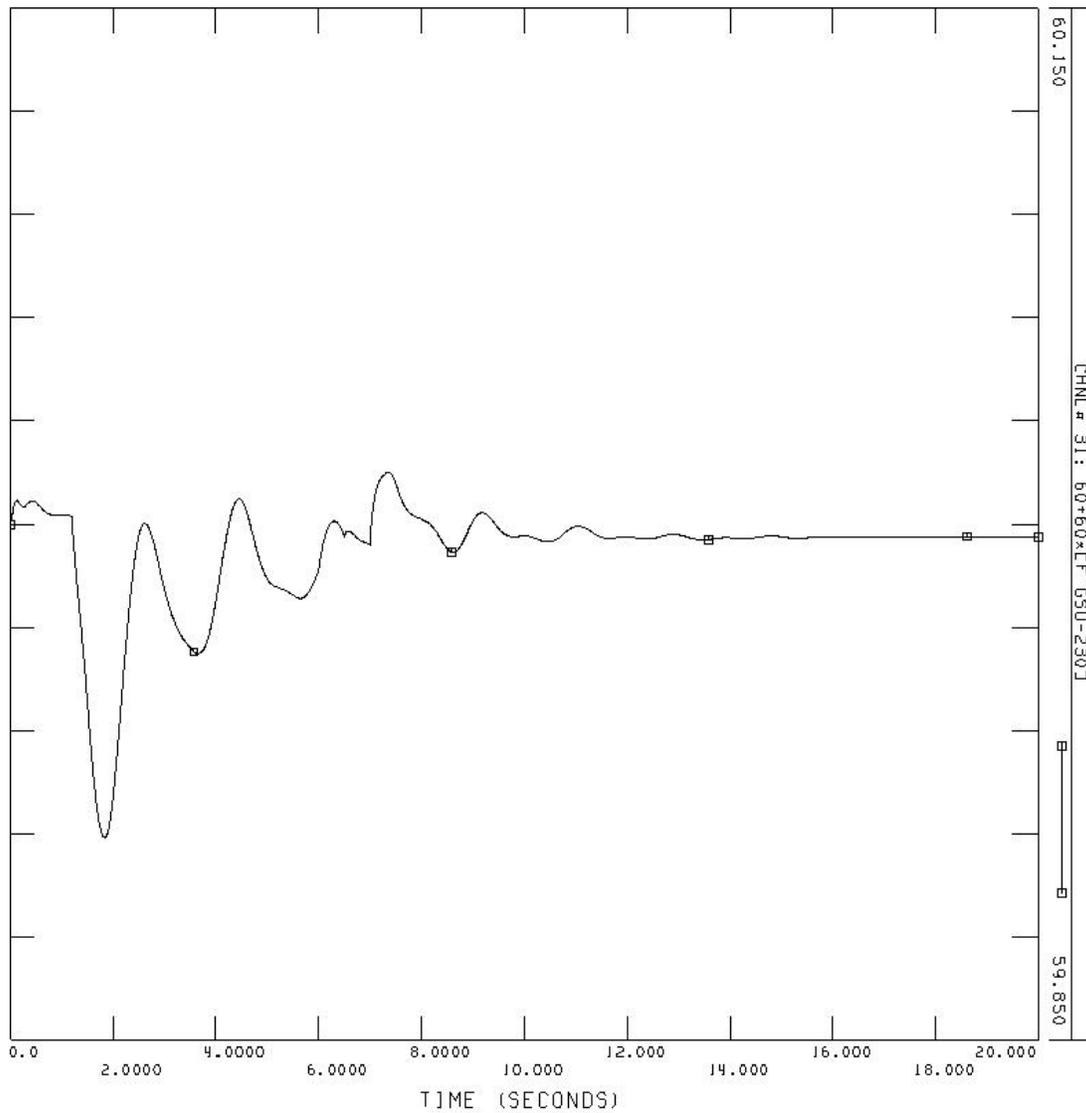
- Período de demanda máxima.
- Interconexión México – Guatemala cerrada, con un intercambio de 120 Mega *Watts* de México hacia Guatemala.
- Interconexiones Guatemala – Sistema Eléctrico Regional cerradas, con un intercambio neto de cero Mega *Watts* de Guatemala hacia el resto del Sistema Eléctrico Regional.
- El Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales, previo al disturbio.
- Disparo de 4 unidades de Central El Cajón en Honduras con 63 Mega *Watts* cada unidad, para un total de 252 Mega *Watts*.
- El disparo de generación ocurre a los 1,2 segundos de iniciada la simulación

Figura 10. **Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios, Los Brillantes: caso 1**



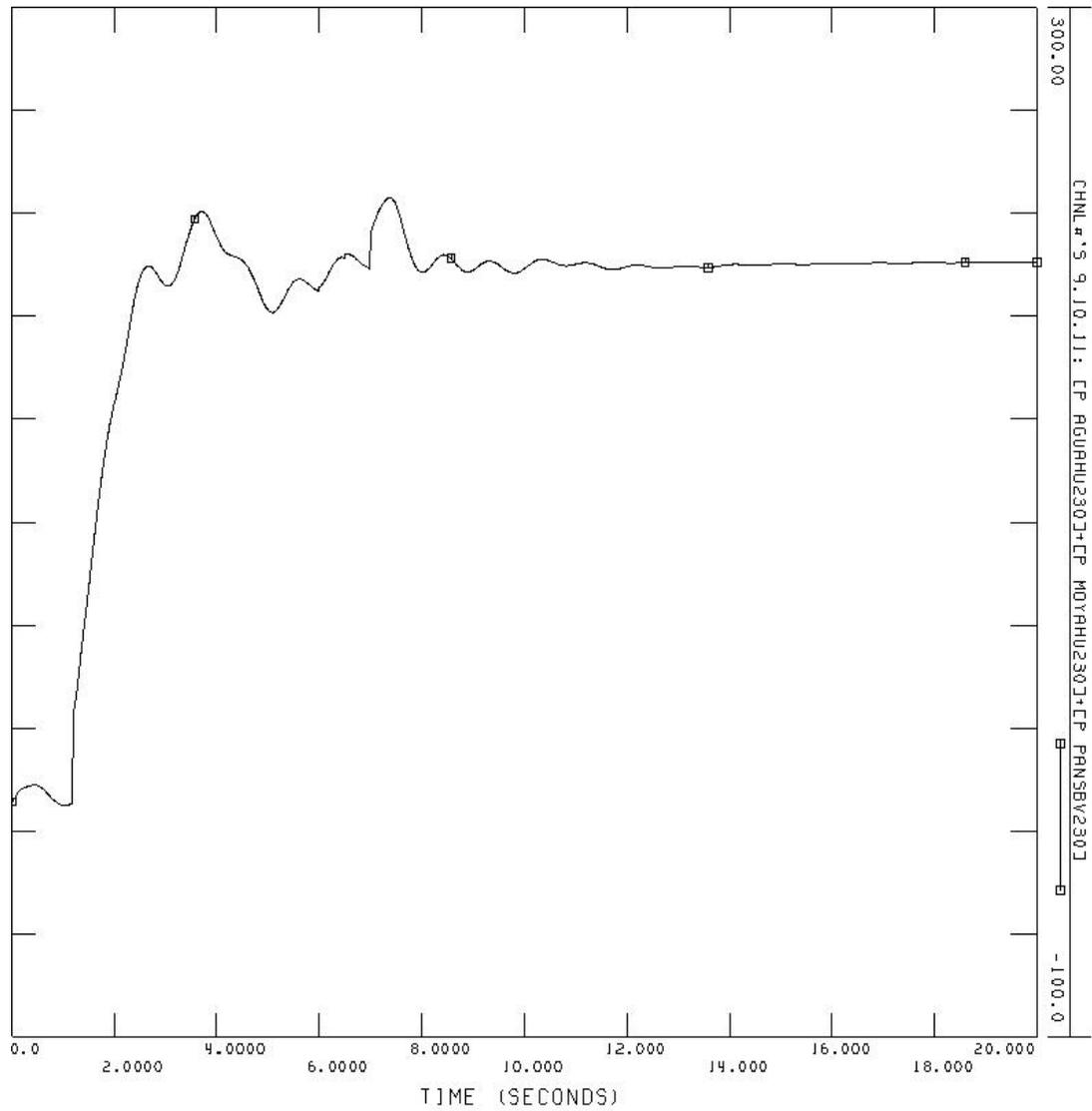
Fuente: elaboración propia.

Figura 11. **Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado medida en subestación Guatemala Sur: caso 1**



Fuente: elaboración propia.

Figura 12. Intercambio neto con el Sistema Eléctrico Regional: caso 1



Fuente: elaboración propia.

De las figuras 10, 11 y 12, se puede observar que el valor mínimo de frecuencia para el disparo de 240 Mega *Watts* es de 59,91 *Hertz* alcanzando un valor estable de 60 *Hertz* hasta aproximadamente el segundo 10, el esquema

detecta la sobrecarga del transformador y empieza a abrir líneas de carga en Guatemala hasta los 6 segundos de iniciado el disturbio. Se observan 2 cosas:

- Se deja de servir carga en Guatemala por un problema ajeno al país, resultando en pérdidas económicas para las partes afectadas.
- El transformador de 400/230 kilovoltios en subestación Los Brillantes sufre esfuerzos al soportar más del 100 por ciento de carga durante aproximadamente 8 segundos, lo que conlleva a un desgaste prematuro de dicho transformador y, por ende, una menor vida útil.

4.2.2. Condiciones del ESIM001 utilizando unidades de medición fasorial

La propuesta toma en consideración la habilidad y velocidad de las unidades de medición fasorial, para registrar y enviar datos al concentrador y, en éste, poder realizar funciones matemáticas y lógicas.

4.2.2.1. Disparo de generación en Guatemala

Para la primera parte de este caso, se simula la pérdida de generación de la planta Chixoy con aproximadamente 260 Mega *Watts*.

Los parámetros de configuración, para una pérdida de generación en Guatemala, en el ESIM001 propuestos son:

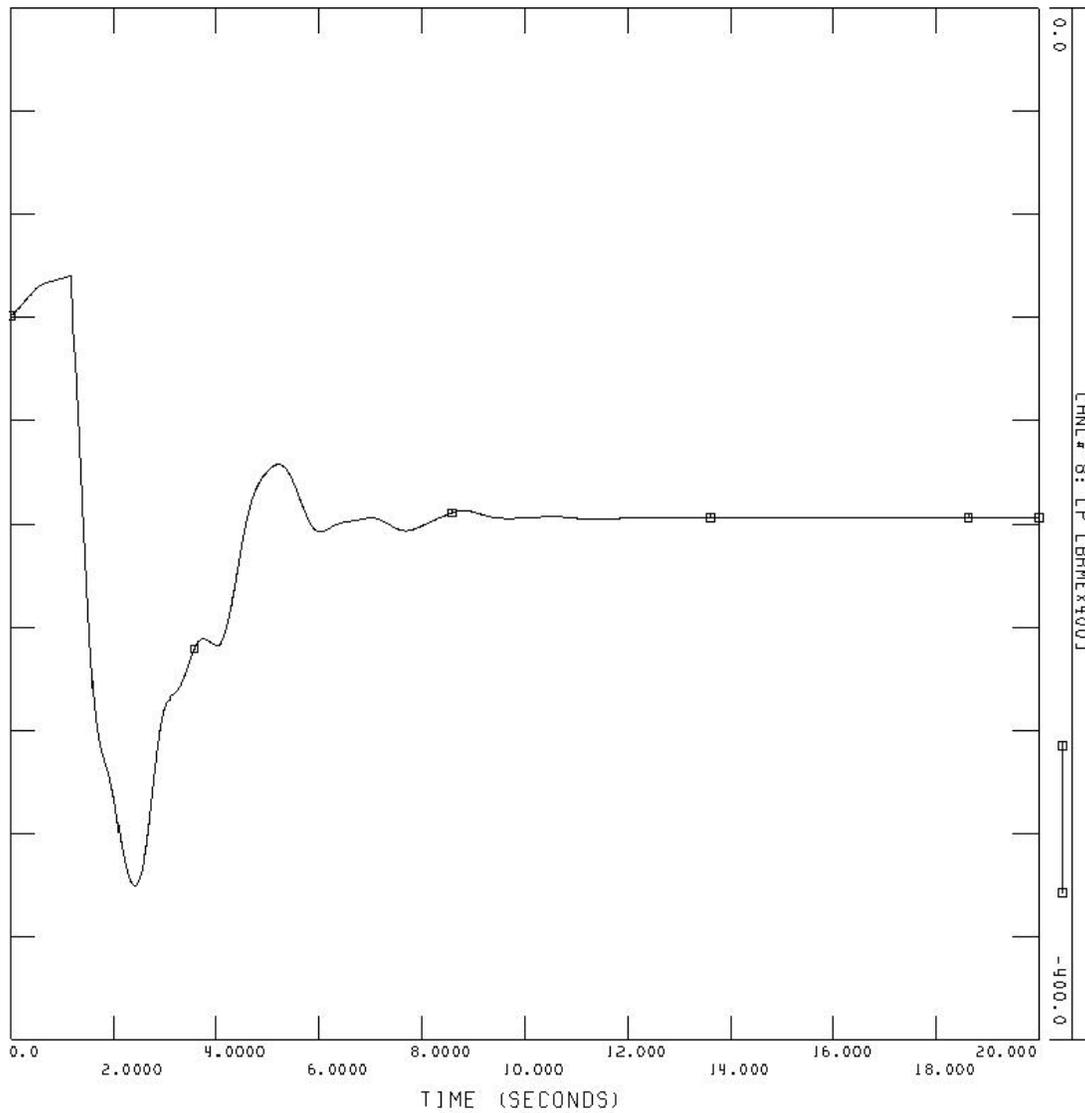
- Flujo neto con las interconexiones en valores negativos, Guatemala tomando potencia del Sistema Eléctrico Regional.

- Flujo en la interconexión México – Guatemala en más de 250 Mega *Watts*.
- El valor de frecuencia por debajo de los 59,95 *Hertz*.

En las siguientes figuras se observa el comportamiento del ESIM001 con el retardo de 1 segundo después de censar una sobrecarga del 110 por ciento, o más, en el transformador de 400/230 kilovoltios en subestación Los Brillantes. Las condiciones del Sistema Nacional Interconectado en la simulación son:

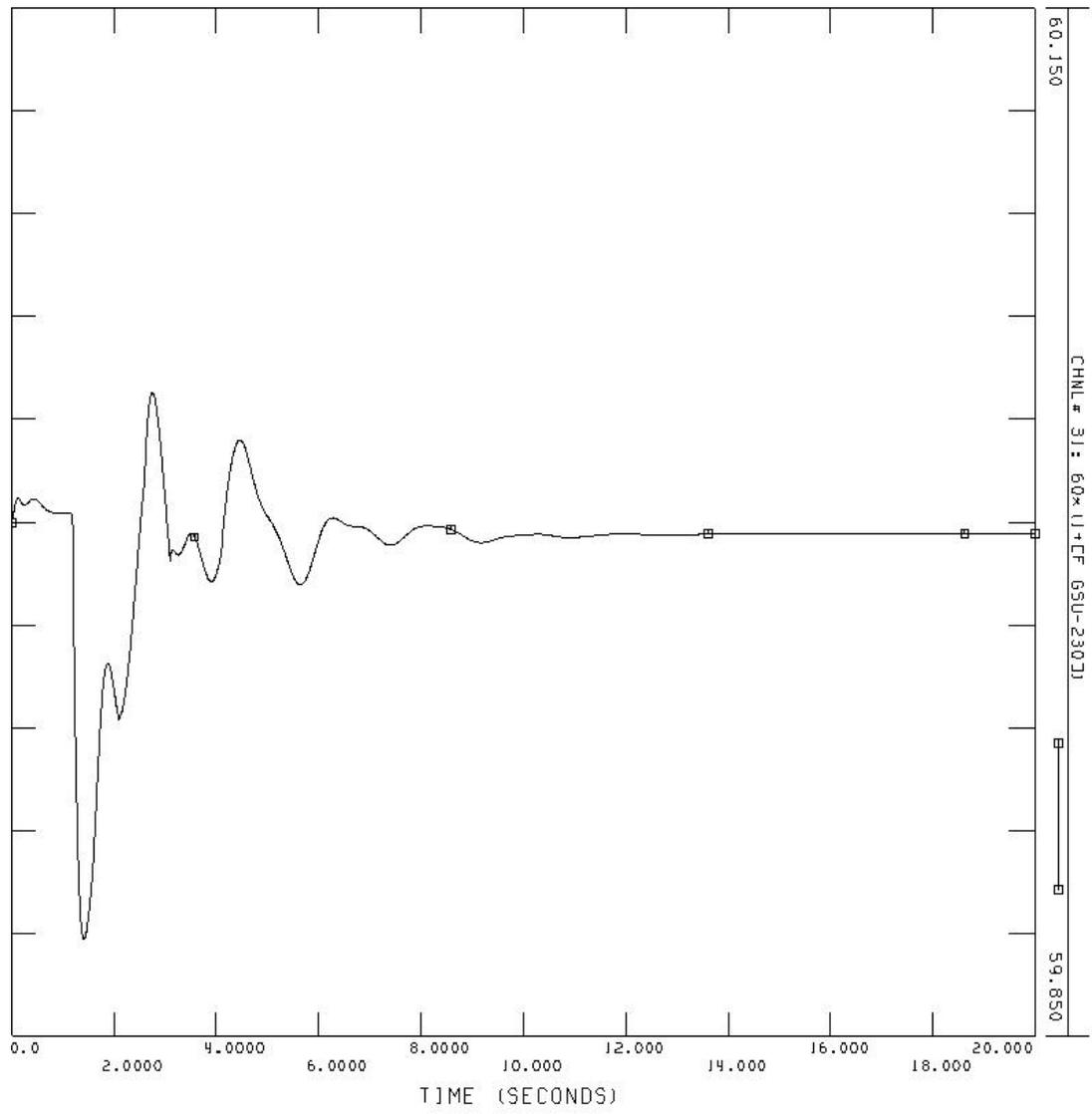
- Período de demanda máxima.
- Interconexión México – Guatemala cerrada, con un intercambio de 120 Mega *Watts* de México hacia Guatemala.
- Interconexiones Guatemala – Sistema Eléctrico Regional cerradas, con un intercambio neto de cero Mega *Watts* de Guatemala hacia el resto del Sistema Eléctrico Regional.
- El Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales, previo al disturbio.
- Disparo de 5 unidades de Chixoy con 52 Mega *Watts* cada unidad, para un total de 260 Mega *Watts*.
- El disparo de generación ocurre a los 1,2 segundos de iniciada la simulación.

Figura 13. **Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios Los Brillantes: caso 2**



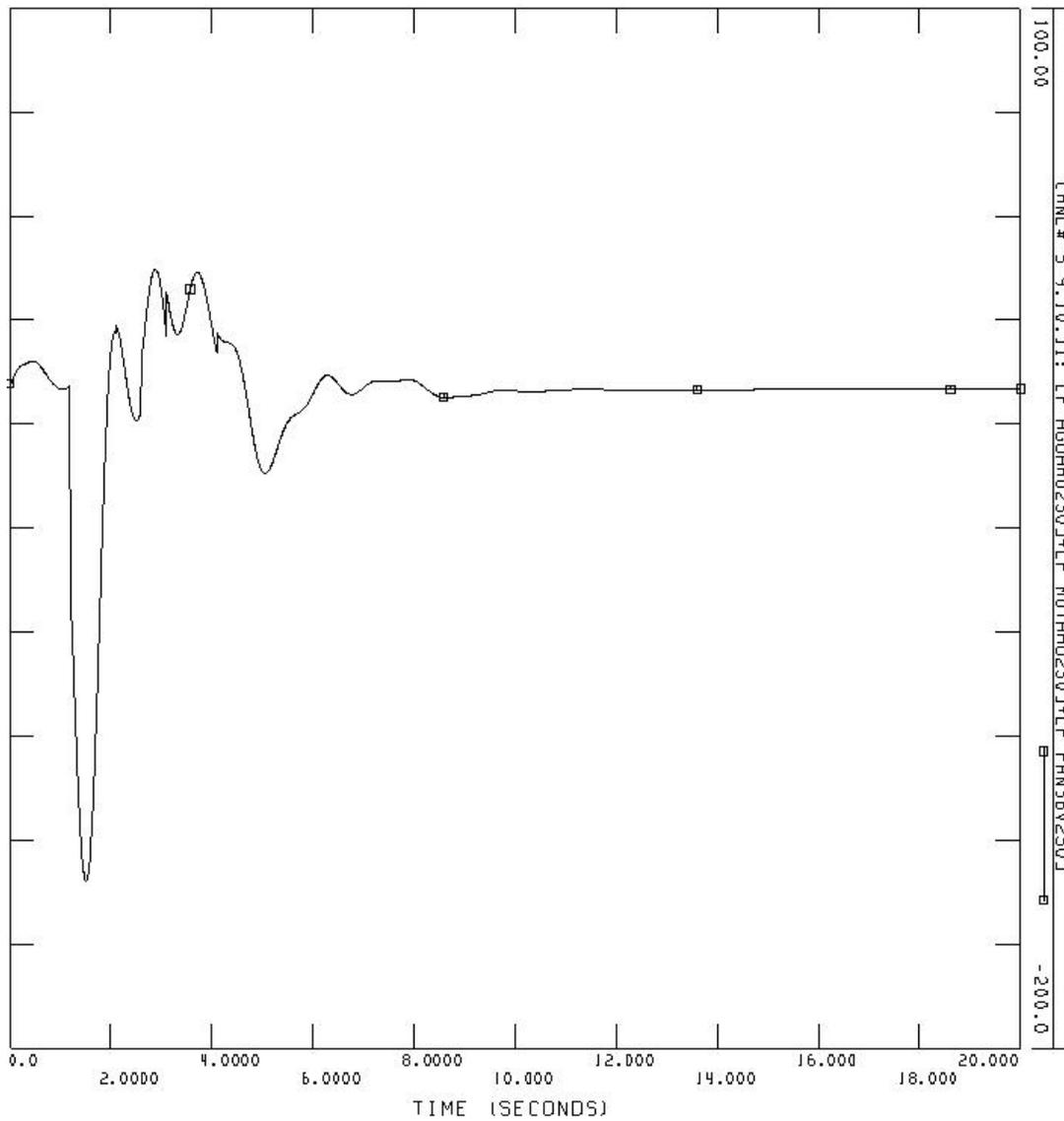
Fuente: elaboración propia.

Figura 14. **Frecuencia del Sistema Nacional Interconectado medida en subestación Guatemala Sur: caso 2**



Fuente: elaboración propia.

Figura 15. **Intercambio neto con el Sistema Eléctrico Regional: caso 2**



Fuente: elaboración propia.

De estas figuras se observa que el valor mínimo de frecuencia para el disparo de 260 Mega *Watts* es de 59,89 *Hertz* alcanzando un valor estable de frecuencia en el segundo 6 aproximadamente, el esquema detecta la

sobrecarga del transformador y empieza a abrir líneas de carga en Guatemala a un segundo de iniciado el disturbio. Se analiza lo siguiente:

Se deja de servir carga por un problema en Guatemala, de acuerdo a la tabla II; y se tiene el apoyo de ambas interconexiones, tanto de México como del Sistema Eléctrico Regional.

Tabla II. **Líneas de carga asociadas al esquema de protección ESIM001**

Tiempo (segundos)	Línea
1,0	Líneas Xela I, Xela II y Xela III
1,5	Esperanza - Quetzaltenango
2,0	Guadalupe I – Guatemala Este
2,5	Guadalupe I – Guatemala Norte
3,0	Guadalupe II – Guatemala Este
3,5	Guadalupe II – Guatemala Norte
4,0	Los Brillantes – San Sebastián
4,5	Guadalupe I – Guatemala Sur
5,0	Guadalupe II – Guatemala Sur
5,5	Guatemala Sur - Antigua

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, INDE.

El transformador de 400/230 kilovoltios en subestación Los Brillantes soporta más del 100 por ciento de carga durante aproximadamente 4 segundos, lo que, contrastado con el ESIM001 actual, reduce en un 50 por ciento el tiempo que dicho transformador de sufre esfuerzos electromecánicos.

4.2.2.2. Disparo de generación en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional

Para la segunda parte del caso, se simula la pérdida de generación en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional, con el disparo de las 4 unidades de planta El Cajón en Honduras, como en el caso 1, con 252 Mega *Watts* en el instante del disparo.

Se tienen las siguientes condiciones para el análisis del caso:

- Período de demanda máxima.
- Interconexión México – Guatemala cerrada, con un intercambio de 120 Mega *Watts* de México hacia Guatemala.
- Interconexiones Guatemala – Sistema Eléctrico Regional cerradas, con un intercambio neto de cero Mega *Watts* de Guatemala hacia el resto del Sistema Eléctrico Regional.
- El Sistema Nacional Interconectado en condiciones normales, previo al disturbio. Disparo de 4 unidades de El Cajón, con 252 Mega *Watts* en total.
- El disparo de generación ocurre a los 1,2 segundos de iniciada la simulación.

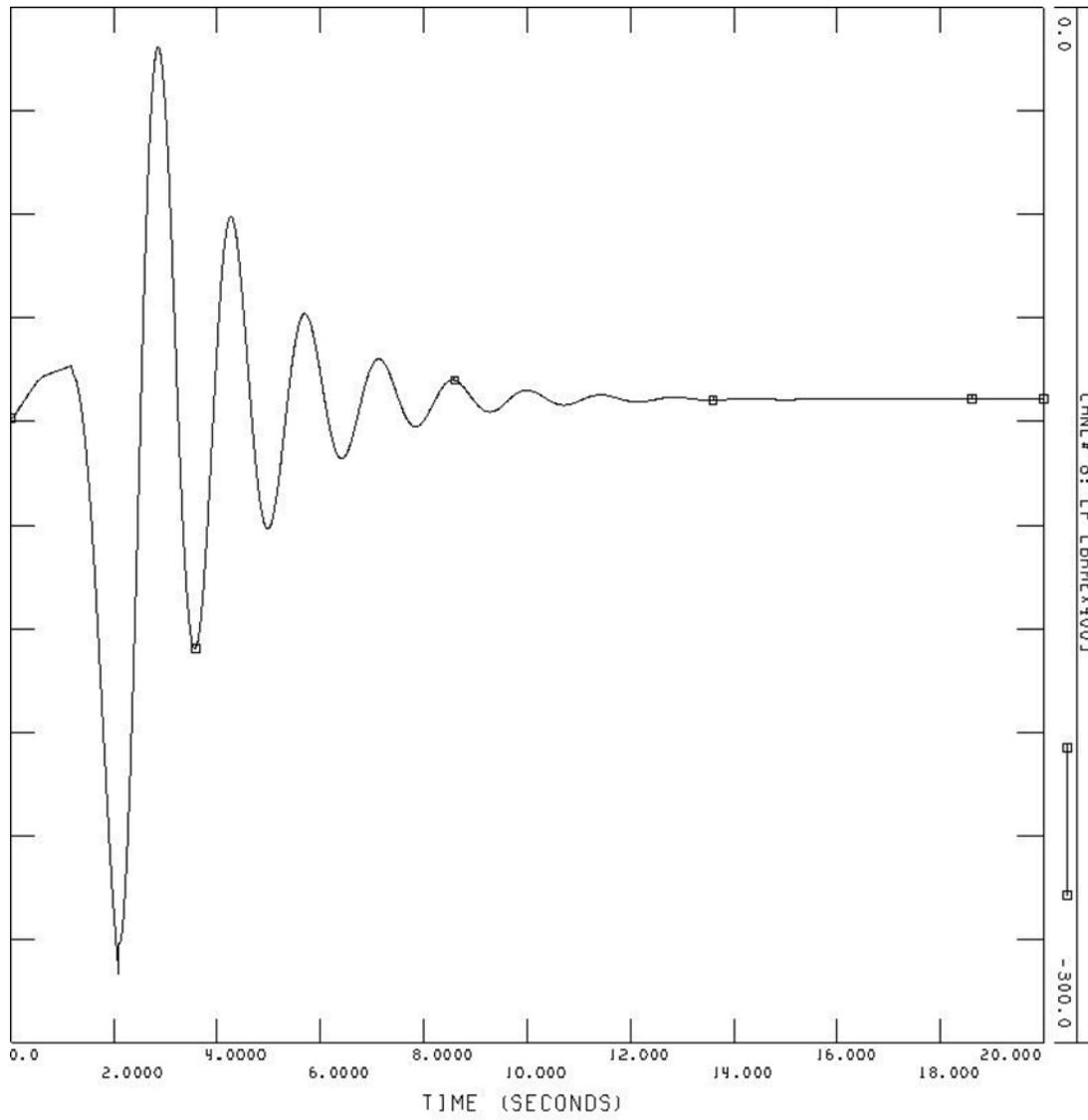
Los ajustes para el arranque del esquema de protección son los siguientes:

- Flujo de la interconexión México – Guatemala en más de 250 Mega *Watts*.
- Flujo neto con el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional en más de 175 Mega *Watts*.
- Frecuencia en valor menor a los 59,95 *Hertz*.

De las figuras 16, 17 y 18, se observa que el valor de frecuencia mínima para México y el Sistema Eléctrico Regional es de 59,90 *Hertz*, siendo un valor apropiado de frecuencia; se observan, además, oscilaciones amortiguadas tanto en el flujo de potencia México – Guatemala, como en los valores de frecuencia.

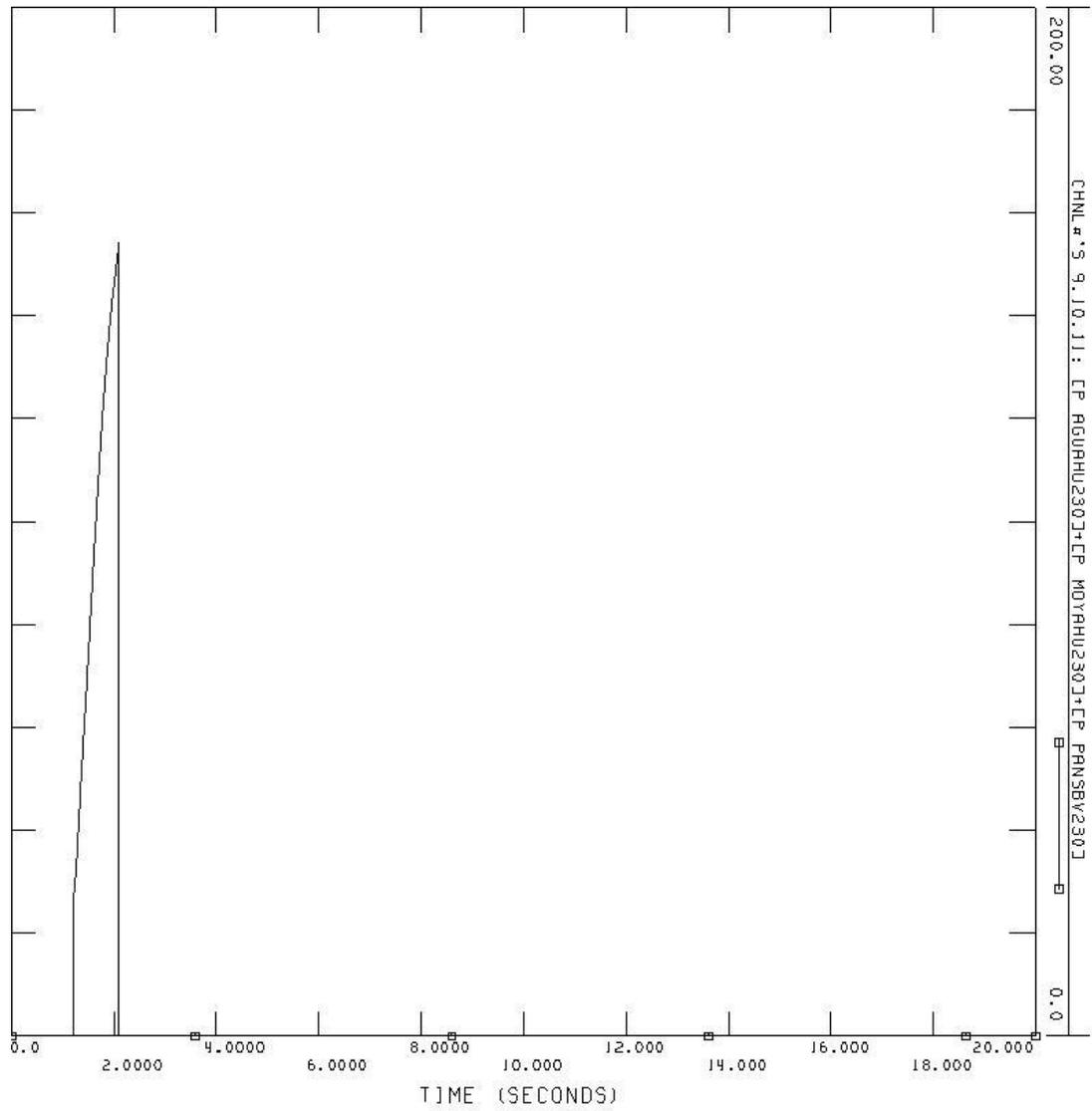
- La propuesta de modificación para el ESIM001 utilizando *PMU's*, cumple con el objetivo de no abrir líneas de carga por problemas ajenos a Guatemala. Además aísla el Sistema Nacional Interconectado ante una falla de grandes proporciones en el Sistema Eléctrico Regional.
- A un segundo de ocurrido el evento se puede observar, de la figura 16, que el transformador de 400/230 kilovoltios en subestación Los Brillantes se encuentra en un valor de 210 Mega *Watts* con lo cual evitamos los esfuerzos electromecánicos en el mismo.

Figura 16. **Potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios: caso 3**



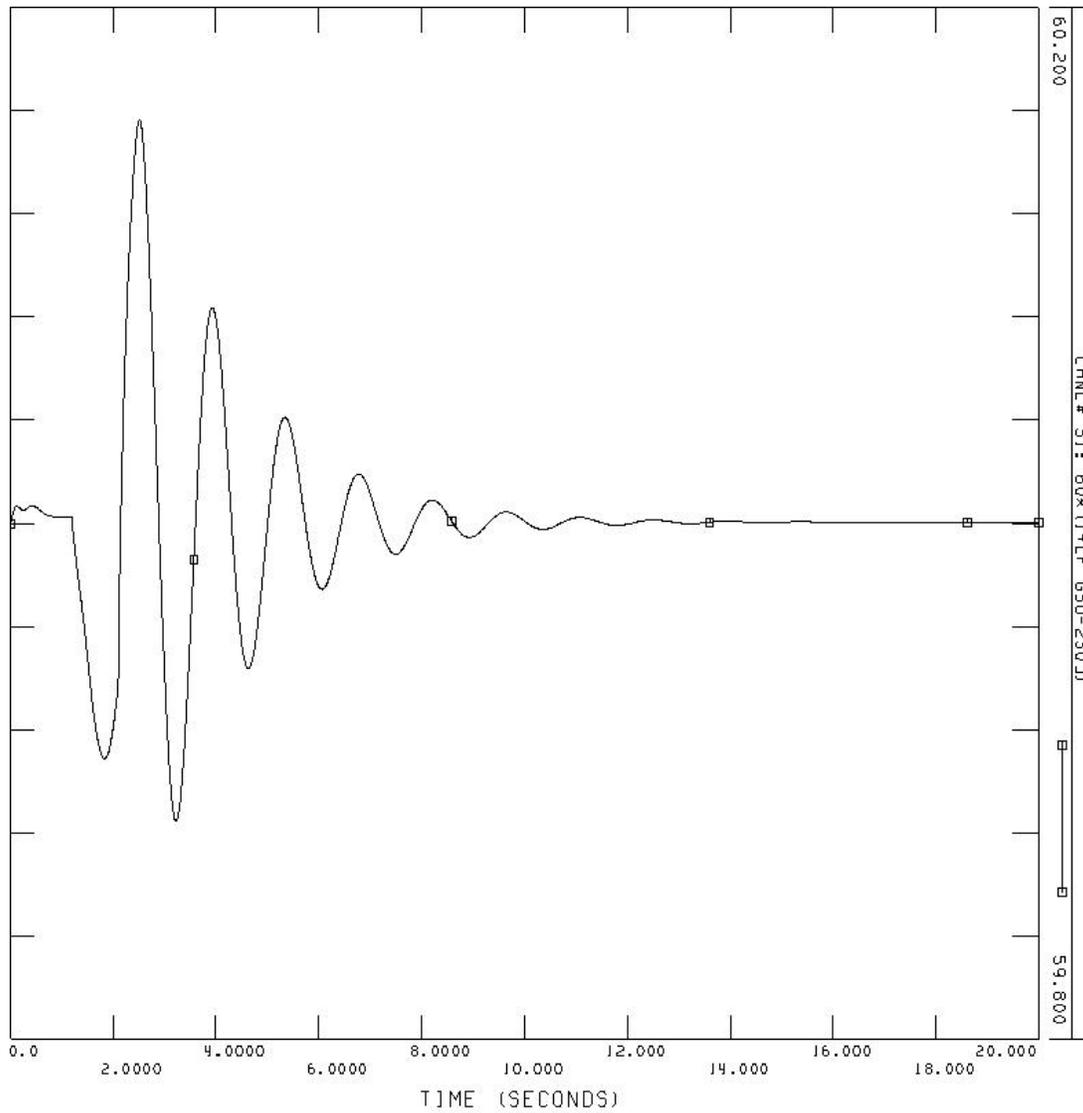
Fuente: elaboración propia.

Figura 17. Intercambio neto con Sistema Eléctrico Regional: caso 3



Fuente: elaboración propia.

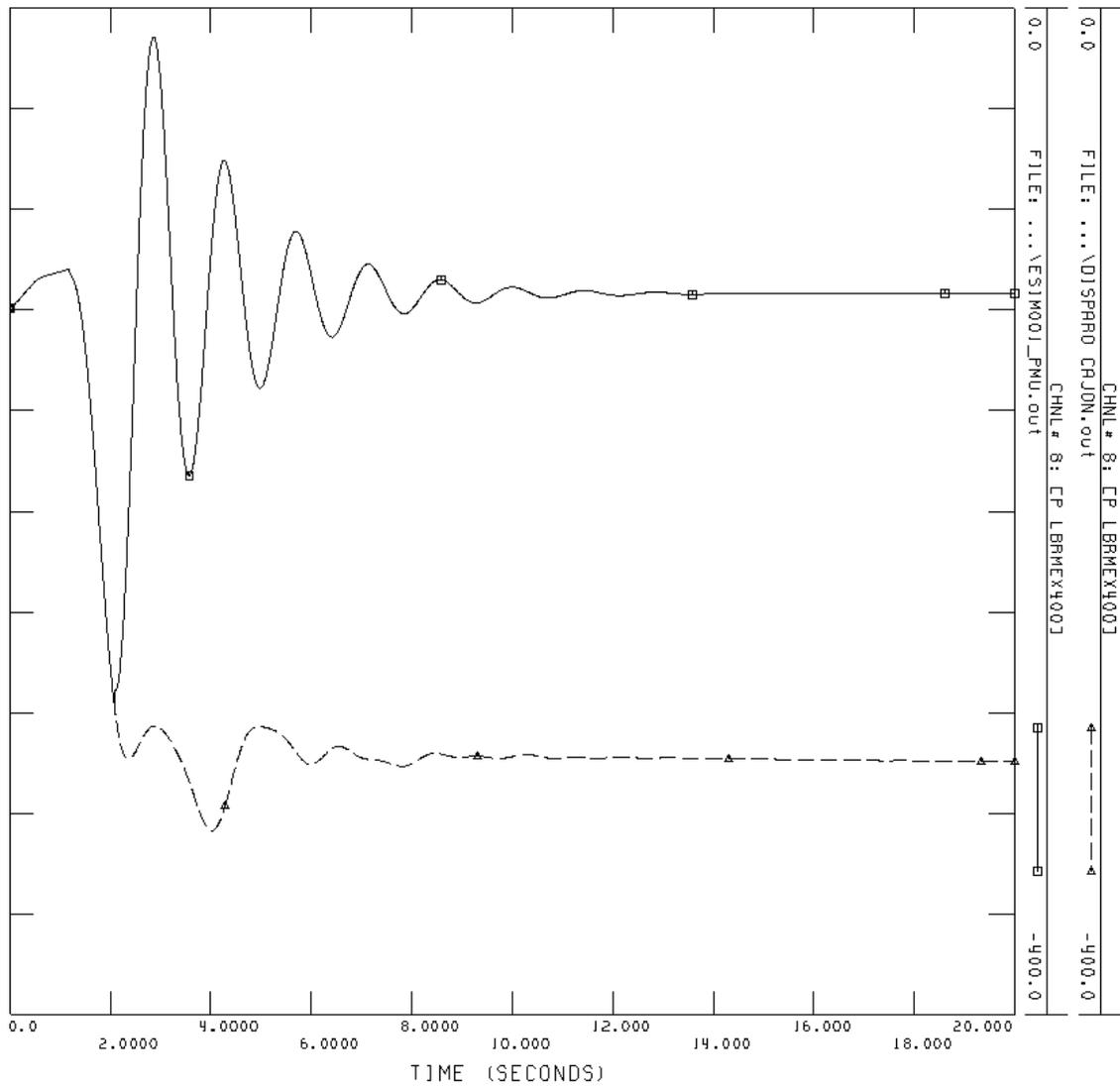
Figura 18. Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 3



Fuente: elaboración propia.

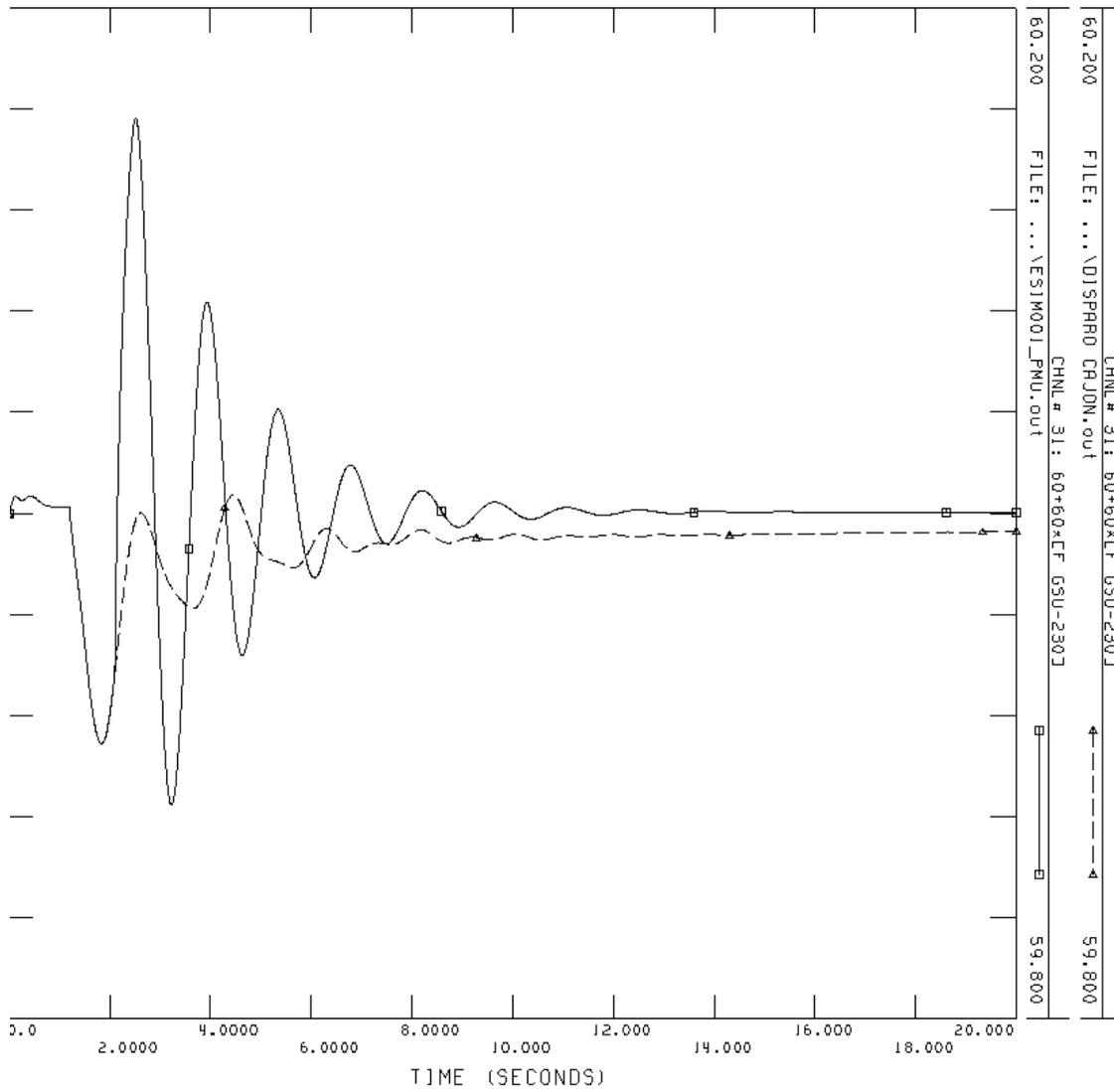
En las figuras 19, 20 y 21, se puede observar la diferencia en la ejecución de ambos esquemas, tanto para pérdidas de generación en el Sistema Eléctrico Regional como para pérdidas de generación en Guatemala.

Figura 19. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para la potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes**



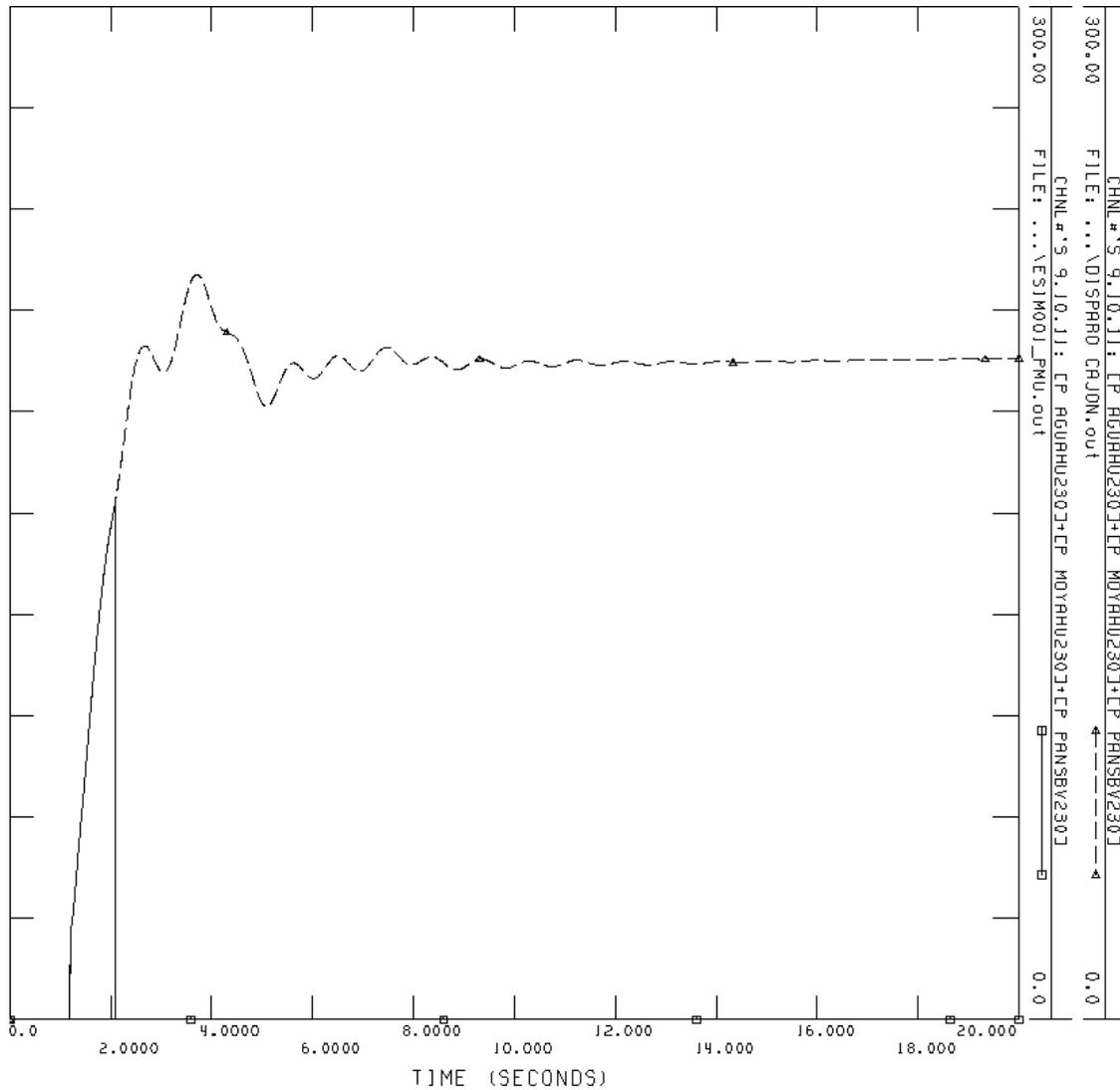
Fuente: elaboración propia.

Figura 20. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para la frecuencia medida en la subestación Guatemala Sur**



Fuente: elaboración propia.

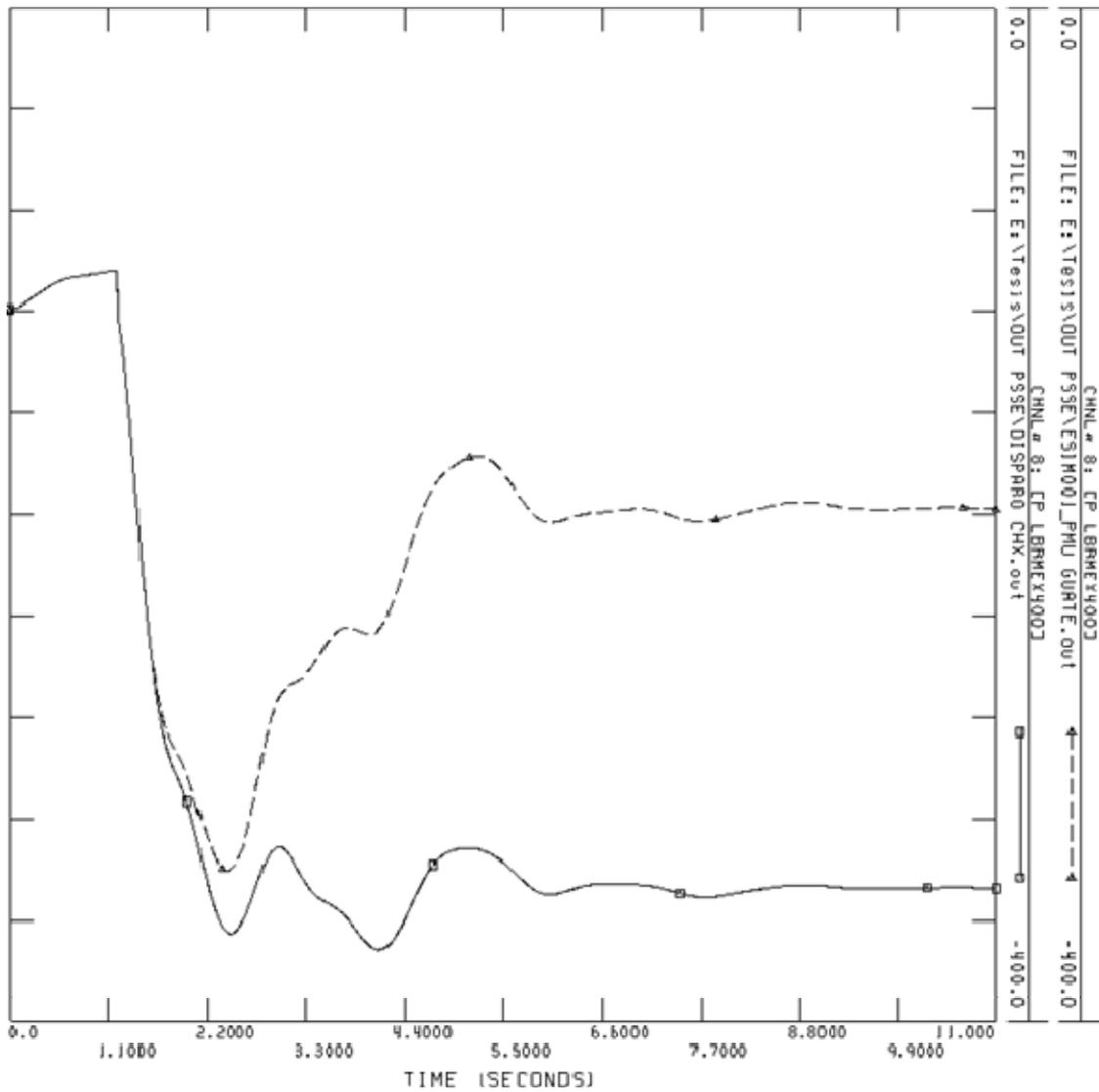
Figura 21. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto para el flujo neto de las interconexiones con el Sistema Eléctrico Regional**



Fuente: elaboración propia.

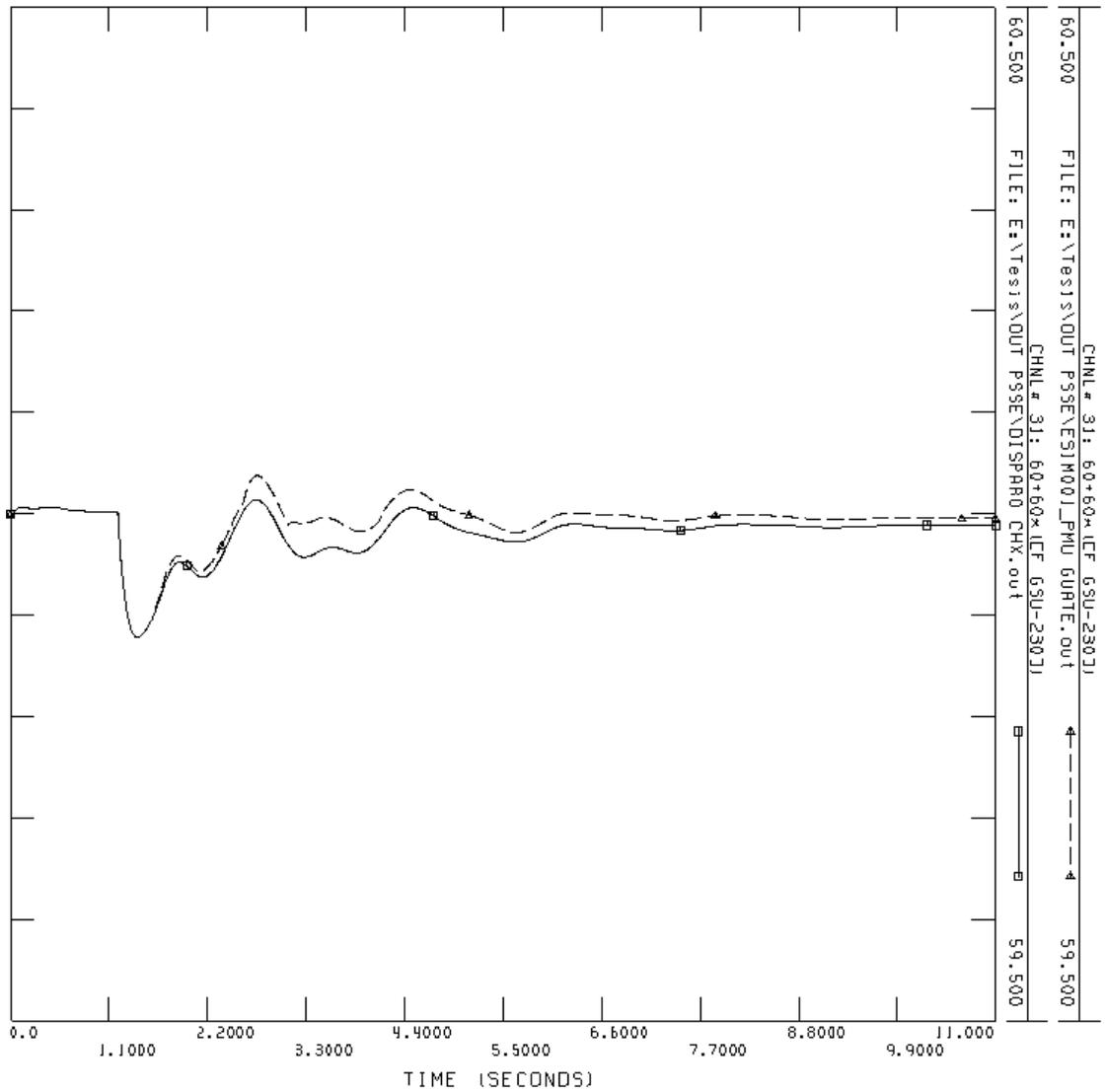
En las gráficas 22, 23 y 24, se observan las diferencias en la operación del ESIM001, actual y el propuesto para problemas de generación en Guatemala.

Figura 22. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante pérdida de generación en Guatemala, para la potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes**



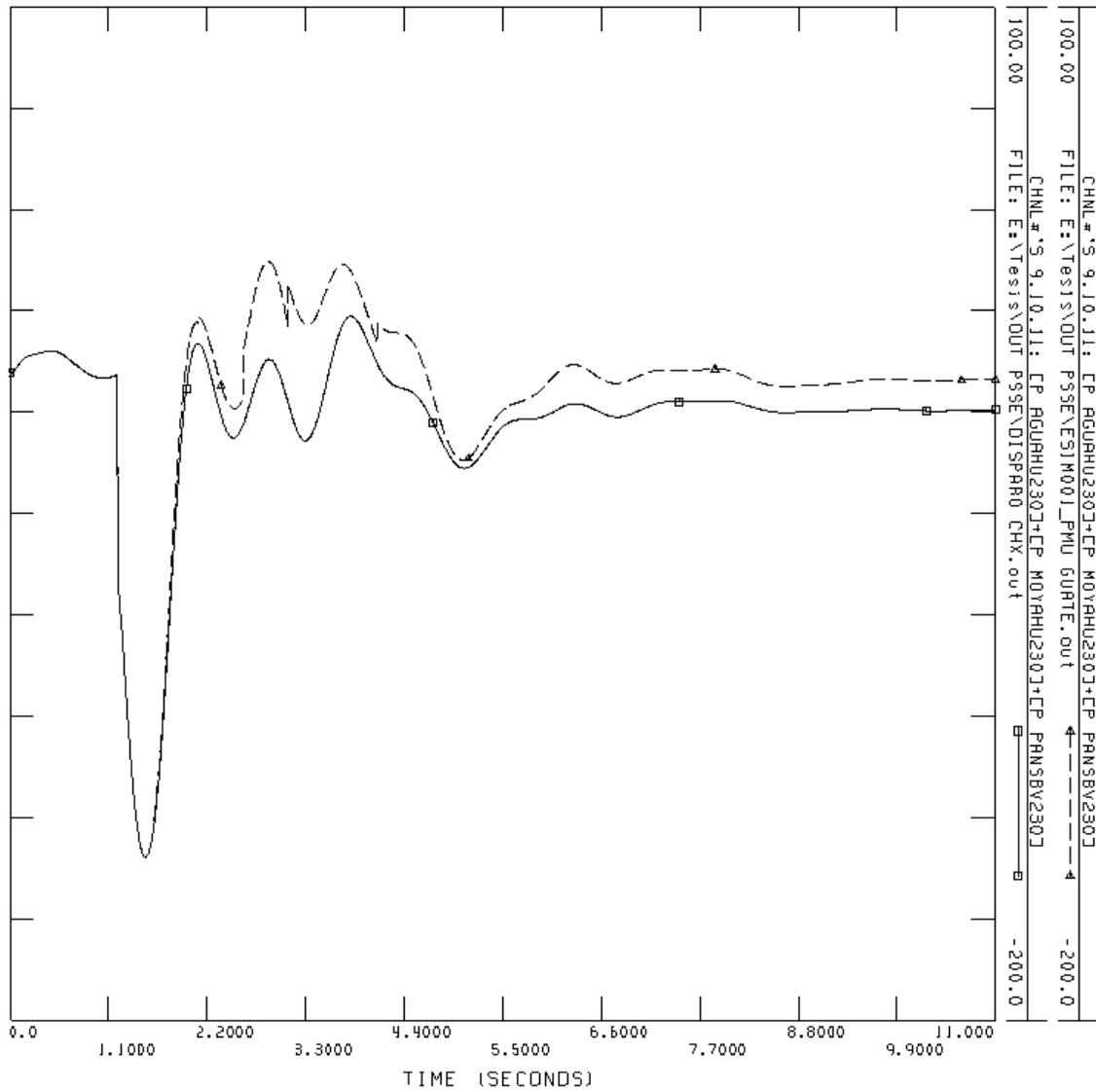
Fuente: elaboración propia.

Figura 23. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante pérdida de generación en Guatemala, frecuencia medida en la subestación Guatemala Sur**



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Comparativa entre ESIM001 actual y propuesto ante la pérdida de generación en Guatemala, flujo neto desde el Sistema Eléctrico Regional**



Fuente: elaboración propia.

4.3. Disparo de planta Chixoy en demanda mínima interconectado con el Sistema Eléctrico Regional

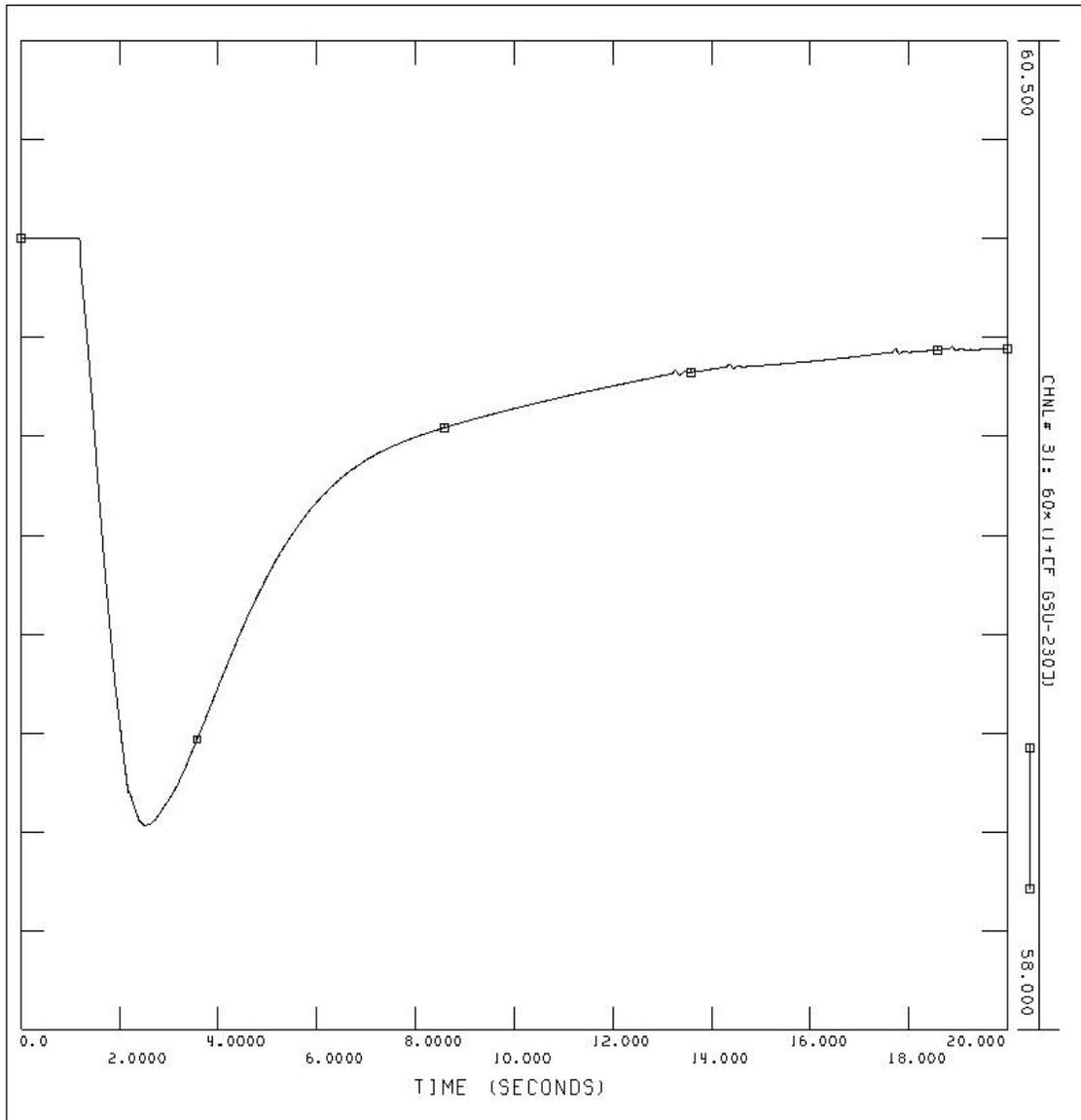
Con una demanda de aproximadamente 700 Mega *Watts* en el Sistema Nacional Interconectado, el disparo de la planta hidroeléctrica Chixoy, en época de lluvia y período de demanda mínima, con una carga de 280 Mega *Watts*, representa la pérdida del 40 por ciento de la generación del sistema. Ante esta situación se hacen necesarias medidas extremas para evitar escenarios de cero tensión en el sistema.

Las figuras 25, 26, 27 y 28, muestran el comportamiento de frecuencia e intercambios ante el disparo de planta Chixoy actualmente sin un esquema de protección ante tal disturbio.

El valor mínimo que se tiene para la frecuencia ante este disparo, es de 58,51 *Hertz* con esto actúan 2 etapas de desconexión automática de carga por baja frecuencia, sin embargo a los 20 segundos con la carga liberada el valor de frecuencia solamente alcanza los 59,72 *Hertz*.

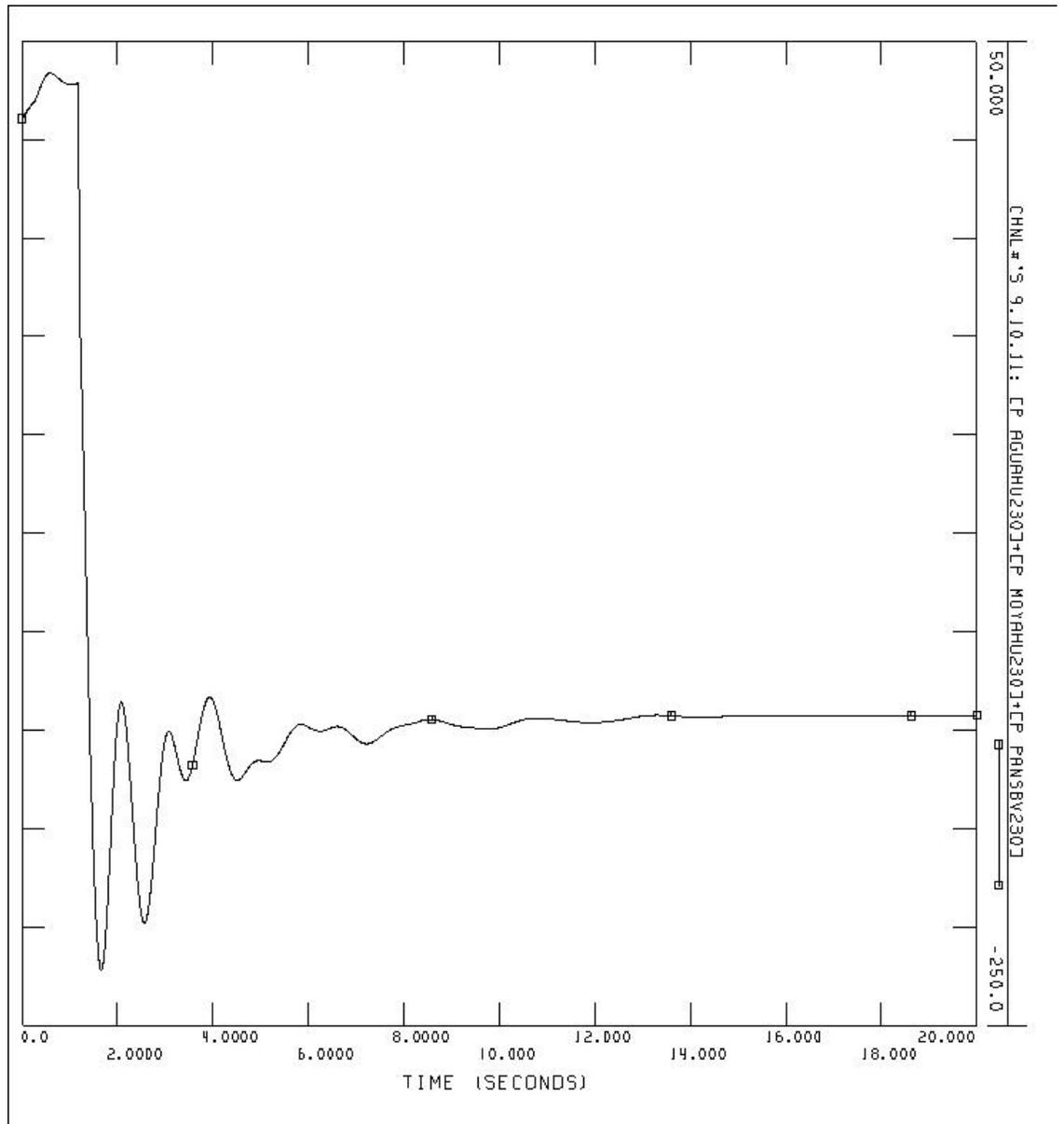
Tomando los 37 Mega *Watts* aproximados, que se encuentran saliendo de Guatemala al bloque sur, el valor mínimo del intercambio neto con el bloque sur es de -228 Mega *Watts*, se puede observar que las 3 interconexiones aportan casi el 100 por ciento de la pérdida de generación en Guatemala, las condiciones de frecuencia e intercambios ante este evento pueden hacer actuar las protecciones en El Salvador y Honduras, dejando el sistema aislado y con déficit de generación muy grande, tan grande que puede llevar al evento de cero tensión el sistema.

Figura 25. Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 4



Fuente: elaboración propia.

Figura 26. **Intercambios netos con el Sistema Eléctrico Regional:
caso 4**



Fuente: elaboración propia.

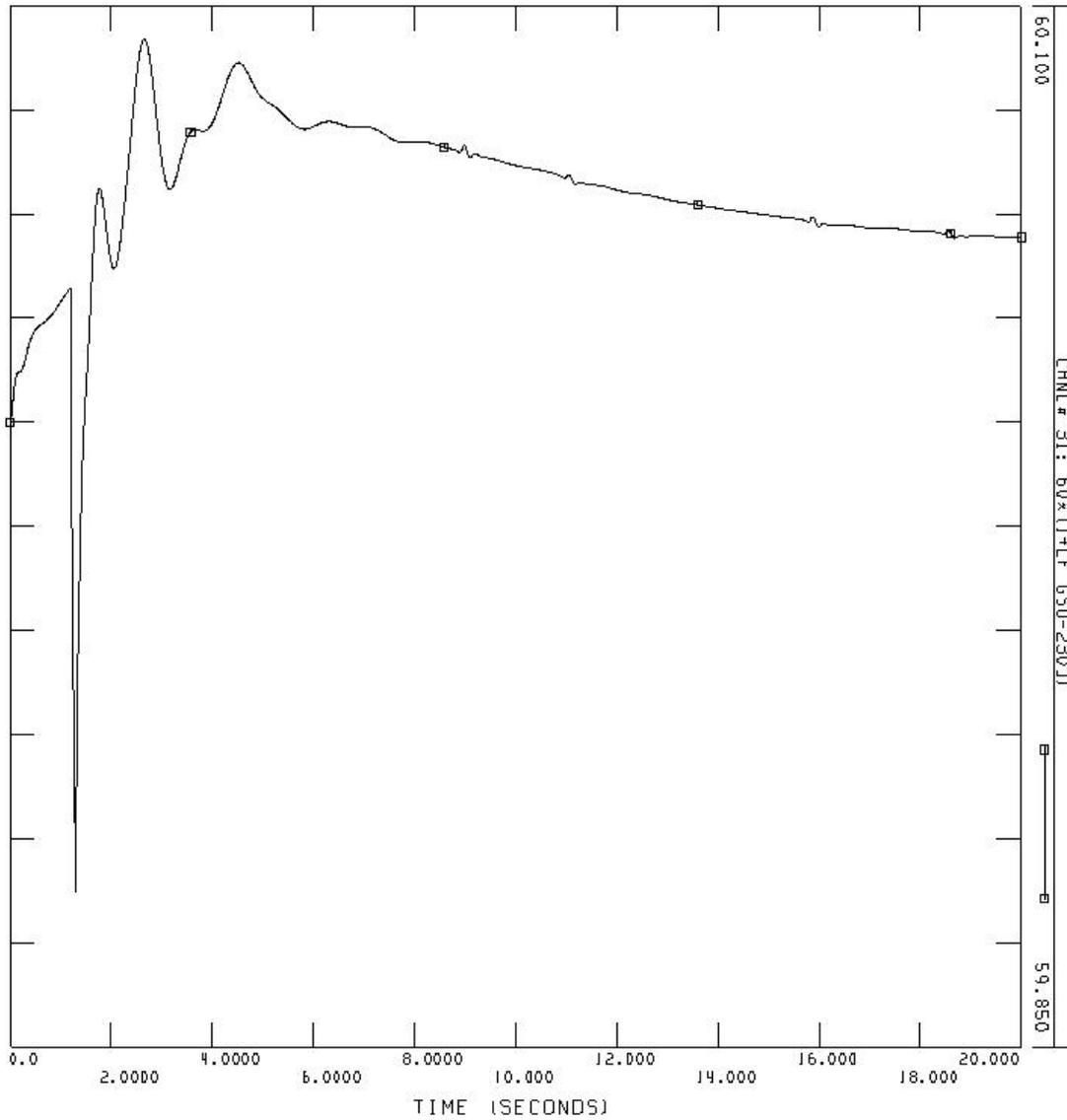
Ante esta situación, este trabajo de investigación plantea el disparo de líneas de transmisión en las subestaciones Guatemala Norte, Guatemala Este, Los Brillantes, La Esperanza, Pantaleón, Malacatán y Quetzaltenango. Para compensar la pérdida de generación de Chixoy, el esquema se ajusta para monitorear los valores de frecuencia, al detectar una derivada de frecuencia de $-14,28 \text{ Hertz / segundo}$ (el signo negativo significa pérdida de generación), automáticamente deja sin tensión las líneas de carga enumeradas en la tabla III. En las figuras 27 y 28, se muestran los resultados de la simulación.

Tabla III. **Líneas de carga asociadas al esquema de protección Guatemala interconectada con el Sistema Eléctrico Regional: caso 4**

Subestación	Líneas	MW
Guatemala Norte	Guatemala 2	10
	Guadalupe 1	35
	Guadalupe 2	35
Guatemala Este	Guadalupe 1	30
	Guadalupe 2	30
	Guadalupe 3	30
Los Brillantes	San Sebastián	10
La Esperanza	San Marcos	30
	Quetzaltenango	10
Pantaleón	Santa Lucía	10
Malacatán	Meléndrez	5
	San Marcos	5
Suma		240

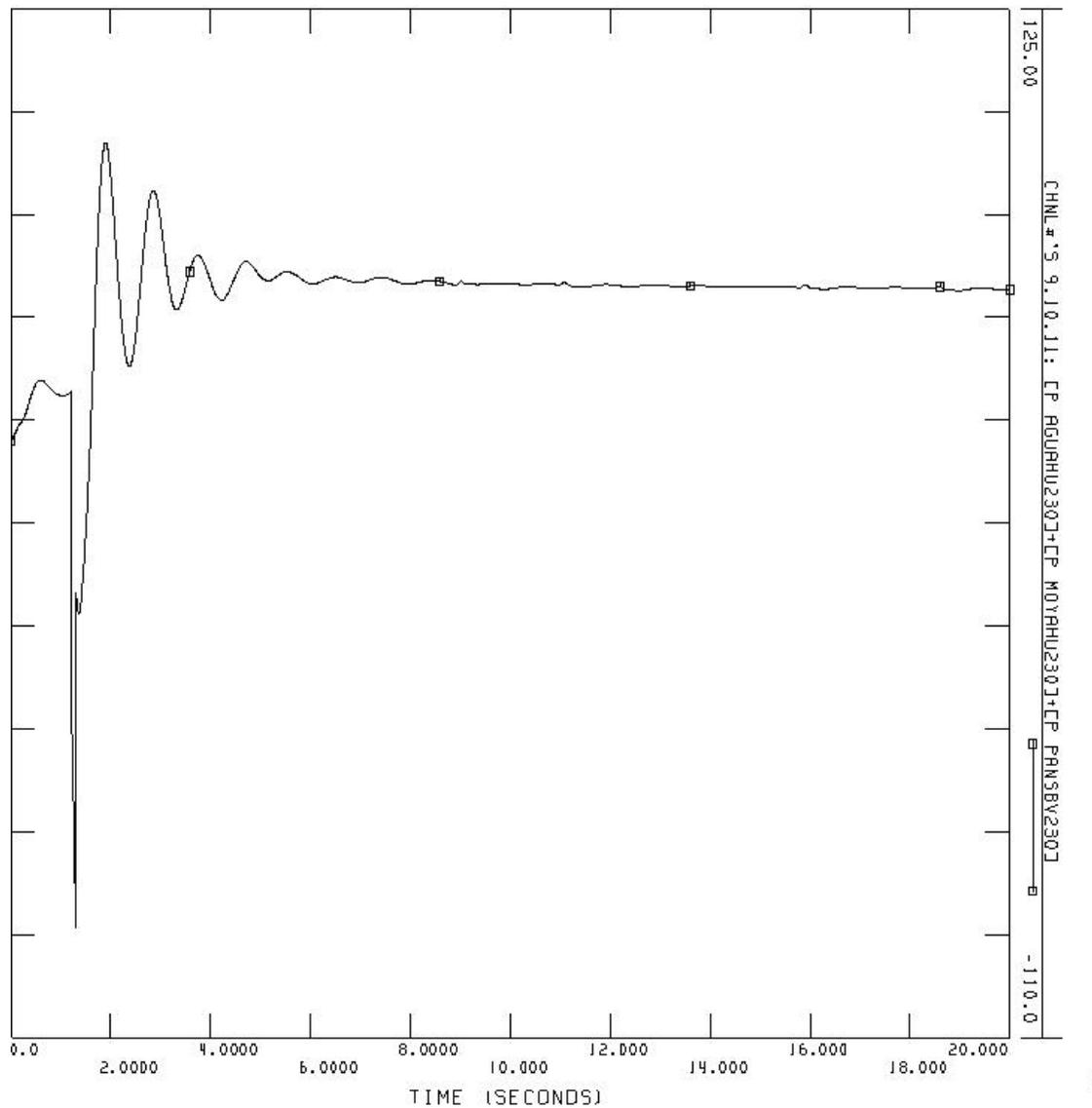
Fuente: elaboración propia.

Figura 27. Frecuencia en la subestación Guatemala Sur ante actuación del esquema de protección: caso 4



Fuente: elaboración propia.

Figura 28. **Flujo neto con el Sistema Eléctrico Regional ante la actuación del esquema de protección: caso 4**



Fuente: elaboración propia.

De las figuras 27 y 28, se observa que el valor mínimo de frecuencia que se registra en el sistema, es de 59,89 *Hertz*, llegando en el final de la simulación

a un valor de 60,04 *Hertz*. Con respecto al flujo neto con el bloque sur, se observa que el valor mínimo que se da, es de -82,782 *Mega Watts* y después de 20 segundos, alcanza un valor estable de 60 *Mega Watts* aproximadamente. Con estas condiciones se evita una actuación de protecciones tanto en El Salvador como en Honduras, teniendo apoyo de ambos países y evitando quedar aislados y vulnerables ante un disturbio de esta magnitud.

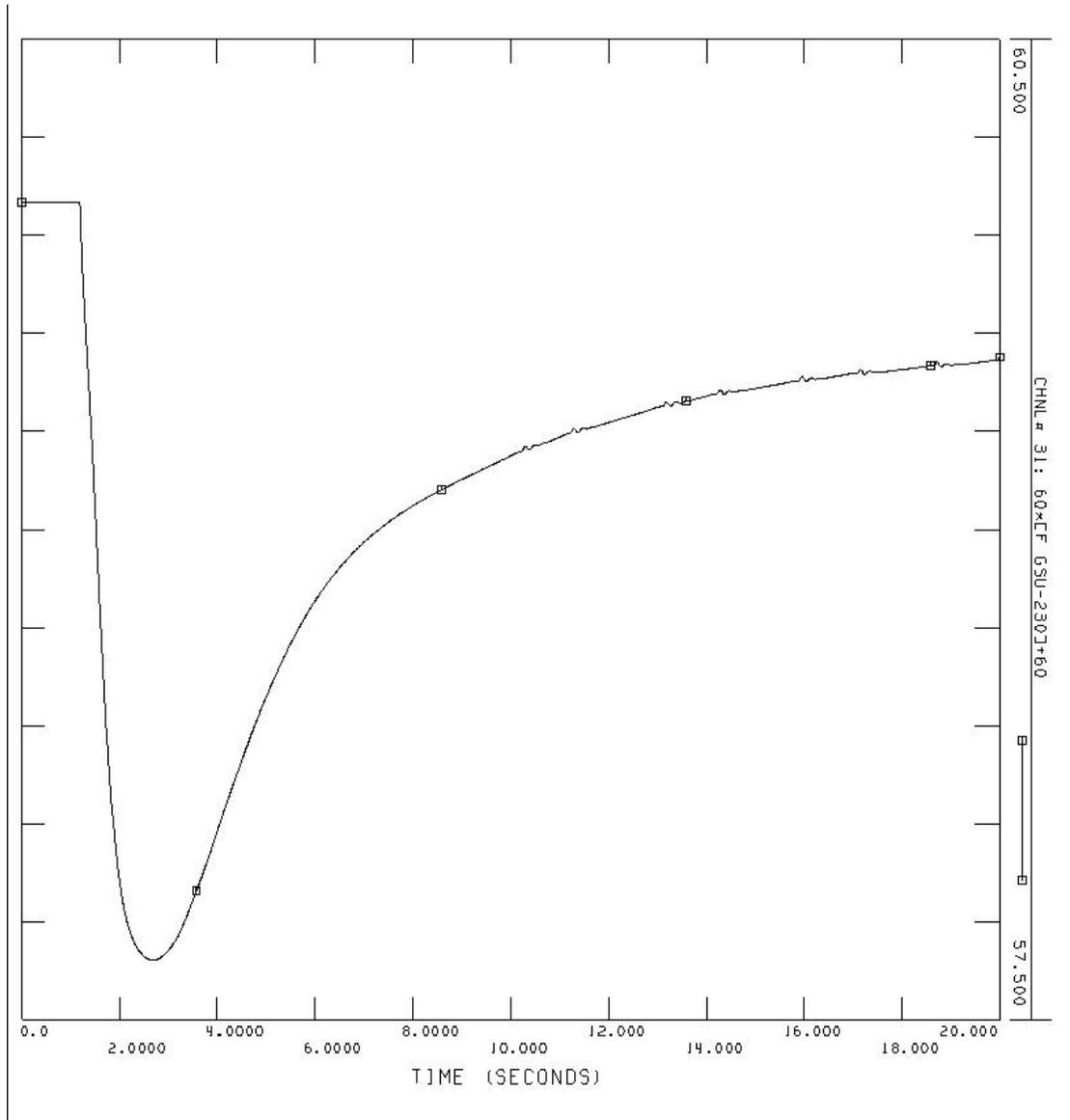
El disparo de tantas líneas de transmisión en el sistema, puede parecer una medida demasiado extrema; sin embargo, al analizar que el sistema queda con tensión y apoyado por las interconexiones se pueden justificar las medidas tomadas.

4.4. Disparo de planta Chixoy en demanda mínima aislado del Sistema Eléctrico Regional

Al igual que en el caso anterior, se requiere la desconexión de líneas de carga en el sistema, para lograr el control de frecuencia en el sistema. A diferencia del caso anterior, se hace necesario el disparo de unas líneas más en el sistema, debido a la respuesta inercial del Sistema Nacional Interconectado, teniendo, como es de esperarse, valores aún más críticos que los del caso anterior.

La figura 29 muestra la respuesta de frecuencia del Sistema Nacional Interconectado en condición aislada ante la pérdida de planta Chixoy con una generación de 280 *Mega Watts* en un escenario de demanda mínima en época de lluvia.

Figura 29. Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur: caso 5



Fuente: elaboración propia.

El valor mínimo que se registra es de 57,68 *Hertz*. Con este valor de frecuencia, aún actuando todas las etapas de desconexión de carga automática por baja frecuencia, provocaría el disparo en cascada del Sistema Nacional

Interconectado, provocando un evento de cero tensión en el sistema. Ante esta situación se plantea la modificación del esquema anterior para que determine si el sistema se encuentra aislado o interconectado para decidir que líneas de transmisión y/o cargas se deben desconectar ante tal evento.

A continuación se muestra el esquema anterior modificado, abriendo además de las líneas de carga enumeradas en la tabla III, líneas de carga en subestación Guatemala Sur, según la tabla IV. La respuesta de frecuencia se observa en la figura 30.

En la figura 30 se observa que el valor mínimo de frecuencia es de 59,32 *Hertz*, sin que llegue a actuar la desconexión automática de carga por baja frecuencia, para el final de la simulación, la frecuencia asciende a un valor aproximado de 59,86 *Hertz*.

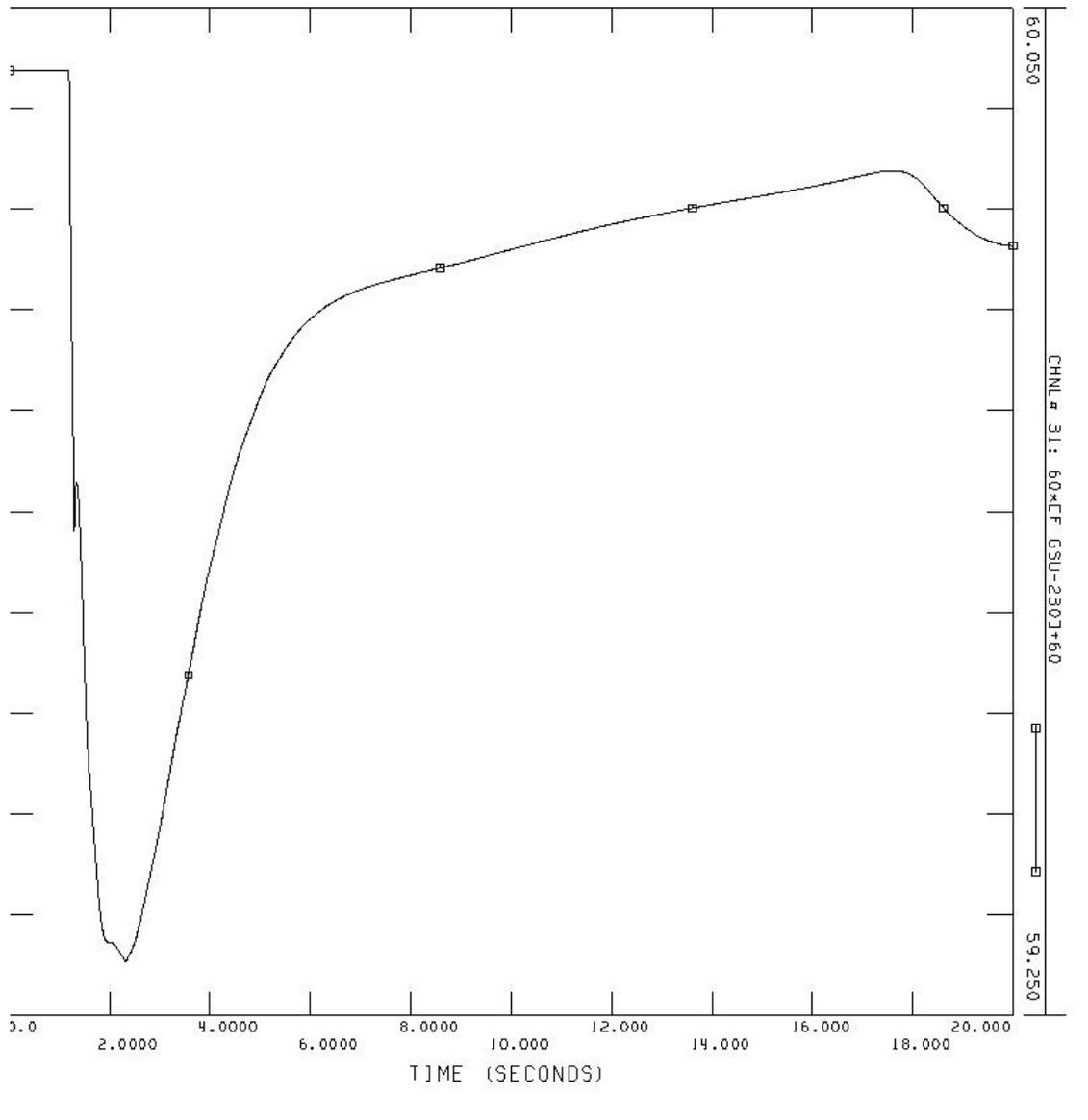
Al igual que el caso anterior, ante una pérdida de casi el 40 por ciento de la generación del sistema, se hace necesaria la toma de medidas drásticas para preservar la continuidad del servicio. Y tomando en cuenta que no se tiene el apoyo de las interconexiones, se justifica el disparo de carga de esta magnitud.

Tabla IV. **Líneas de carga asociadas al esquema de protección, Guatemala aislada del Sistema Eléctrico Regional: caso 5**

Subestación	Líneas	MW
Guatemala Norte	Guatemala 2	10
	Guadalupe 1	35
	Guadalupe 2	35
Guatemala Este	Guadalupe 1	30
	Guadalupe 2	30
	Guadalupe 3	30
Guatemala Sur	EEGSA 1	20
	EEGSA 2	20
	EEGSA3	20
Los Brillantes	San Sebastián	10
La Esperanza	San Marcos	30
	Quetzaltenango	10
Pantaleón	Santa Lucía	10
Malacatán	Meléndres	5
	San Marcos	5
Suma		300

Fuente: elaboración propia.

Figura 30. Frecuencia medida en Guatemala Sur ante la actuación del esquema de protección: caso 5

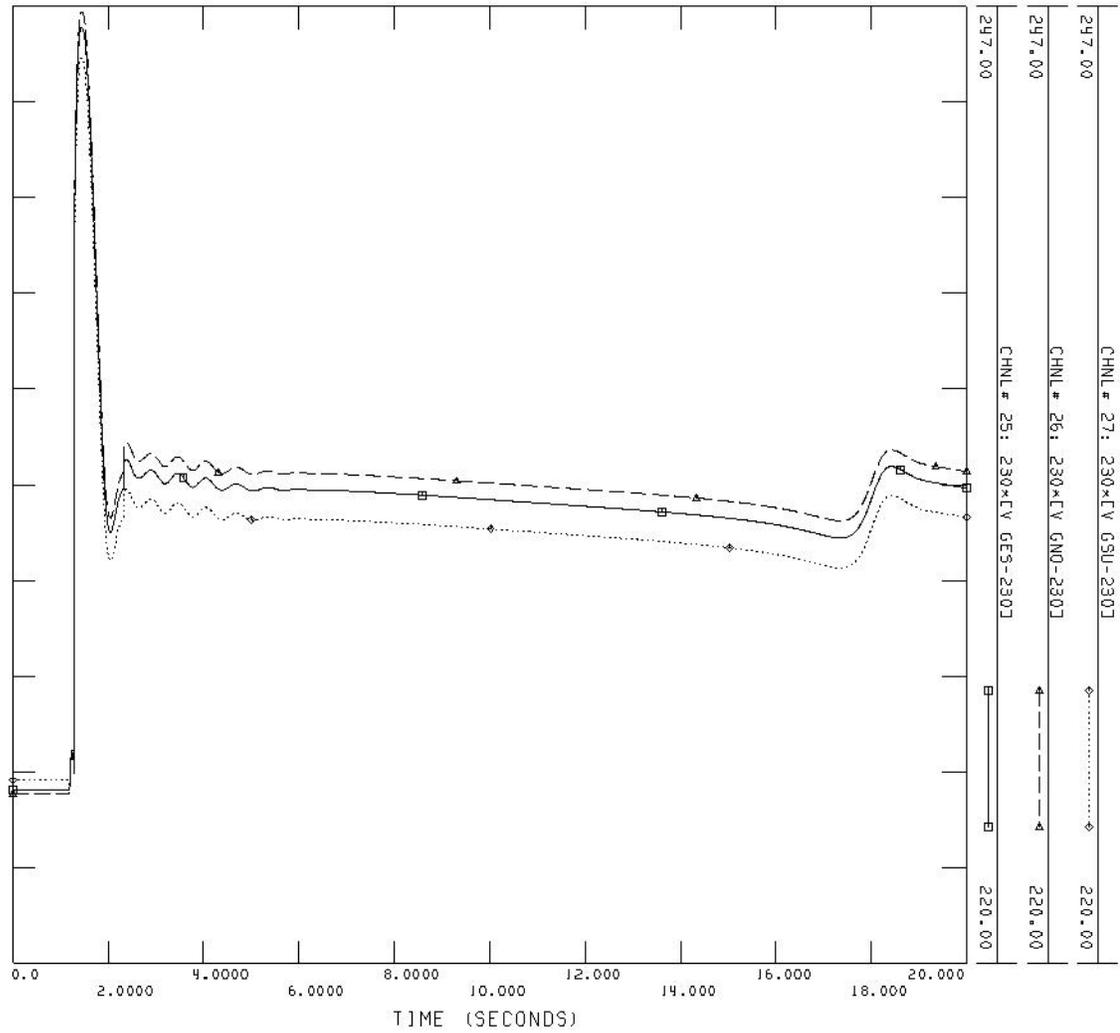


Fuente: elaboración propia.

Al estar aislados del resto de Centroamérica, los voltajes en las subestaciones que pierden carga, se vuelven un punto a monitorear para evitar daños por sobrevoltaje en los elementos de las subestaciones mencionadas anteriormente; en la figura 31 se observan los valores de voltaje para las 3 subestaciones más importantes asociadas al esquema en 230 kilovoltios.

Se observa en la figura 31 un transitorio de 246 kilovoltios, aproximadamente, para las 3 subestaciones durante medio segundo, llegando a valores estables en aproximadamente 5 segundos después de ocurrido el disturbio. Por lo tanto se puede concluir que el esquema cumple el objetivo de mantener en funcionamiento el sistema sin comprometer los valores de voltaje y por ende, los elementos de las subestaciones asociadas al esquema.

Figura 31. Voltajes en subestación Guatemala Norte, Guatemala Sur y Guatemala Este ante disparo de carga: caso 5



Fuente: elaboración propia.

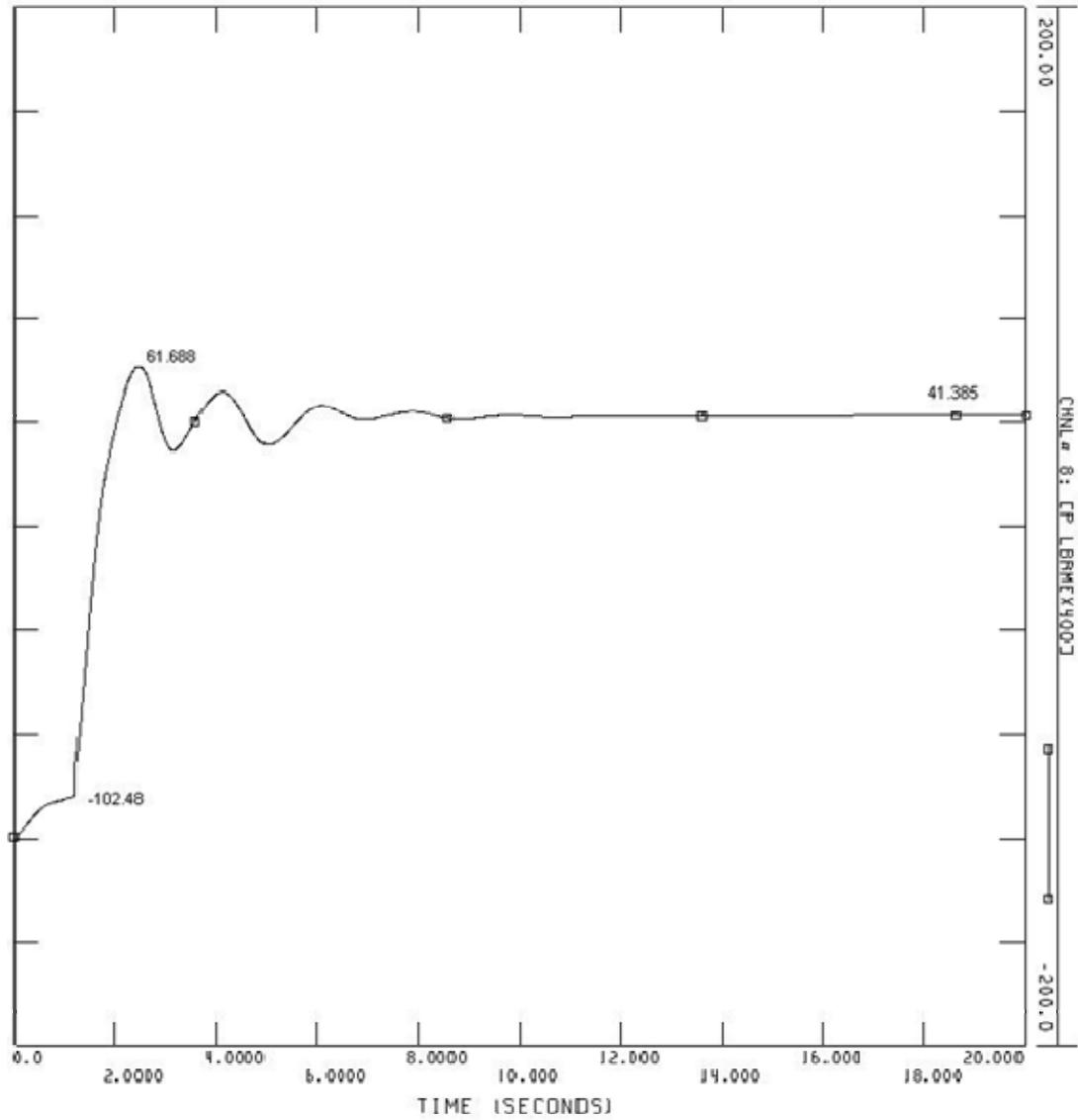
4.5. Disparo de banco de transformación 230/69 kilovoltios en subestación Guatemala Este para demanda máxima

Para este caso, se considera la pérdida de carga en subestación Guatemala Este para el período de demanda máxima, por disparo del transformador de 230/69 kilovoltios. Ante este evento, el esquema propuesto debe desconectar generación para lograr el balance carga generación, así como los parámetros de frecuencia y voltaje.

Con aproximadamente una carga de 180 Mega *Watts* en demanda máxima, en el transformador de 230/69 kilovoltios en subestación Guatemala Este, se puede esperar un incremento de frecuencia, variación en los intercambios con México y el bloque sur centroamericano y voltajes elevados en la subestación que pierde la carga.

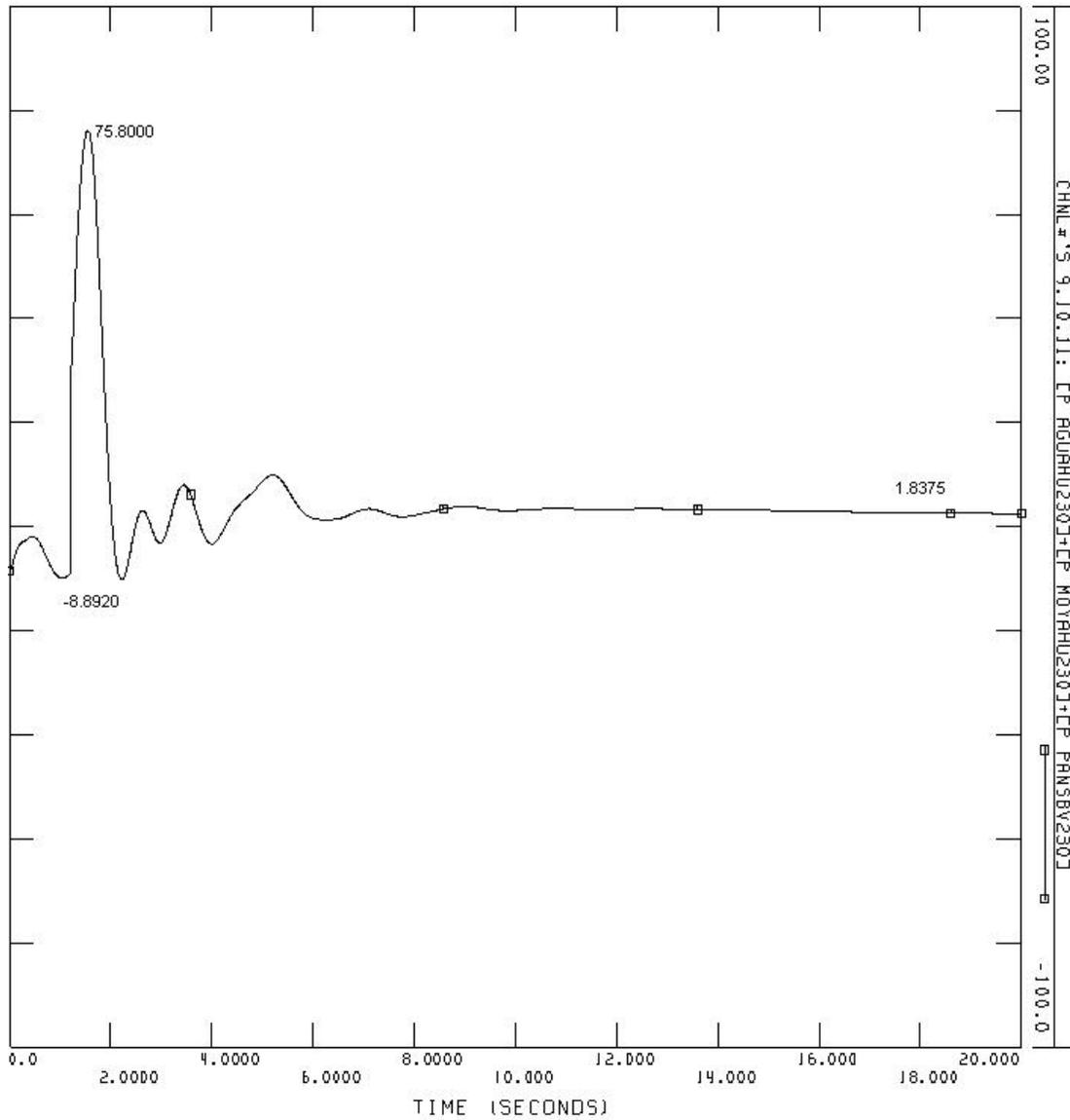
En la figura 34 se observa una variación de la frecuencia que no es considerablemente alta (60,067 *Hertz* máxima). El intercambio neto con el bloque sur no presenta riesgo de disparo (figura 33) ya que, como se puede esperar la interconexión con México es la que absorbe casi el 100 por ciento de la variación en el sistema. En la figura 32 se observa el flujo con México variando de -102 Mega *Watts* (importando Guatemala de México) a 60,7 Mega *Watts* (exportando energía Guatemala hacia México), sumando en total 160 Mega *Watts*, que es el 88,9 por ciento de la pérdida de carga en subestación Guatemala Este. En la figura 35 se observa el valor de voltaje para la barra de 230 kilovoltios en Guatemala Este en 230,90 kilovoltios.

Figura 32. Flujo de intercambio con México ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5



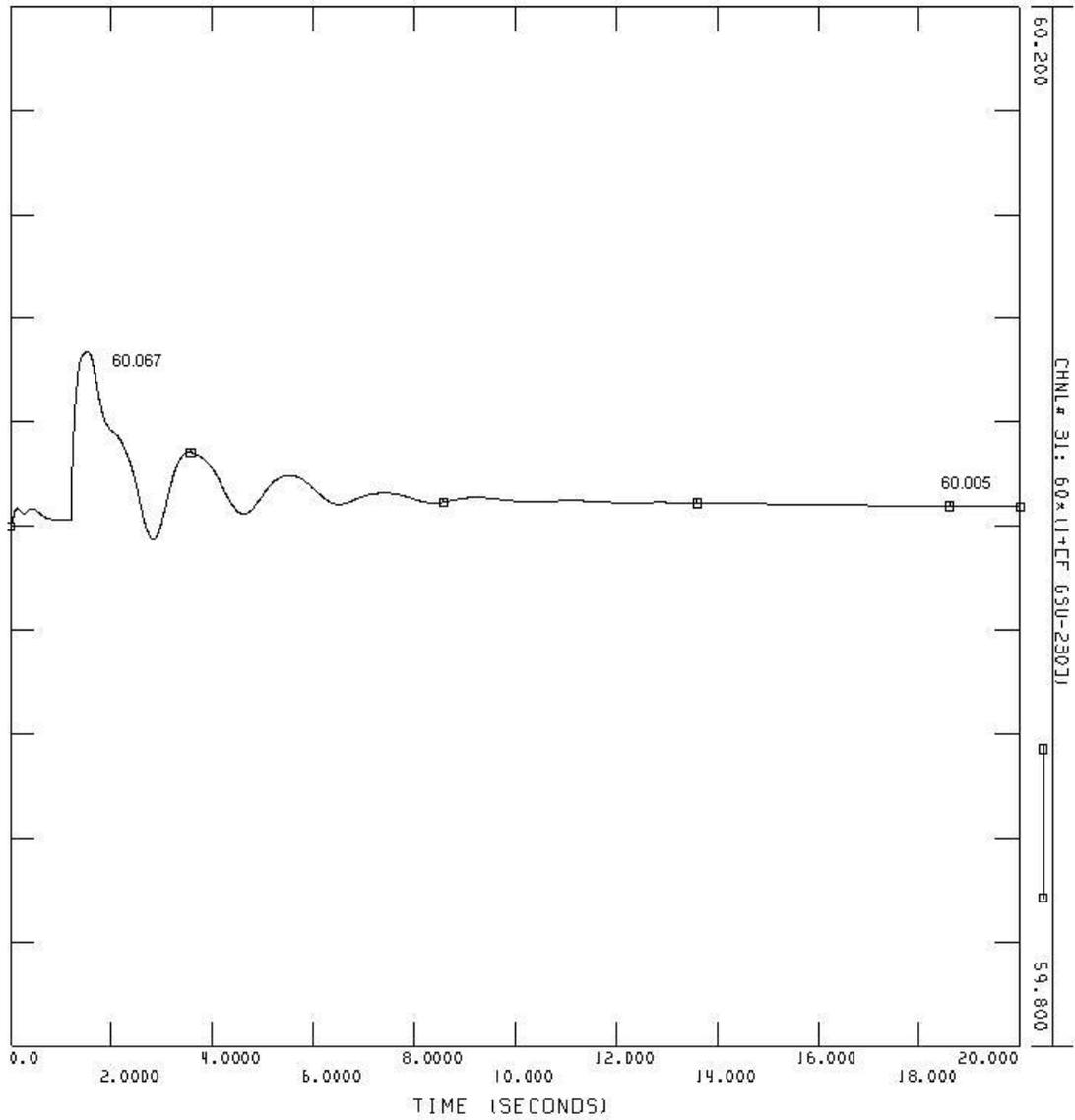
Fuente: elaboración propia.

Figura 33. **Flujo de intercambio con el Sistema Eléctrico Regional ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5**



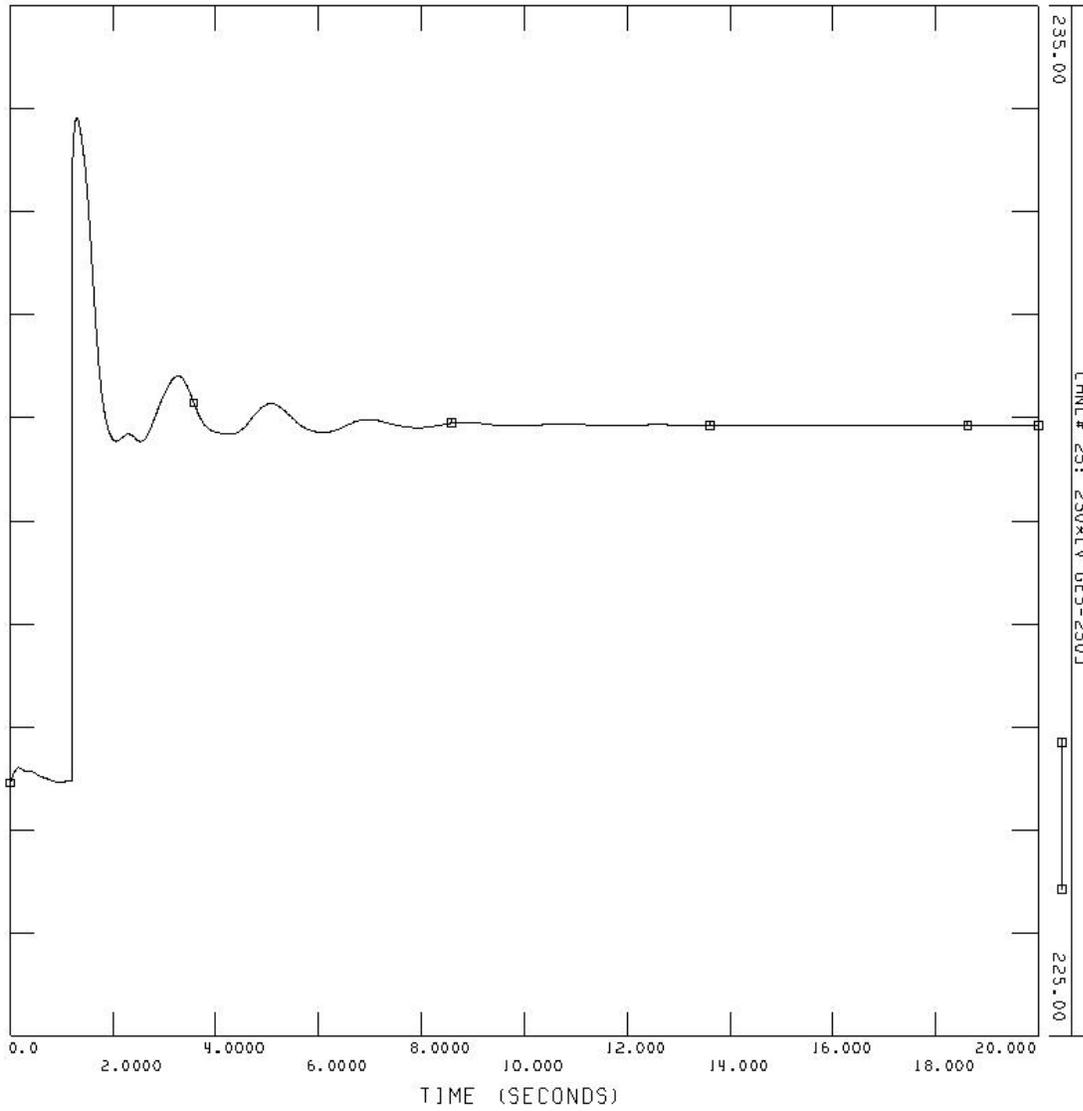
Fuente: elaboración propia.

Figura 34. **Frecuencia en Guatemala Sur ante disparo de carga en subestación Guatemala Este: caso 5**



Fuente: elaboración propia.

Figura 35. Voltaje en barra 230 kilovoltios en subestación Guatemala Este: caso 5



Fuente: elaboración propia.

Del anterior análisis de resultados, se puede concluir que no es necesario la creación y programación de un esquema de protección ante la pérdida de carga en el Sistema Nacional Interconectado, ya que éste implica el disparo de unidades generadoras, siendo esta una acción a la cual muchos agentes generadores pueden estar contrarios a implementar debido al desgaste que pueden sufrir las unidades generadoras y, además, teniendo en consideración que la interconexión con México produce el mismo efecto que el disparo de unidades generadoras y posee un margen de alrededor de 300 Mega *Watts* para la pérdida de carga, 120 Mega *Watts* de importación y 180 Mega *Watts* para carga del transformador de 400/230 kilovoltios, en exportación hacia México ante cualquier contingencia.

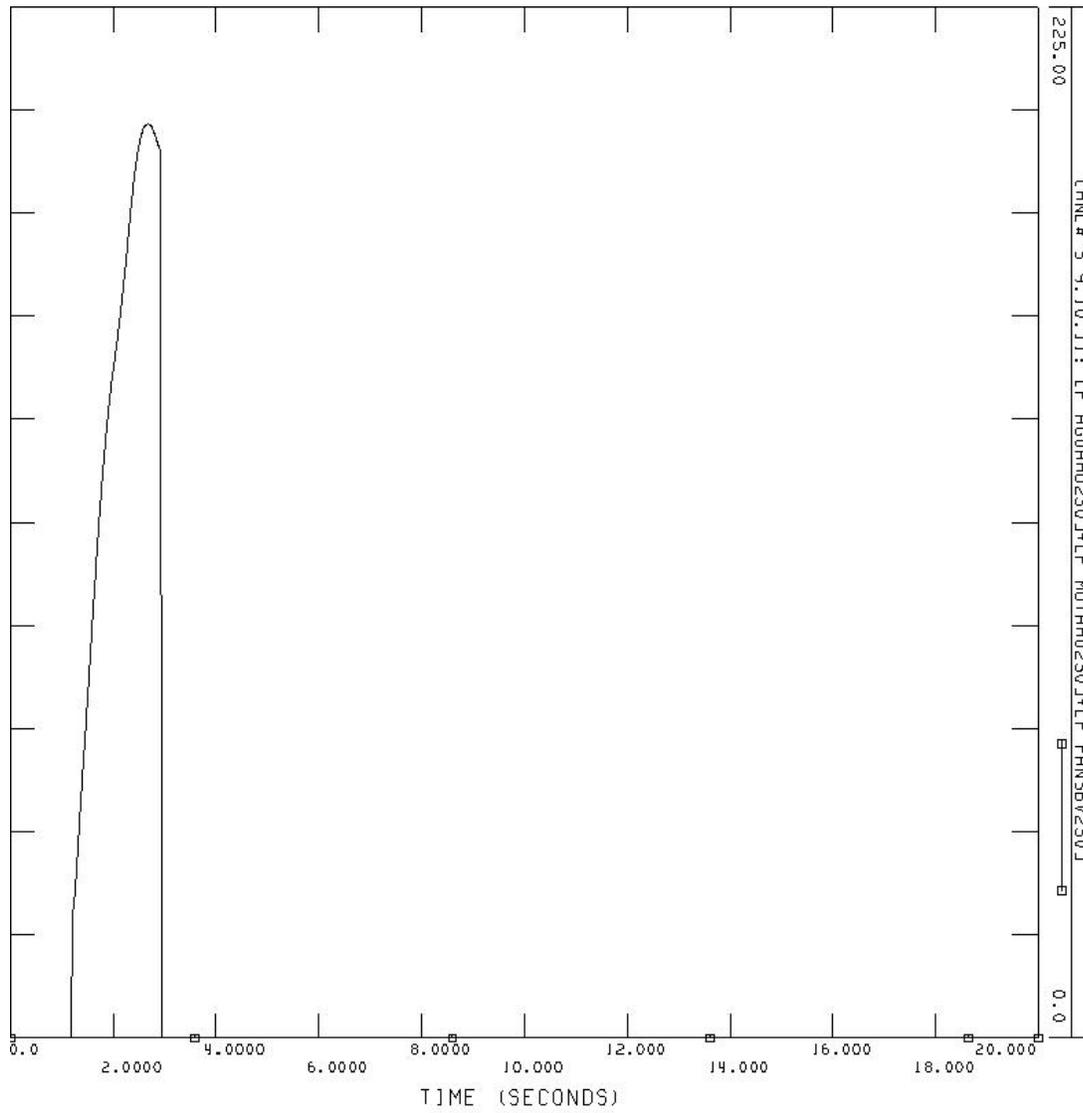
4.6. Esquema de protección ESIM004

Como se describió en al principio del capítulo, este esquema funciona abriendo las interconexiones con el bloque sur ante contingencias en dicho bloque. Actualmente, el ajuste de disparo se encuentra en 175 Mega *Watts*, con un retardo de 0,714 segundos.

A continuación se presentan las figuras acerca del funcionamiento del esquema.

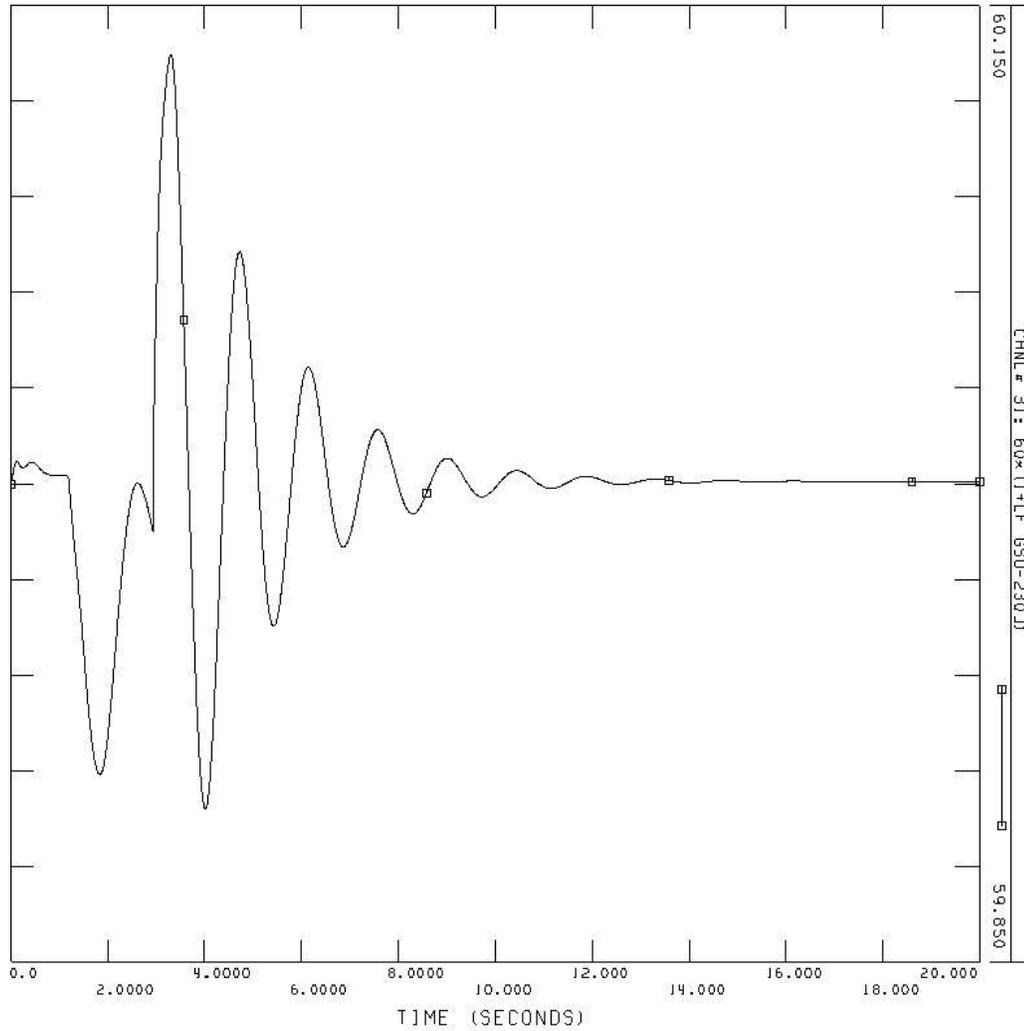
En la figura 36, se observa la suma de flujo en Mega *Watts* que va desde Guatemala hacia el bloque sur, al alcanzar los 175 Mega *Watts*, o más, durante 0,714 segundos, dispara las 3 interconexiones dejando el flujo neto en cero Mega *Watts*. En la figura 37 se observa el comportamiento de la frecuencia ante el disturbio.

Figura 36. **Flujo neto de las interconexiones del Sistema Eléctrico Regional: caso 6**



Fuente: elaboración propia.

Figura 37. Frecuencia medida en subestación Guatemala Sur caso 6



Fuente: elaboración propia.

La figura 37 muestra el momento de pérdida de generación en el bloque sur, deprimiendo la frecuencia a aproximadamente 59,90 *Hertz*. Al momento del disparo de las interconexiones se produce una oscilación de frecuencia como respuesta natural del sistema, alcanzando un valor máximo de 60,12 *Hertz* como se observa en la figura 37, la oscilación mencionada es de tipo

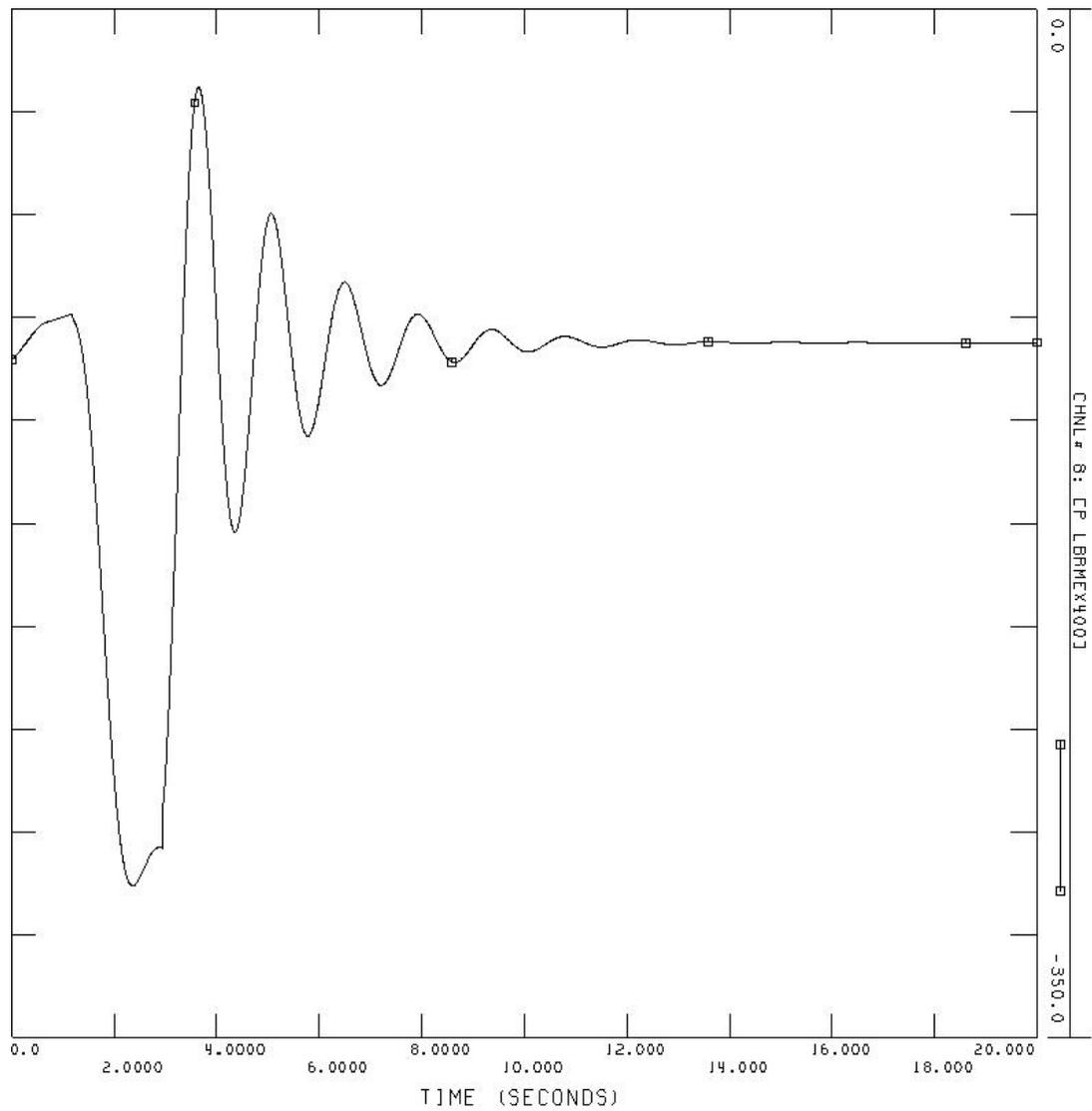
amortiguada y el valor máximo alcanzado en la misma no es de peligro para el disparo de generadores en el Sistema Nacional Interconectado.

Generalmente, la interconexión con México es la que aporta el 100 por ciento de desbalance ocasionado por cualquier disturbio (figura 38), en este caso el flujo alcanza un valor aproximado de 297 Mega *Watts*, sobrecarga que soporta durante los 0,714 segundos de retardo que posee el esquema de protección.

Al igual que la frecuencia al momento del disparo de las interconexiones, se produce una oscilación, esta vez de potencia, de tipo amortiguada, alcanzado valores estables de nuevamente 120 Mega *Watts*; como es de esperarse, ya que es en el bloque sur del Sistema Eléctrico Regional donde se originó el disturbio.

Al observar el funcionamiento del esquema, se puede concluir que éste se encuentra intrínsecamente en la propuesta de modificación del ESIM001 que anteriormente se explicó, con el agregado que la propuesta establece criterios de disparo disyuntivos, ante diferentes escenarios de disturbios, tanto en Guatemala como en el Sistema Eléctrico Regional, por lo que este esquema quedaría obsoleto al implementar las propuestas hechas en este trabajo de investigación.

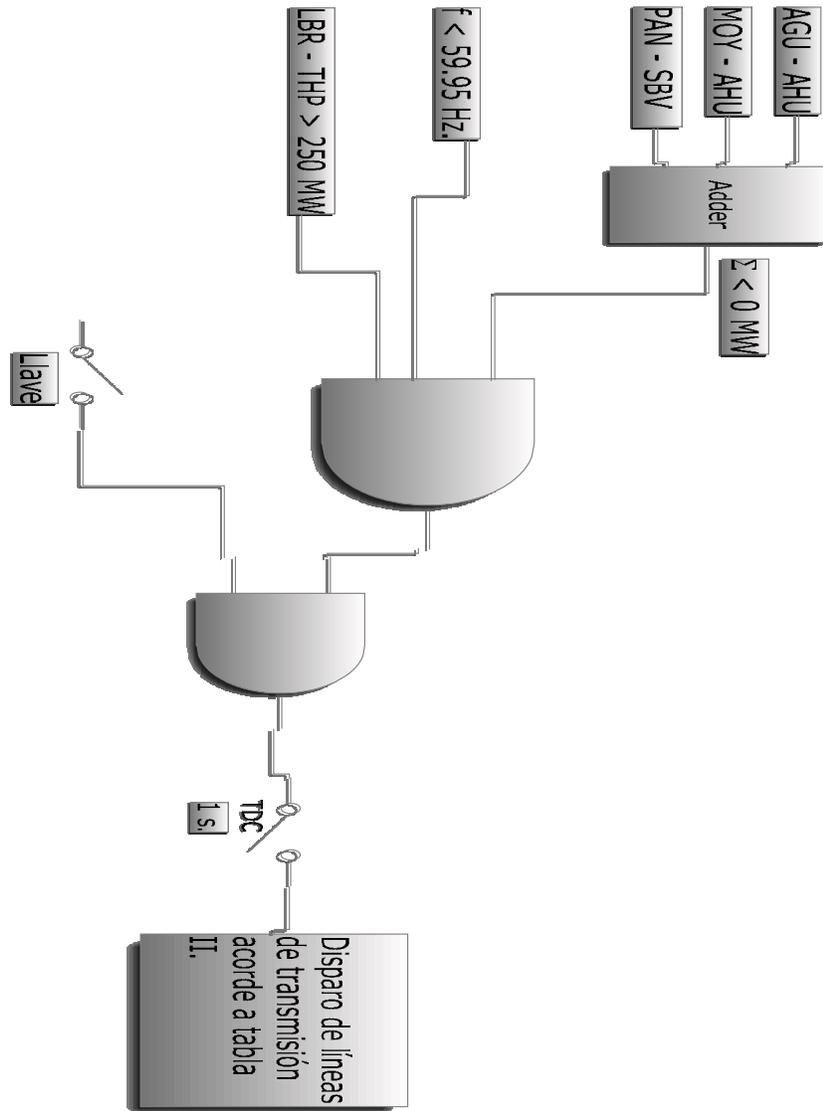
Figura 38. **Flujo de potencia en el transformador de 400/230 kilovoltios en la subestación Los Brillantes: caso 6**



Fuente: elaboración propia.

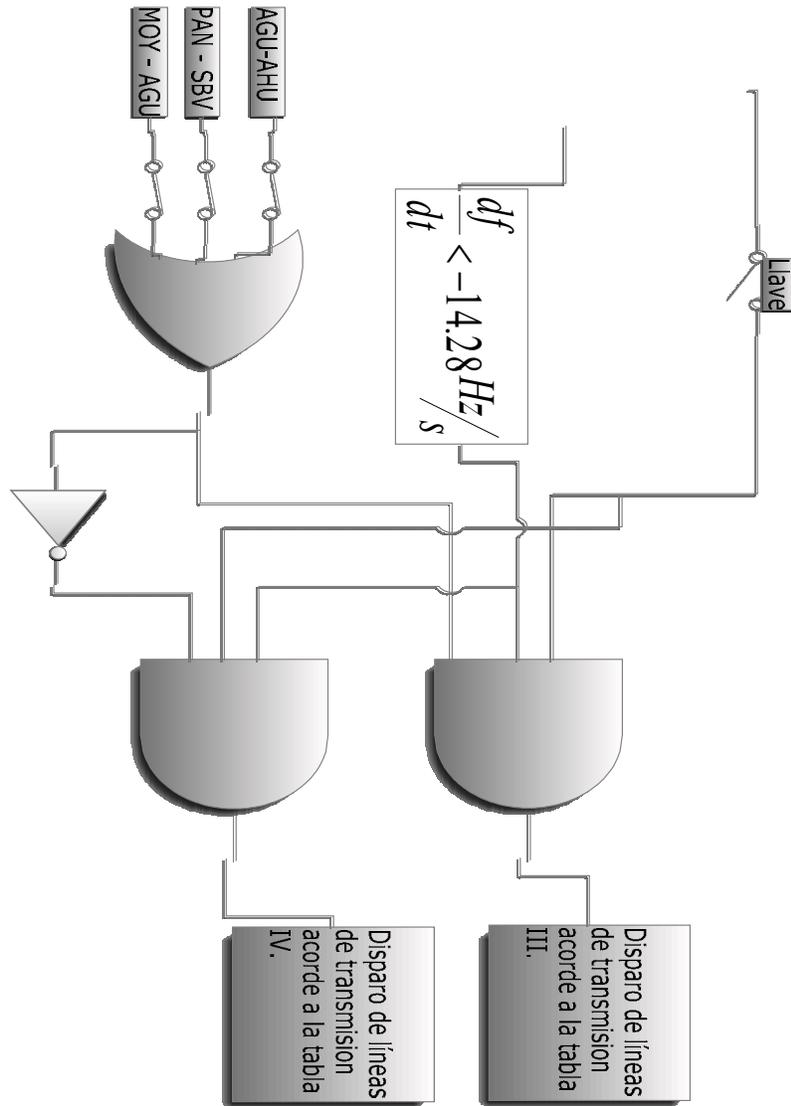
En las siguientes figuras 39, 40 y 41, se encuentran los diagramas de bloques para los esquemas propuestos.

Figura 39. Diagrama de bloques para ESIM001, con problemas en Guatemala



Fuente: elaboración propia.

Figura 41. Diagrama de bloques para disparo de Chixoy tanto aislados como interconectados con el Sistema Eléctrico Regional



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Las unidades de medición fasorial presentan ventajas en la coordinación y operación de sistemas eléctricos de potencia, siendo la más notable el reporte de datos sincronizados en tiempo real.
2. Los ajustes y acciones que se tienen implementados en los esquemas suplementarios de control, que se exponen en este trabajo de investigación, cumplen el objetivo primordial de mantener el servicio y/o la seguridad operativa del sistema eléctrico de potencia guatemalteco.
3. El uso de unidades de medición fasorial, muestra ser un avance en cuanto a la supervisión de los sistemas eléctricos de potencia, respecto a las actuales formas de supervisión.
4. Los esquemas de control suplementario mediante mediciones fasoriales sincronizadas, tienen mayor selectividad en condiciones operativas, en las cuales el Sistema Nacional Interconectado se encuentra interconectada con el Sistema Eléctrico Regional y México.
5. Cada caso simulado y analizado en este trabajo de investigación muestra que los esquemas de control suplementarios, utilizando unidades de medición fasorial, mejoran la selectividad y tiempos de acción de los esquemas actuales, mejorando con esto, la continuidad del servicio eléctrico y la seguridad del Sistema Nacional Interconectado.

RECOMENDACIONES

1. Implementar más unidades de medición fasorial en los elementos de transmisión de la red troncal del Sistema Nacional Interconectado, con la finalidad de mejorar el sistema de monitoreo en tiempo real.
2. Con cada adición y/o modificación en líneas, subestaciones y/o plantas generadoras, se deberán realizar nuevos estudios para ajustar los valores y parámetros de los esquemas suplementarios de control, presentados en este trabajo de investigación o implementar nuevos esquemas.
3. Fortalecer las competencias del grupo de ingenieros supervisores del sistema, para un entendimiento y aprovechamiento óptimo de la tecnología de fasores y la información que estos proporcionan.
4. Analizar la creación de incentivos a las plantas generadoras existentes y nuevas, para la instalación de unidades de medición fasorial, con el fin de obtener una mayor área de supervisión del sistema de potencia.
5. Mantener los sistemas de medición actuales, ante la posibilidad de la pérdida de comunicación de las unidades de medición fasorial, para tener un sistema de adquisición de datos redundante.

BIBLIOGRAFÍA

1. ADAMIAK, Mark, et al. *Synchrophasors: definition, measurement and application*. 2009. 12 p.
2. Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de Coordinación Comercial*. Guatemala: A.M.M., 2007. 190 p.
3. _____. *Norma de Coordinación Operativa*. Guatemala: A.M.M., 2007. 56 p.
4. BOYLESTAD, Robert L. *Introducción al análisis de circuitos*. Mendoza, Carlos (trad.). 10a ed. México: Pearson Educación, 2004. 1248 p. ISBN: 970-26-0448-6.
5. HART, David. *Unidades PMU supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque*. Revista ABB 1/2001. p. 58-61.
6. Power Technologies. *IPLAN program manual*. New York: s.e., 2004. 224 p.
7. QUINTANILLA, Rafael. *Sistemas de transportes inteligentes. Medición sincronizada de fasores*. Bilbao: ZIV P+C, S.L., 2005. 12 p.

