



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A
ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**

Juan Carlos Escobar Soto

Asesorado por el MBA. Ing. José Estuardo Morales López

Guatemala, marzo de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A
ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

JUAN CARLOS ESCOBAR SOTO

ASESORADO POR EL MBA. ING. JOSÉ ESTUARDO MORALES LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Alberto Navarro Fuentes
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIO	Inga. Lesbia Magalí Herrera López de López

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:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A
ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACION DEL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 19 de febrero de 2021.

Juan Carlos Escobar Soto



EEPFI-PP-0084-2022

Guatemala, 12 de enero de 2022

Director
Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela De Ingeniería Mecánica Eléctrica
Presente.

Estimado Ing. Rivera

Reciba un cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería.

El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado y aprobado el Diseño de Investigación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Todas las áreas - Nuevas tecnologías para generación y transmisión de energía eléctrica**, presentado por el estudiante **Juan Carlos Escobar Soto** carné número **201031706**, quien optó por la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la Maestría en ARTES en Gestión De Mercados Eléctricos Regulados.

Y habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Décimo, Inciso 10.2 del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

José Estuardo Morales López
Ing. Mecánico Electricista, MBA.
Col. 7641

Mtro. José Estuardo Morales López
Asesor(a)

Mtro. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría



Mtro. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería





EEP-EIME-0084-2022

El Director de la Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica de la Facultad de Ingenieria de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto bueno del Coordinador y Director de la Escuela de Estudios de Postgrado, del Diseño de Investigación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**, presentado por el estudiante universitario **Juan Carlos Escobar Soto**, procedo con el Aval del mismo, ya que cumple con los requisitos normados por la Facultad de Ingenieria en esta modalidad.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

The image shows a handwritten signature in black ink over a circular official stamp. The stamp contains the text: "UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA", "DIRECCIÓN ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA ELECTRICA", and "FACULTAD DE INGENIERIA".

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Director
Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica

Guatemala, enero de 2022

LNG.DECANATO.OI.163.2022

La Decana 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: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN USO DE APLICACIONES DE SEGURIDAD EN BASE A ESTIMADORES DE ESTADO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ANTE CONDICIONES DE RIESGO**, presentado por: **Juan Carlos Escobar Soto**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada

Decana

Guatemala, marzo de 2022

AACE/gaoc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por haberme permitido realizar una más de mis metas.
Mis padres	Por el amor y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.
Mis hermanos	Roxanda, Ruth y Eddie Escobar por ser mi apoyo y ejemplo durante mi vida.
Mi novia	Andrea Carias por su apoyo incondicional durante las horas de estudio.
Familia y amigos	A todos los que fueron parte de este proceso.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser el alma <i>mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme los conocimientos que me han permitido realizar este trabajo de graduación.
Mis amigos	Por haberme acompañado durante la carrera.
Mi asesor	MBA. Ing. José Estuardo Morales López, por haberme guiado durante el trabajo de graduación.
AMM	Por haberme permitido realizar la investigación y desarrollarme profesionalmente.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN.....	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
2. ANTECEDENTES	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	9
3.1. Contexto general	9
3.2. Descripción del problema	9
3.3. Formulación del problema	10
3.4. Delimitación del problema	11
4. JUSTIFICACIÓN	13
5. OBJETIVOS	15
5.1. General.....	15
5.2. Específicos	15
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN	17

7.	MARCO TEÓRICO	19
7.1.	Planeación y organización del mercado eléctrico guatemalteco.....	19
7.1.1.	Ministerio de Energía y Minas	19
7.1.2.	Comisión Nacional de Electricidad (CNEE).....	20
7.1.3.	Administrador del mercado mayorista	20
7.2.	Sistema nacional interconectado	22
7.2.1.	Generadores	23
7.2.2.	Transformadores	24
7.2.3.	Líneas de transmisión	25
7.2.4.	Centros de carga.....	26
7.3.	Operación en tiempo real.....	26
7.3.1.	Supervisión y operación del sistema nacional interconectado.....	26
7.3.2.	Sistema de información en tiempo real o SCADA...	27
7.3.3.	Sistema de supervisión de área amplia.....	28
7.3.4.	Estados del sistema nacional interconectado.....	30
7.4.	Análisis de contingencias y estabilidad	31
7.4.1.	Contingencias comunes del sistema	31
7.4.2.	Análisis de estabilidad.....	33
7.4.2.1.	Estabilidad angular	34
7.4.2.2.	Estabilidad de frecuencia	36
7.4.2.3.	Estabilidad de voltaje	37
7.5.	Análisis de seguridad	41
7.5.1.	Estimadores de estado.....	42
7.5.2.	Flujos de potencia	44
7.5.3.	Análisis de contingencia estático y dinámico.....	46
7.5.4.	Control automático de generación.....	46
7.5.5.	Consciencia situacional	48

8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS	51
9.	METODOLOGÍA.....	53
9.1.	Características del estudio	53
9.1.1.	Enfoque	53
9.1.2.	Alcance.....	53
9.1.3.	Diseño	54
9.1.4.	Unidad de análisis	54
9.2.	VARIABLES.....	55
9.3.	Fases del estudio	56
9.3.1.	Fase 1: Identificación de rangos y maniobras en el sistema nacional interconectado.....	56
9.3.2.	Fase 2: Selección de herramienta basada en estimadores de estado para la operación en tiempo real.....	57
9.3.3.	Fase 3: Identificación de casos para la simulación de análisis de seguridad	57
9.3.4.	Fase 4 Recolección de información mediante simulación de casos	57
9.4.	Resultados esperados	58
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	61
10.1.	Análisis de contingencia (N-1).....	62
10.2.	Muestreo no probabilístico.....	62
11.	CRONOGRAMA.....	65
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO	67

13.	REFERENCIAS	69
14.	APÉNDICES	75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de solución	18
2.	Estructura del sistema nacional interconectado	23
3.	Capacidad instalada efectiva por tecnología SNI Julio 2021.....	24
4.	km de líneas instaladas por nivel de voltaje	25
5.	Representación fasor	29
6.	Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia.....	34
7.	Estabilidad angular del sistema de potencia	36
8.	Modelo generador carga	39
9.	Curva PV para generador carga	40
10.	Curva de distribución normal.....	43
11.	Esquema simplificado del EMS	44
12.	Control automático de generación	48
13.	Diagrama de Gantt.....	66

TABLAS

I.	Etapas de desconexión esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia.....	37
II.	Información de consciencia situacional.....	49
III.	Clasificación de las variables	55
IV.	Definición teórica y operativa de las variables	55
V.	Tabla de datos iniciales.....	58
VI.	Estado posterior del sistema	58

VII. Cronograma de actividades65
VIII. Recursos necesarios67

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Hz	Hercio
h	Horas
=	Igual que
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
MVAR	Mega volt amperio reactivo
%	Porcentaje
P	Potencia
Q	Quetzales
W	Vatio

GLOSARIO

ACE	Error de control de área.
AGC	Control automático de generación.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
AVR	Regulador automático de tensión.
CDC	Centro de despacho de carga.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DC	Corriente directa.
EDACBF	Esquema desconexión automático carga por baja frecuencia.
Energía cinética	Energía debida a un movimiento determinado.
Energía potencial	Energía que contiene el agua debido a la altura y es aprovechable para generar electricidad a partir de la misma.
EMS	Sistema de gestión de energía.

Impedancia	Medida de oposición que presenta un circuito al flujo de corriente, en circuitos de corriente alterna.
NCO	Norma de coordinación operativa.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
RRA	Reserva rápida.
RRR	Reserva rodante regulante.
RRO	Reserva rodante operativa.
RTU	Unidad transmisión remota.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SITR	Sistema de información en tiempo real.
SCADA	Supervisión control y adquisición de datos.
Spot	Costo del MWh en Guatemala.
Tensión	Diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, medida en Voltios.
Transformador	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico.

UTM	Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator.
Vatio	Unidad de medida de potencia.

RESUMEN

El siguiente trabajo es una propuesta de investigación para el uso de aplicaciones de seguridad en la operación del sistema nacional interconectado en situaciones de riesgo. El sistema nacional interconectado es parte de la vida diaria de la mayoría de los guatemaltecos, por lo que cualquier mejora en la fiabilidad del servicio es pertinente. En esta investigación se pretende reducir la inseguridad en la operación del sistema ante maniobras forzadas, ya sea por mantenimientos de emergencia o contingencias. Se realizó una recopilación de información actualizada sobre sistemas de potencia y su estabilidad, así como de las aplicaciones de seguridad basadas en estimadores de estado para la operación en tiempo real, esto como punto de partida para identificar acciones tempranas para, mantener dentro de los márgenes normados las condiciones del sistema, seguidamente se pretende hacer una selección de herramientas que permitan realizar análisis de seguridad en tiempo real e identificar los casos en los que el sistema quede vulnerable mediante simulaciones de software, el estudio de estos casos permitirá definir acciones correctivas para evitar fenómenos negativos al sistema como colapsos de tensión ya sea parcial o total. También se espera obtener un listado de contingencias poco probables, pero con gran impacto en el sistema.

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de investigación aborda el problema de seguridad del sistema nacional interconectado ante contingencias y mantenimientos de emergencia, dentro de la línea de investigación de análisis e impacto de la tecnología en los sistemas de generación, transmisión, comercialización y distribución eléctrica. Esta investigación tiene como objetivo dar a conocer el uso de aplicaciones de seguridad en base a estimadores de estado en la operación en tiempo real ante situaciones de riesgo.

El sistema se encuentra en operación normal la mayor parte del tiempo, sin embargo hay eventos como catástrofes naturales, sismos, tormentas, erupciones volcánicas o distintas contingencias que exigen del sistema operar en situación crítica o fuera de los límites establecidos, ante estas situaciones se necesita certeza en las decisiones de maniobras que se deben realizar, por tanto una evaluación previa o simulación de operación en el instante permitirá darle al operador del sistema respaldo ante estas maniobras, previniendo llegar a apagones parciales o totales en el sistema.

Las aplicaciones de seguridad en Guatemala se han utilizado solamente para planeación o para realizar estudios posteriores de eventos, ya que la velocidad de procesamiento era lenta y el uso requería una compleja programación, sin embargo con el avance de la tecnología de procesamiento se tienen ya desarrolladas aplicaciones que se pueden utilizar en la operación de tiempo real, donde es necesario tomar decisiones sobre el sistema con rapidez y eficacia, para mantener en todo momento el balance entre la demanda/generación y responder ante las diferentes contingencias que se

presentan. La metodología para seguir consta de distintas etapas, la principal es la simulación de contingencias para distintas áreas del sistema donde se encontrarán en que nodos se alteran en mayor proporción las variables del sistema, esta metodología utiliza 2 estados, un estado presente y uno futuro, los cuales al ser comparados permiten definir si las variables del sistema se mantienen dentro de los rangos o si la maniobra provoca algún fenómeno de inestabilidad. Esta investigación permitirá recabar información que indique cuales son las contingencias de alto impacto en el sistema, como prevenirlas y corregirlas una vez identificadas.

La investigación en el capítulo 1 abarca los conceptos generales del mercado eléctrico guatemalteco y su marco institucional, también se mencionan los conceptos de análisis de seguridad en sistemas eléctricos de potencia, estabilidad y estimadores de estado. En el capítulo 2 se describirán los nodos más importantes del sistema eléctrico guatemalteco y su nivel de criticidad, en el capítulo 3 se describirá como se realizará la simulación de casos y que parámetros se tomaron en cuenta para seleccionarlos; Se estudiara el país dividido en 3 partes, Oriente, Occidente y Centro. En el capítulo 4 se realizará la discusión de resultados obtenidos y en el capítulo 5 se presentarán los resultados formales con las conclusiones y recomendaciones para futuras investigaciones.

2. ANTECEDENTES

En el trabajo realizado por Farinango (2015) desarrolla un software utilizando como plataforma Matlab, para comparar los sistemas de estimación de estados de la aplicación en línea EMS (Energy Management Systems) con otro software bastante utilizado en la planeación de sistemas Power Factory de DigSILENT. Farinango (2015) describe los métodos clásicos de identificación de parámetros erróneos e indica las debilidades y fortalezas de cada uno, entre estos siguiendo investigaciones previas de otros autores propone el método de detección de errores que se denomina Método de multiplicadores de Lagrange, utiliza como base este método e indica el algoritmo a seguir para su utilización.

Posteriormente Farinango (2015) propone corregir los parámetros erróneos detectados por medio de mediciones sincrofasoriales. Esta propuesta está condicionada a la red de sincrofasores previamente instalada en el sistema de estudio fuera de línea. En dicho estudio, también menciona las diferencias más importantes en la simulación de los equipos de potencia, para el estudio fuera de línea se toman los datos del fabricante, y en el estudio en línea o tiempo real se toman las mediciones de campo. La evidencia que Farinango, (2015) aporta define al sistema en línea como una herramienta para la toma de decisiones en la operación diaria y el sistema fuera de línea como una herramienta de planificación, expansión, y seguridad para distintos horizontes de tiempo, corto, mediano y largo plazo.

- Desde que se empezó la aplicación de los estimadores de estado a los sistemas eléctricos de potencia se han probado varios algoritmos de detección de errores para darle mayor certeza a esta tecnología. Rivera,

Ibarra, y Grijalva, (2016) en la investigación realizada hacen una revisión de los algoritmos que han sido propuestos a lo largo del tiempo para determinar cual es idoneo a utilizar en aplicación a un sistema de potencia real. Realizan una evaluación en la fase 1 bajo los criterios cualitativos siguientes:

- Características destacadas,
- Complejidad matemática,
- Complejidad de programación,
- Madurez científica,
- Tiempo de procesamiento
- Aplicabilidad en sistemas reales.

En la fase 2 Rivera, Ibarra, y Grijalva, (2016) utilizan 3 criterios de desempeño tecnico: tiempo de procesamiento, índices de desempeño y capacidad de convergencia. Con los resultados que obtienen Rivera, Ibarra, y Grijalva, (2016) proponen el algoritmo de CNET (Coestimación No Lineal de Estado y Topología) como el más robusto para detectar información errónea indican que el uso del método de mínimos cuadrados ponderados WLS tiene una alta capacidad de selección e identificación de errores topológicos. Dicho algoritmo mencionan Rivera, Ibarra, y Grijalva, (2016) tiene una gran capacidad de convergencia a pesar de su complejidad matemática.

- El trabajo de investigación realizado por Merentes, (2020) realiza un análisis exhaustivo del estado del arte sobre la modelización matemática y las técnicas de optimización de estado de los sistemas eléctricos de potencia; haciendo un recorrido cronológico desde finales de los 60 donde expone los métodos clásicos desarrollados, tal como: Mínimos cuadrados ponderados, desarrollados desde 1970 al 2004. En la segunda parte del

trabajo de Merentes, (2020) realiza un estudio de los metodos modernos, que utilizan programación lineal y evolutiva, estos métodos inician su desarrollo en el 2002 hasta la fecha, en la parte final del trabajo de Merentes, (2020) destaca las aplicaciones de tecnicas de Inteligencia Artificial en el área sistemas eléctricos de potencia.

Las conclusiones a las que llega Merentes, (2020) menciona el método de mínimos cuadrados ponderados como método fundamental y más utilizado a través del tiempo con las limitantes tecnológicas de cada epoca. De los métodos modernos indica Merentes (2020) la técnica con más desarrollo es la de Red neuronal artificial que se enfoca en las redes eléctricas inteligentes donde la inteligencia artificial tendra más relevancia, auge y ventajas respecto a los métodos clasicos.

- En el trabajo de Villa, (2015) se encuentra formulada una metodología de estimación de estado para verificar la observabilidad y obtener las características del sistema en un tiempo presente, para observar tendencias futuras con el fin de alertar al operador de algun estado anormal o riesgo.

Para realizar lo antes descrito Villa, (2015) divide en dos etapas la metodología, en la primera etapa utiliza el análisis de sistemas dinámicos, que es una herramienta matemática para obtener la información del comportamiento de sistemas fisicos y procesa las mediciones por un estimador de mínimos cuadrados ponderados; en la segunda etapa utiliza los valores encontrados en la primera para el estimador de estado con el filtro Kalman que da como resultado la tendencia futura del sistema de potencia. Villa, (2015) afirma que la aplicación de análisis de observabilidad en sistemas de potencia tiene como objetivo garantizar la observabilidad del sistema, esto se logra si sus variables de estado

pueden ser determinadas a partir del conjunto de información disponible. Villa, (2015) indica que si un sistema no es observable, puede utilizarse un algoritmo de pseudomediciones que haga observable el sistema, una pseudomedición es un valor obtenido de los datos históricos.

Villa (2015) concluye dándole una gran importancia a la predicción de estados del sistema, ya que de la estimación dependen las aplicaciones de análisis de seguridad, despacho económico y análisis de contingencias por mencionar las más utilizadas en los centros de control.

- En la investigación realizada por Mar y otros (2020) describen la utilidad de las herramientas del sistema de gestión de energía (EMS) para el control y operación del área de Puebla Tlaxcala, también exponen la metodología del estimador de estado por medio de un diagrama de flujo y verifican a través de un caso de estudio la utilidad del estimador de estado (SE) y análisis de contingencia (AC).

Mar y otros (2020) describen los siguientes términos de seguridad operativa del sistema: eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad que son objetivos en los centros de control de los sistemas de potencia. Para lograr esto Mar, y otros (2020) proponen las aplicaciones de gestión de energía como elemento importante de operación así como los esquemas de acción remedial, estos son esquemas automáticos de protección que actúan ante disturbios y pretenden mantener un estado operativo normal, los autores mencionan los siguientes:

- Disparo automático de carga.
- Desconexión manual de carga.
- Disparo automático de generación.

- Conexión/desconexión automática de capacitores y reactores.
- En el caso estudiado por De Lima, Rivera, y Farinango, (2019) en el centro de control de CENACE en Ecuador describen las bases para el uso de la herramienta de análisis de contingencias vista desde la perspectiva de consciencia situacional, describen tal herramienta como el medio para una supervisión avanzada, para lograrlo proponen una metodología de 3 fases: modelación, sintonización y personalización.

De Lima, Rivera y Farinango (2019) exponen que una extensión de la metodología denominada personalización, esta permitirá al operador estar mejor preparado para afrontar las perturbaciones que llevan al sistema a un estado de emergencia, utilizando el análisis de contingencia afirma De Lima, Rivera y Farinango (2019) que se tendrán menores tiempos de restauración, el análisis de contingencias provee un listado de posibles contingencias, para que esta lista sea utilizable y alerte adecuadamente deben de seleccionarse las contingencias que realmente afecten y tengan una probabilidad de ocurrencia grande. Un reporte con contingencias falsas o con muchas contingencias sin impacto generan una pérdida de atención de parte del operador.

La descripción de las tres fases antes mencionadas por De Lima, Rivera y Farinango (2019) hacen tomar especial énfasis en la última fase de personalización ya que esta garantiza la convergencia, la entrega de resultados utilizables y que reflejen la realidad del sistema. Los autores mencionan que las actividades que se realizan en esta fase son: modelación de esquemas especiales de protección, determinación de factores de participación de los generadores, intercambios y la respuesta de la demanda, actividades que solo pueden ser realizadas por ingenieros de aplicaciones con experiencia operacional en el sistema eléctrico de potencia.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A continuación, se describen las características del problema a investigar y la estructura de abordaje de este.

3.1. Contexto general

El sistema nacional interconectado se mantiene en constante cambio, por nuevas instalaciones, por mantenimientos o equipo que está fuera de servicio, ingreso y salida de generadores. Cada cambio no controlado adecuadamente puede generar un debilitamiento en la estabilidad del sistema; es decir que el sistema se encontrara más vulnerable. Para evitar contingencias severas es necesario una adecuada supervisión de los parámetros del sistema como ángulos, voltajes, corrientes, flujos de potencia. Estos parámetros son normalmente tele medidos; el avance en procesamiento de datos puede permitir una estimación de estos parámetros cuando haya nodos donde la telemidada no se encuentre o este errónea.

Durante la operación del sistema es necesario realizar maniobras las cuales pueden afectar la estabilidad, es necesario utilizar una herramienta que permita observar las consecuencias de dichas maniobras, para poder tomar decisiones con mayor certeza cuando sea requerido en el SNI.

3.2. Descripción del problema

Al realizar mantenimientos no programados sin un estudio previo puede provocar una vulnerabilidad en el sistema, o violación de parámetros normados.

Estos mantenimientos de emergencia son solicitados cuando se tiene un riesgo inminente de daño en el equipo y es necesario realizarlos lo más pronto posible para salvar o minimizar el daño que este pueda sufrir, sin embargo, se deben considerar los efectos adversos de hacerlo, para anticiparse y realizar las maniobras necesarias en el sistema para llevarlo a cabo con seguridad y no dejar vulnerable el sistema.

3.3. Formulación del problema

A continuación, se describen las preguntas que se formularon para el problema.

- **Pregunta central**

¿Cómo aumentar la seguridad del sistema nacional ante contingencias y cuando se realizan mantenimientos de emergencia?

- **Preguntas auxiliares**

- ¿Cómo mantener los criterios de operación del SNI dentro de los rangos establecidos?
- ¿Qué herramientas basadas en estimadores de estado hay disponibles para incrementar la seguridad de la operación en tiempo real?
- ¿En qué casos se encuentra el Sistema Nacional Interconectado en condición de riesgo?

3.4. Delimitación del problema

El estudio se limitará a la época seca, noviembre 2021 a mayo 2022, se estudiará al menos un caso para cada una de las áreas del país, Centro, Oriente y Occidente. Los casos se elegirán tomando en cuenta el criterio de eventos de poca probabilidad, pero con gran impacto en la red.

4. JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo de graduación pertenece a la maestría en gestión de Mercados eléctricos Regulados, La línea de investigación a la que se dirige este trabajo es: “Impactos de los sistemas de generación, transmisión, comercialización y distribución eléctrica”. “Análisis e impactos de la innovación tecnológica”. Es importante actualizar los procesos con las mejoras tecnológicas que están al alcance.

Las condiciones del sistema nacional interconectado están en constante cambio por distintos factores, podría mencionar la adición de nuevos elementos a la red, ingreso de nuevas tecnologías de generación renovable o generación distribuida, variación continua de la demanda, variación de flujo de intercambio en las interconexiones actuales México y Centro América, factores climáticos, y las condiciones del mercado nacional afectando de una u otra forma la operación del sistema. Dada la complejidad de la red y la coordinación que se requiere con los distintos centros de control es necesario el desarrollo e implementación de nuevas aplicaciones de análisis de seguridad en operación en tiempo real para garantizar el suministro eléctrico del país, y reducir el riesgo de violación de márgenes de operación normados, pérdida de estabilidad o incluso de un apagón general.

Durante la operación del sistema es necesario hacer mantenimientos programados y no programados, generalmente los mantenimientos no programados se realizan para evitar mayores daños en los equipos por un riesgo inminente detectado, sin embargo al no estar considerado durante los mantenimientos este puede provocar un cambio topológico en la red que deje

vulnerable o al límite de la capacidad el sistema para evitar llegar a estos puntos se propone usar aplicaciones de seguridad en tiempo real como Análisis de contingencias por medio de estimadores de estado y análisis de flujos de potencia.

La diferencia de estas aplicaciones es que toman el estado real del sistema en el momento que sea necesario permitiendo identificar con certeza si realizar las maniobras requeridas implica una violación en los límites o provoca que el sistema quede en un punto de alto riesgo. Esta investigación permitirá al operador del sistema tener un panorama ampliado de las herramientas que puede utilizar para la toma de decisiones, el aporte de esta investigación está enfocado a una operación segura, confiable y resiliente del sistema nacional interconectado, beneficiando a los agentes del mercado y al usuario final al mantener los criterios de operación en estado normal, evitar apagones, operaciones fuera de los límites establecidos y contingencias de mayor proporción.

5. OBJETIVOS

5.1. General

Desarrollar una propuesta de implementación de aplicaciones para análisis de seguridad en operación de tiempo real para evaluar el impacto de mantenimientos de emergencia y contingencias en el SNI mediante estimadores de estado.

5.2. Específicos

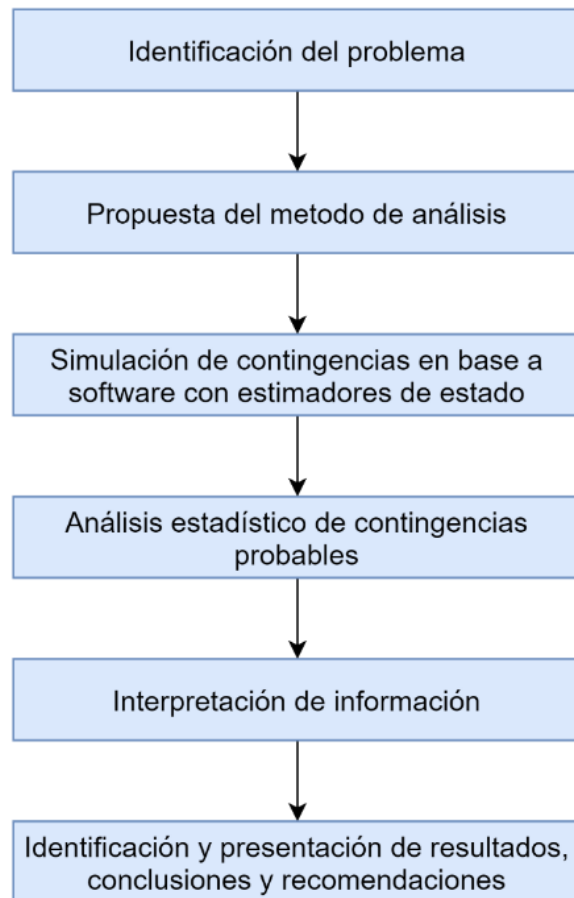
- Identificar las maniobras o acciones preventivas para mantener los rangos de operación normal del sistema.
- Seleccionar las herramientas que permitan realizar análisis de seguridad del sistema nacional interconectado en tiempo real.
- Identificar los casos en que el sistema quede vulnerable al realizar mantenimientos de emergencia mediante simulaciones usando aplicaciones de análisis de seguridad.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE LA SOLUCIÓN

Con esta propuesta de uso de aplicaciones de seguridad basada en estimadores de estado para evaluar situaciones de riesgo en la operación de tiempo real del sistema nacional guatemalteco, se pretende crear un procedimiento estándar para evaluar contingencias y mantenimientos de emergencia en el Centro de Despacho de Carga, para evitar que el sistema entre en una situación de riesgo o restaurarlo al llegar a condiciones de colapsos de voltaje parcial o total. El procedimiento estándar se enfocará en la identificación del estado del sistema y de la secuencia de maniobras preventivas y correctivas ante estas posibles contingencias para poder restablecer el servicio con mayor efectividad y minimizar el tiempo de interrupción del servicio eléctrico.

También se darán lineamientos concretos, para evitar la operación fuera de los límites normados que afectan directamente la calidad del servicio. El uso de aplicaciones de análisis de seguridad cubrirá la necesidad del operador del sistema de tener una predicción del cambio de estado objetivo y certero, evitando especulaciones o suposiciones erróneas ante las maniobras requeridas. Así mismo este procedimiento llenará la necesidad del centro de despacho de tener lineamientos explícitos respecto a la operación y el uso de aplicaciones de análisis de seguridad.

Figura 1. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

7. MARCO TEÓRICO

A continuación, se desarrolla la base teórica y bibliográfica del diseño de investigación, así como el sustento legal y técnico del mercado eléctrico guatemalteco.

7.1. Planeación y organización del mercado eléctrico guatemalteco

En Guatemala a partir de 1996 con la ley general de electricidad el mercado abre sus puertas a la inversión extranjera en los diferentes segmentos que constituye el mercado eléctrico nacional, generación, transmisión, comercialización y distribución de energía. También nace el ente regular que es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el ente operador del sistema, el administrador del mercado mayorista (AMM). Según se describe en CNEE, (2002). Ambas entidades están apegadas a las políticas y planes de estado referente a energía eléctrica e hidrocarburos dictadas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM). A continuación se describen brevemente las funciones de cada entidad.

7.1.1. Ministerio de Energía y Minas

Es el ente rector del mercado eléctrico nacional, el MEM “define los principios y las directrices que deberán considerarse al realizar toda acción (institucional o evolutiva del mercado eléctrico y del sistema eléctrico, pública o privada, subsidiaria o empresarial), con la finalidad de fortalecer el subsector eléctrico”. (MEM, 2011, p. 1)

Las directrices generales y planes de estado referente a energía eléctrica que podemos encontrar en MEM (2019) indican los lineamientos y objetivos que permitirán garantizar el suministro de energía para el futuro de Guatemala hasta el año 2050. Los planes indicativos respecto a energía publicados por el MEM son los siguientes:

- Plan Nacional de Energía 2017-2032.
- Plan de Expansión del Sistema de Generación y Transporte 2020-2050.
- Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019-2032.

7.1.2. Comisión Nacional de Electricidad (CNEE)

El ente regulador del sistema, es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, según CNEE (2002) este regulador nace cuando entra en vigencia la Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96).

La Comisión tiene como objetivo velar por que se cumpla la Ley General de Electricidad, velar por los derechos de los usuarios, definir las tarifas de transmisión y distribución, fungir como arbitro ante disputas que involucren a los agentes, y emitir la normativa técnica del subsector eléctrico.

7.1.3. Administrador del Mercado Mayorista

El AMM nace en el Artículo 44, Capítulo I del Título III de la Ley General de Electricidad con el objetivo de:

- La Coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo (...)

- Establecer precios de mercado de corto plazo, para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. (Decreto Numero 93-96, 1996, p.15)

Según CNEE (2002) el administrador del mercado mayorista entra en operación en 1998.

Para lograr lo antes descrito, hay una serie de normas que permiten la operación y coordinación del sistema entre las cuales y para fin de la investigación se mencionan las siguientes:

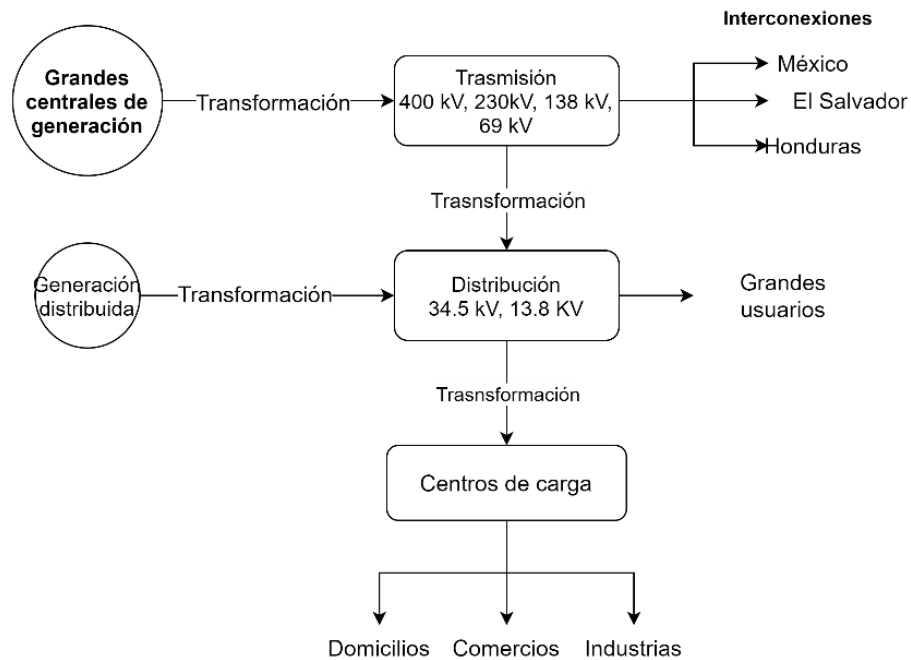
- NCO 02 Coordinación de la Operación en Tiempo Real. En esta norma se mencionan los conceptos básicos de operación, condiciones normales, condiciones de riesgo, coordinación de los participantes entre otras cosas.
- NCO 03 Coordinación de Servicios Complementarios. En esta norma se mencionan los servicios de reservas operativas, que son: Reserva Rodante Regulante (RRR) es el 3 % de potencia generada por cada máquina, Reserva Rodante Operativa (RRO) y Reserva Rápida (RRA) también hace mención del servicio de regulación de frecuencia, control de potencia reactiva y voltaje, arranque con tensión cero (arranque en negro) y demanda interrumpible.

- NCO 04 Determinación de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio. Esta norma detalla los criterios con los que debe operar en todo momento el SNI, detalla los márgenes de reserva, como se lleva a cabo la regulación de frecuencia y los criterios generales para estudios de coordinación de esquemas de protección en el SNI.

7.2. Sistema nacional interconectado

Un sistema eléctrico de potencia es el sistema más grande y complejo creado por el hombre, este tiene múltiples componentes y muchas personas se ven involucradas en su operación y mantenimiento. Los elementos principales en el sistema eléctrico de potencia guatemalteco son los siguientes: generadores, transformadores, líneas de transmisión incluyendo las interconexiones con los países limítrofes y centros de carga.

Figura 2. **Estructura del sistema nacional interconectado**



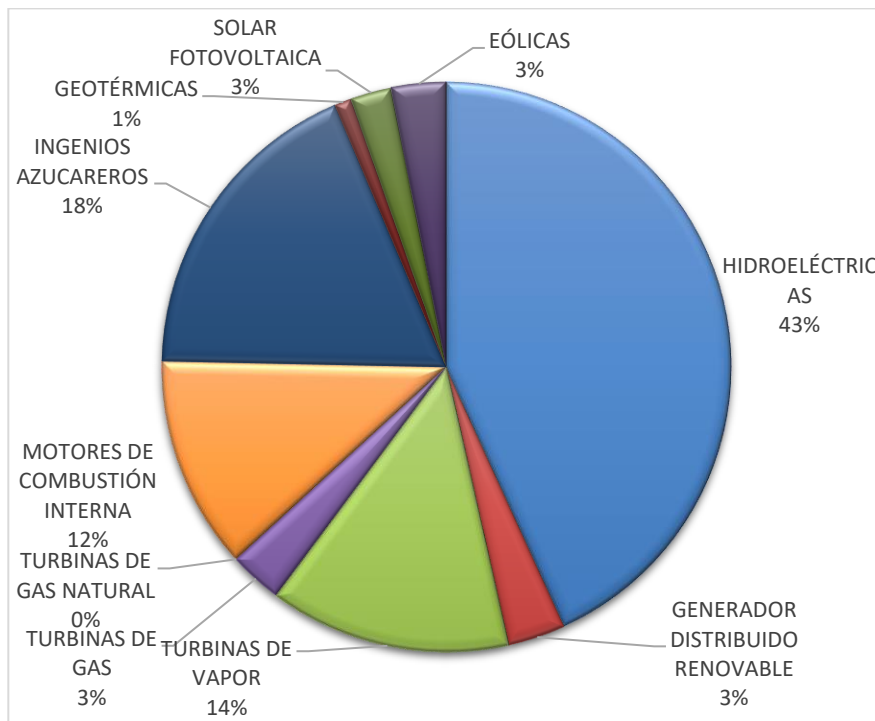
Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

7.2.1. **Generadores**

En todo sistema de potencia el proceso de obtención de energía eléctrica inicia con la generación, se puede obtener energía de distintas fuentes, en Guatemala fuentes renovables se tienen instaladas centrales hidráulicas, eólicas, solares y geotérmicas de fuentes no renovables se tienen centrales diésel, carbón, bunker y gas natural. Cada una de ellas tiene diferentes características, ventajas y desventajas. Hay centrales que pueden generar con biomasa en cierta época (zafra) y con otro combustible por ejemplo carbón dependiendo de la estación anual. Guatemala tiene una capacidad de generación instalada según Administrador del Mercado Mayorista (2021) efectiva al sistema de 3380.37 MW

a Julio de 2021, a continuación, se muestra un gráfico de generación por tipo de Generación.

Figura 3. **Capacidad instalada efectiva por tecnología SNI Julio 2021**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

7.2.2. Transformadores

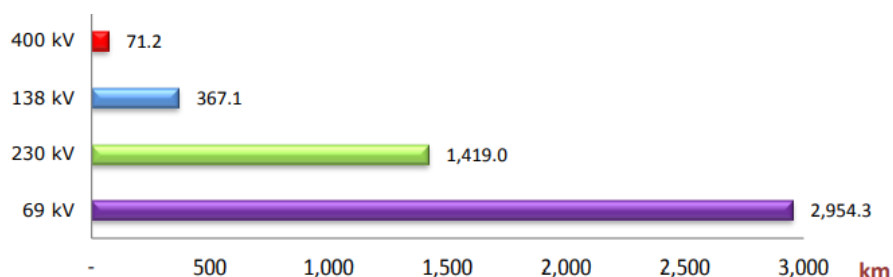
Los transformadores son de las máquinas más eficientes que se pueden encontrar en todo el proceso de obtención de energía eléctrica, estos tienen como objetivo elevar a mayor tensión la energía obtenida del generador para transmitirla a los centros de carga, y ya en los centros de carga bajarla para poder distribuirla a los usuarios, estos están formados tradicionalmente por 2 devanados, primario y secundario, que dependiendo de su posición dentro del proceso será elevador o

reductor de tensión. La transmisión de energía se realiza en alta tensión para reducir las pérdidas provocadas por efecto joule.

7.2.3. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión juegan un papel igual de importante que los elementos antes mencionados, ya que permiten la conexión de las centrales generadoras con los centros de carga. Usualmente las centrales de generación están cerca de las fuentes primarias de energía. Por ejemplo, cuencas hidrológicas, en caso de Guatemala para las tecnologías de vapor como carbón y bunker las centrales generadoras se encuentran cerca del punto de embarque ya que estos combustibles son importados. La transmisión en Guatemala se opera en niveles de 400 kV, 230kV, 138 kV y 69 kV. Según Machowski, Bialek, y Bumby (2008) “Las líneas de transmisión tienen una configuración mallada que le dan robustez y flexibilidad al sistema”. (p. 18) Las líneas de transmisión son el elemento más expuesto del sistema, ya que recorren grandes distancias a la intemperie, por lo que requiere un mantenimiento continuo. A continuación, se observa una gráfica de los km de líneas instaladas al 2017 por nivel de tensión.

Figura 4. **km de líneas instaladas por nivel de voltaje**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2017). *Estadísticas Subsector Eléctrico*.

7.2.4. Centros de carga

Los centros de carga son lugares densamente poblados o sectores industriales, donde la demanda de energía es mayor, para llegar a cada domicilio se utiliza el sistema de distribución de baja tensión, 13.8 kV o 34.5 kV. Otra parte importante de la demanda es el sector industrial, que requiere grandes bloques de energía para llevar a cabo los procesos productivos del país. Guatemala sigue siendo un país mayormente de demanda domiciliar, por lo que la curva de demanda presenta un pico de demanda máxima entre las 18:00 y 22:00 horas. Cuando las luminarias residenciales están encendidas. La demanda máxima registrada al momento de la redacción fue de 1,853.47 MW a las 19:30 horas.

7.3. Operación en tiempo real

En los siguientes subíndices se describen las características de la operación en tiempo real, así como los sistemas instalados en el centro de despacho de carga para la supervisión y operación del sistema nacional interconectado.

7.3.1. Supervisión y operación del sistema nacional interconectado

El sistema nacional interconectado tiene características variables en el tiempo, para mantener en óptimas condiciones el sistema es necesario la supervisión, monitoreo y control de cada uno de sus elementos. En Guatemala estos se llevan a cabo por medio del centro de despacho de carga desde donde se coordina con los centros de control de los transportistas, distribuidores y las centrales generadoras de Guatemala para mantener una operación segura y confiable.

Según la NCO 02 en el artículo 2 menciona que es obligación 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. (Calderón, 2012, p. 38)

Otras de las actividades que son responsabilidad del AMM según Calderón, (2012) es mantener informados a los participantes del mercado del estado actual y esperado del sistema y por ultimo coordinar los mantenimientos programados o forzados de los participantes del MM.

En el centro de despacho de carga es donde se concentran todos los datos e información de los parámetros actuales e históricos hasta 2 años de antigüedad del sistema nacional interconectado, se utilizan principalmente 2 sistemas de supervisión y monitoreo: Sistema Información en tiempo real y Sistema de sincro fasores.

7.3.2. Sistema de información en tiempo real o SCADA

Este sistema está compuesto por múltiples unidades de transmisión remota (RTU), que alimentan las consolas de supervisión con datos de actualización de la mayoría de los elementos del sistema, con un barrido de datos cada 4 segundos.

Al sistema de información en tiempo Real deben llegar diferentes medidas de todos los agentes, las más importantes son:

- Frecuencia, tensión en barras.
- Potencia activa, reactiva.
- Posición del cambiador de Taps del transformador.
- Medida de voltaje en lado de alta tensión del transformador.
- Cota de embalse.
- Posición de interruptores y seccionadores.

“Los Sistemas SCADA/EMS hacen uso de una amplia variedad de tecnologías de información y comunicaciones, por lo tanto, conforme avanzan estas últimas, también los SCADA/EMS evolucionan”. (Narvaéz, 2015, p. 141).

7.3.3. Sistema de supervisión de área amplia

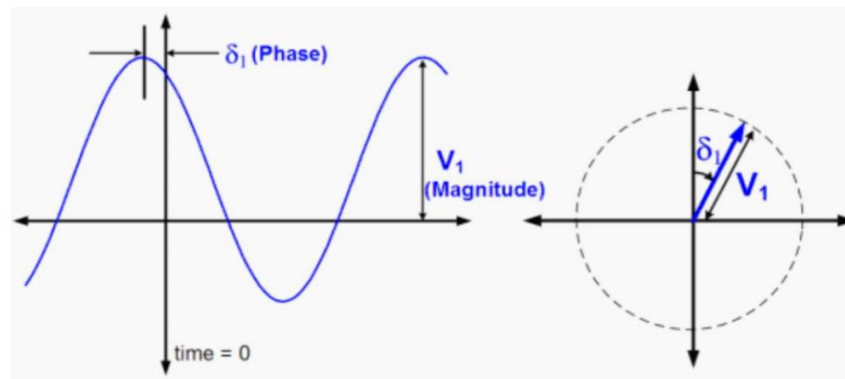
Este sistema tiene una cantidad reducida de nodos donde se adquieren datos, pero con una frecuencia mayor de toma de muestras llegando incluso a 120 en 1 segundo dado que le da importancia de supervisión a puntos críticos de la red. Los puntos importantes en Guatemala son interconexiones hacia México y Centro América y subestaciones con centros de carga grandes por ejemplo Guate sur. Según Shahraeini y Kotzanicolaou, (2019) “un sistema de área amplia (WAMS) consiste en la medición y las diferentes capas de comunicación (infraestructura) de redes inteligentes, que se utilizan para monitorear, operar y controlar la infraestructura eléctrica” (p. 1).

La toma de muestras se realiza por medio de unidades de medición sincro fasorial, un fasor es la imagen de una onda sinusoidal representada como un vector, es un número complejo que representa la magnitud y el ángulo de fase entre voltaje y corriente en un tiempo específico. La sincronización del fasor es dada por una estampa de tiempo tomada de un GPS.

Es comúnmente representada como el fasor de la siguiente ecuación (1):

$$x(t) = X_m \cos (\omega t + \Phi) \quad (\text{Ecuación 1})$$

Figura 5. **Representación fasor**



Fuente: Overholt, Uhlen, Marchinini y Valentine. (2016). *Synchrophasor Applications for wide area monitoring and control*. Consultado el 5 de septiembre de 2021. Recupero de <https://www.iea-isan.org/synchrophasor-applications-for-wide-area-monitoring-and-control/>.

Según Espinoza, (2012) se han establecido esquemas de protección especiales por medio de medición sincro fasorial, como el esquema de oscilaciones interáreas de México y Guatemala, donde se utiliza la rapidez del muestreo de los sincros fasores para detectar fenómenos transitorios que por su naturaleza son invisibles para la tasa de muestreo de un sistema SCADA tradicional. Logrando aplicaciones de control rápido con operaciones en un tiempo menor a 100 milisegundos. Estas aplicaciones de protección especiales se desarrollan para incrementar la seguridad y fiabilidad del servicio eléctrico en Guatemala.

7.3.4. Estados del sistema nacional interconectado

Usualmente el sistema se mantiene en estado estable, esto significa que existe un equilibrio entre las fuerzas que lo conforman, todos los generadores rotan en sincronía, al momento de un disturbio dependiendo de la ubicación una o varias máquinas amortiguaran la variación, Acelerándose o desacelerando, según sea necesario, volviendo nuevamente a la estabilidad. sin embargo, no es el único estado que se observa en el sistema, Kundur (1994) enumera otros estados.

- Estado normal, todas las variables están en el rango normal y ningún equipo esta sobrecargado.
 - Estado de alerta el sistema entra en alerta si el nivel de seguridad baja de un límite establecido, o la probabilidad de un disturbio aumenta por las condiciones climáticas.
 - Estado de emergencia si el sistema se ha debilitado, por la pérdida de una línea o un generador y existen sobrecargas en el sistema. Se llega a emergencia extrema si hay riesgo de un apagón total.
 - Estado de restauración es la condición donde ya se han iniciado las maniobras de control para reconectar toda la carga del sistema.
- (p. 11)

Es pertinente que el operador del sistema sepa las condiciones en las que este se encuentra, para estar preparado ante cualquier disturbio o condicion anormal que pueda presentarse, para esto se han desarrollado distintas tecnologías de informacion para aumentar la consciencia situacional del operador. (de Lima, Rivera, y Farinango, 2019, p. 42)

En las normas guatemaltecas, específicamente la NCO 02 se definen los términos de Operación Satisfactoria, Operación Segura, Operación no Segura y Operación Confiable, que son estados del sistema según existan contingencias, pérdida de carga, disponibilidad de demanda interrumpible, capacidad de reserva fría y la previsión de fenómenos naturales con potencial catastrófico.

7.4. Análisis de contingencias y estabilidad

En el inciso 7.4.1. e inciso 7.4.2. se describe el análisis de contingencias y estabilidad.

7.4.1. Contingencias comunes del sistema

La complejidad del sistema eléctrico nacional hace que sea susceptible a diferentes tipos de falla, muchas provocadas por condiciones climáticas, malos mantenimientos, maniobras erróneas, desgaste de equipo haciendo que lleguen al final de su vida útil, muchas de estas variables pueden tener poca o nula incidencia en el sistema, sin embargo, hay contingencias que se les tiene que prestar especial atención por su severidad y probabilidad de ocurrencia, Kundur, (1994) enumera las siguientes contingencias como graves:

- Pérdida completa de una central generadora.
 - Pérdida de todas las líneas salientes de un generador o subestación.
 - Pérdida de todos los circuitos de transmisión de un nodo.
 - Falla permanente de 3 fases en cualquier generador o barra.
 - La pérdida de un centro de carga
 - Falla o no operación de esquemas especiales de protección.
- (pp. 14 - 15)

En la operación de los sistemas eléctricos de potencia la determinación de los estados operativos es un factor prioritario para la seguridad operativa y así suministrar la energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con criterios de Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y sustentabilidad. (Mar, y otros, 2020, párr. 5 - 10)

En la NCO 02 numeral 2.2.2 encontramos la clasificación de contingencias: “una contingencia probable es un evento considerado por el AMM como de ocurrencia razonablemente posible, siendo económicamente posible la protección del SNI contra ella” (Administrador del Mercado Mayorista, 2002, p. 2) Las contingencias para las que no sea posible la protección, por el factor técnico/económico generalmente son de baja probabilidad.

“En condiciones anormales tales como tormentas, incendios, erupciones volcánicas o eventos especiales, el AMM puede redefinir temporalmente como probables, las contingencias que en condiciones normales no son probables, previendo una protección contra ellas.” (Administrador del Mercado Mayorista, 2002, p. 2)

Las contingencias económicamente factibles contra las que se puede proteger el SNI generalmente son pérdida de una línea de transmisión o una central generadora. Sin embargo, en Guatemala por la posición geográfica del país es normal tener sismos, o tormentas que dañan la infraestructura eléctrica seriamente, teniendo una salida múltiple de centrales y líneas de transmisión. Esto provocaría una condición de riesgo que podría desencadenar un estado crítico, según Calderón (2012) el AMM podría declarar una condición crítica bajo las siguientes condiciones:

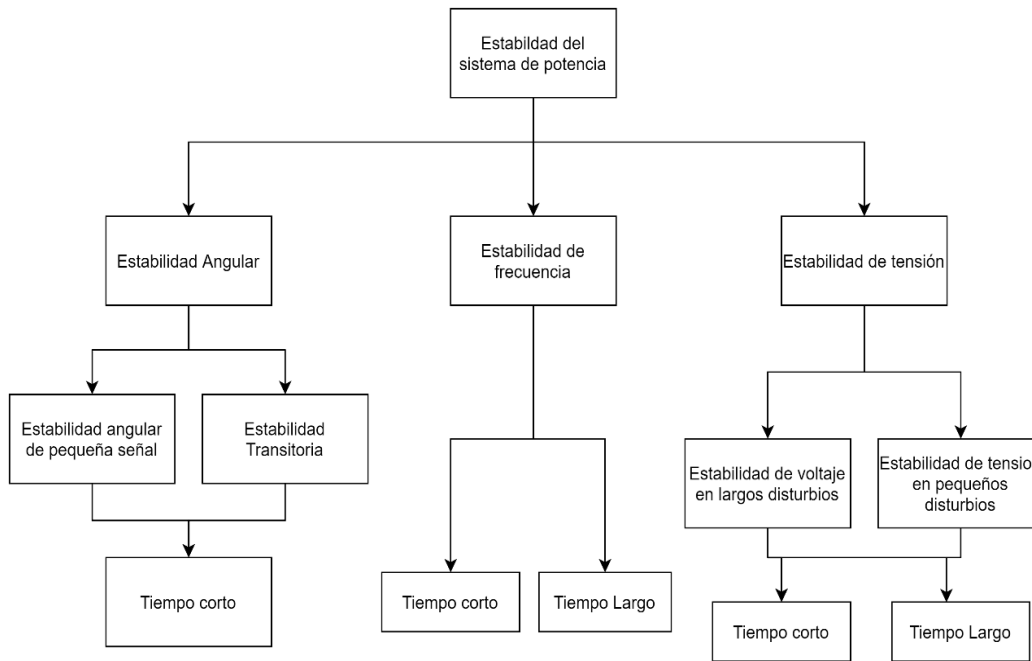
- Nula existencia de márgenes de reserva luego de desconectada la demanda interrumpible.
- Riesgo de un colapso de tensión total o parcial luego de haber tomado todas las medidas necesarias para corregir voltajes.
- Existencia de formación de islas eléctricas a causa de perturbaciones.
- Pronósticos de amenazas a la seguridad debido a desastres naturales (tormentas, movimientos sísmicos, erupciones volcánicas) u otros sucesos considerados fuerza mayor.
- El SER se pronuncia en estado de Emergencia.

“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” (Calderón, 2012, p. 39) Pudiendo así adoptar los procedimientos especiales para salvaguardar el SNI.

7.4.2. Análisis de estabilidad

La definición más ampliamente aceptada por la comunidad es la que escribe Kundur, y otros (2004) donde menciona que: la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia es la habilidad para dada una condición de operación inicial, recuperarse a un estado de operación en equilibrio después de haber sufrido un disturbio, con la mayoría de sus variables dentro de los límites, para que prácticamente todo el sistema parezca intacto.

Figura 6. **Clasificación de estabilidad de sistemas de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

7.4.2.1. Estabilidad Angular

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de mantener la sincronía ante pequeños disturbios. (Andersson, 2004).

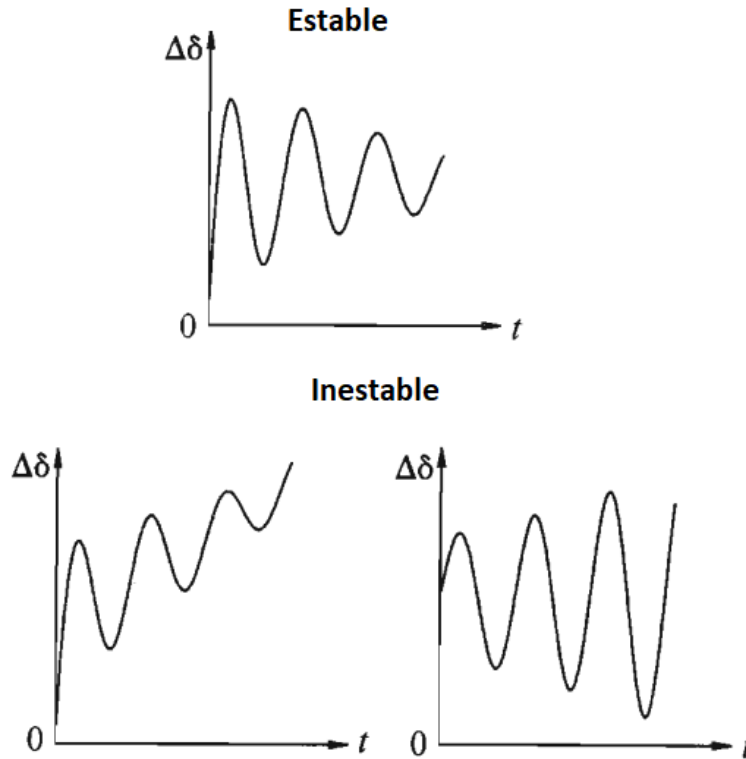
El sistema absorbe las variaciones gracias a la inercia del movimiento rotativo de los generadores síncronos, ya sea generación hídrica o de vapor, estos se aceleran o desaceleran dependiendo del origen de la perturbación, puede que sea solo 1 o un grupo de generadores los que tengan participación en este amortiguamiento dependiendo de la localización de la perturbación y la magnitud de esta. Uno de los inconvenientes de la generación intermitente (solar

y eólica) es que carecen de esta habilidad, por lo que, si bien tienen un aporte de potencia activa, no tienen reserva de inercia que amortigüe variaciones.

Para mantener la estabilidad angular los generadores que están en sincronía con el sistema se deben de equilibrar el torque mecánico (T_m) y el torque electromagnético (T_e) al momento de ocurrida una contingencia, si esta acelera los rotores el $T_m > T_e$ o desacelera si $T_e < T_m$. “En estado estable T_m y T_e están equilibrados por lo tanto la velocidad de los rotores permanece constante”. (López, 2021, p. 5)

Kundur (1994) menciona que la estabilidad de pequeña señal y la respuesta natural del sistema puede variar dependiendo de un numero de factores como: las condiciones de operación iniciales, la fortaleza del sistema de transmisión y los tipos de controladores de los generadores. Las distintas respuestas del sistema ante contingencias se ejemplifican en las siguientes graficas:

Figura 7. **Estabilidad angular del sistema de potencia**



Fuente: Kundur. (1994). *Power system stability and control*.

7.4.2.2. **Estabilidad de frecuencia**

Cuando existe una variación grande entre la demanda y generación de energía, la inercia de los elementos rotativos del sistema no se da abasto para mantener los flujos y la frecuencia tiende a bajar si hay pérdida de generación o subir si hay pérdida de carga, este evento en específico requiere un esquema de protección especializado para evitar un evento en cascada, ya que cualquier subida o bajada de frecuencia abrupta provocara la pérdida de sincronía de los generadores, por lo que un evento en cascada es inminente. Para solventar esto se utiliza un esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, que desconecta circuitos por etapas intencionalmente según la variación que se

detecte de frecuencia. El EDACBF de Guatemala actúa con una desconexión por medio de disparo instantáneo de circuitos seleccionados de cada empresa distribuidora, la desconexión es progresiva dividida en 6 etapas según el valor de frecuencia que se alcance, las cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla I. **Etapas de desconexión esquema de desconexión automático de carga por baja frecuencia**

Etapa	Ajuste disparo <HZ>	Demanda para desconectar <%>
1	59.3	3 %
2	59.1	4 %
3	58.9	5 %
4	58.7	15 %
5	58.4	15 %
6	58.1	3 %

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

7.4.2.3. Estabilidad de voltaje

Según Kundur (1994), la estabilidad de voltaje es la capacidad del sistema de mantener el voltaje dentro de los rangos normados en todos los nodos del sistema, en condiciones normales o después de una perturbación.

La estabilidad de voltaje tiene como factores influyentes la demanda, los compensadores reactivos y la capacidad de las máquinas de aportar potencia reactiva, las líneas de transmisión también tienen una variable reactiva que se toma en cuenta dependiendo de la longitud y cargabilidad de la línea.

La inestabilidad de voltaje puede ser en tiempos cortos o largos, esta característica del sistema es necesario controlarla, para evitar una situación

extrema de colapso de tensión. El escenario típico de un colapso de tensión lo describió Kundur (1994) de la siguiente forma:

El sistema se encuentra en una operación fuera de lo normal, con generadores cercanos a los centros de carga fuera de servicio. Teniendo líneas cargadas a su límite operativo.

El evento inicial sería el disparo de una línea cargada, transfiriendo carga adicional a líneas adyacentes, esto incrementaría las pérdidas de potencia reactiva.

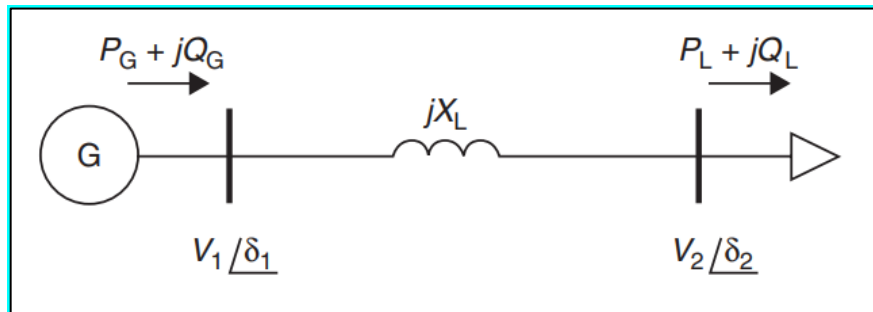
Inmediatamente después de la pérdida de la línea de transmisión se reduciría el voltaje considerablemente, provocando una demanda reactiva mayor. Los AVR de los generadores aumentarían la corriente de excitación para restaurar los valores de voltaje en las terminales, esto causaría una mayor pérdida de reactivos en la línea y transformadores, disminuyendo aún más el voltaje.

La reducción de voltaje en alta tensión se vería reflejado en los centros de carga en el sistema de distribución, los cambios de los transformadores avanzarían haciendo que la cargabilidad de la línea incremente las pérdidas por efecto Joule.

Con cada cambio de tap del transformador los generadores se acercarán más a sus límites operativos haciendo que salgan de línea y cause una avalancha de eventos con pérdida de sincronismo y generando un colapso de tensión total. (p. 974)

Según Grigsby, (2007) una forma practica de observar el fenomeno de estabilidad de tensión es usando el modelo simplificado de generador - carga que se presenta a continuación en la figura 8:

Figura 8. **Modelo generador carga**



Fuente: Grigsby. (2007). *Electric Power Engineering Handbook*.

Donde:

P_G = Potencia del generador

Q_G = Potencia reactiva del generador

X_L = Reactancia linea

P_L = Potencia de carga

Q_L = Potencia reactiva de carga

V = Voltaje

δ = Factor de potencia.

El flujo de carga del modelo se puede representar por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P_L = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin \delta \quad \text{ecuación (2)}$$

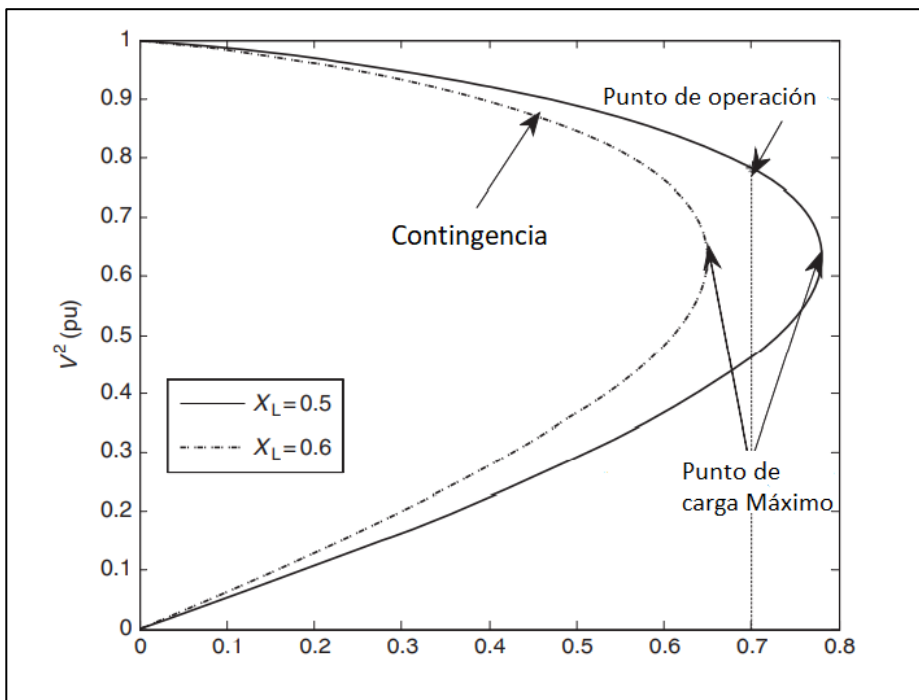
$$kP_L = \frac{V_1^2}{X_L} + \frac{V_1 V_2}{X_L} \cos \delta \quad \text{ecuación (3)}$$

$$Q_G = \frac{V_1^2}{X_L} - \frac{V_1 V_2}{X_L} \cos \delta \quad \text{ecuación (4)}$$

La solución de estas ecuaciones de flujo de potencia puede ser graficada como una curva PV (voltaje de barra vs. niveles de carga de potencia activa).

Al colocar valores de $k = 0.25$ y $V_1 = 1 \text{ PU}$ y para dos valores distintos de X_L al simular una contingencia tomando los límites de potencia reactiva como: $Q_{G\max} = 0.5$ y $Q_{G\min} = -0.5$. es de observar al sistema operando a un nivel de carga $P_L = 0.7 \text{ PU}$, la contingencia resultaría fuera del límite de operación lo que conduce a un colapso de tensión (figura 9).

Figura 9. **Curva PV para generador carga**



Fuente: Grigsby. (2007). *Electric Power Engineering Handbook*.

7.5. Análisis de seguridad

La habilidad del sistema de pasar a un nuevo punto de equilibrio después de una perturbación ya sea grande o pequeña se denomina estabilidad, Sauer y otros (2007) definen al análisis matemático en respuesta a la nueva condición de equilibrio “análisis de seguridad”.

Mantener el servicio eléctrico con calidad, seguridad y economía es una función primaria del supervisor de operación, el análisis de seguridad permite evaluar las contingencias probables y el estado luego de una perturbación para medir la severidad que esta represente al sistema. Para lograr este objetivo Según Aquije, (2015) se han desarrollado diferentes herramientas tecnológicas.

- “Estimador de estado
- Flujos de carga en línea
- Análisis de contingencia estático y dinámico
- Control automático de generación
- Despacho económico
- Análisis inteligente de alarmas
- Sistema de gestión operativa, desconexiones, eventos, registradores de fallas”. (p. 22)

La incorporación de las funciones de estimación de estado, análisis de seguridad, el registro histórico de toda la información para utilizarla en funciones relacionadas con planificación y gestión de nuevos mercados de electricidad junto al gran avance en arquitectura de procesadores ha dado lugar a los modernos sistemas de gestión de energía EMS. (Farinango, 2015)

7.5.1. Estimadores de estado

El estimador de estado según Mauricio (2003) es utilizado en los centros de control para crear un modelo real del sistema eléctrico de potencia “este modelo creado en tiempo real, debe ser confiable, sobre todo en la operación de mercados de energía, donde cuestiones económicas entran en conflicto, como son los límites de operación del sistema.” (p. 55)

La estimación es el procedimiento estadístico por el cual a partir de mediciones provenientes del sistema SCADA, se obtiene el estado más probable del sistema de potencia (voltajes en magnitud y ángulo de todas las barras del sistema). (Rivera, Ibarra y Grijalva, 2016)

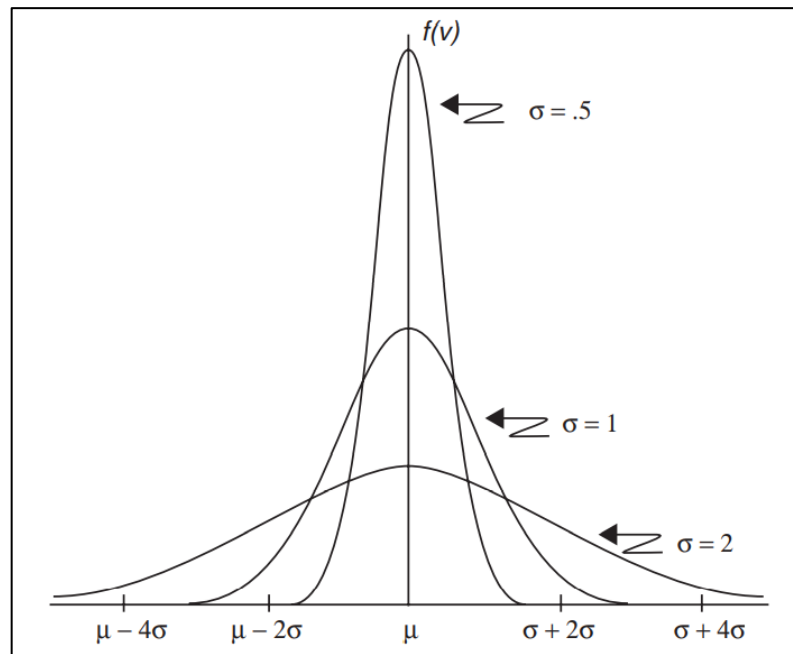
Para que la representación del sistema este completa según Grigsby (2007) se necesitan tener un numero mayor de m mediciones que de estados, donde el estado del sistema esta en función de n variables de estado: voltajes de barra, diferencia angular, posición de los cambiadores del transformador, esto se conoce como criterio de observabilidad ($m > n$). Típicamente, m es dos a tres veces el valor de n .

Asumiendo que hay mediciones corruptas esta se puede convertir una medición con valor verdadero, si se asume que el error de medición es normal, tiene una desviación estándar y la correlación de las mediciones es independiente. Al tener estas consideraciones se tendría una densidad de probabilidad con la forma:

$$f(v) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{v^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Ecuación (5)}$$

Esta distribución típicamente se conoce como curva de campana.

Figura 10. **Curva de distribución normal**



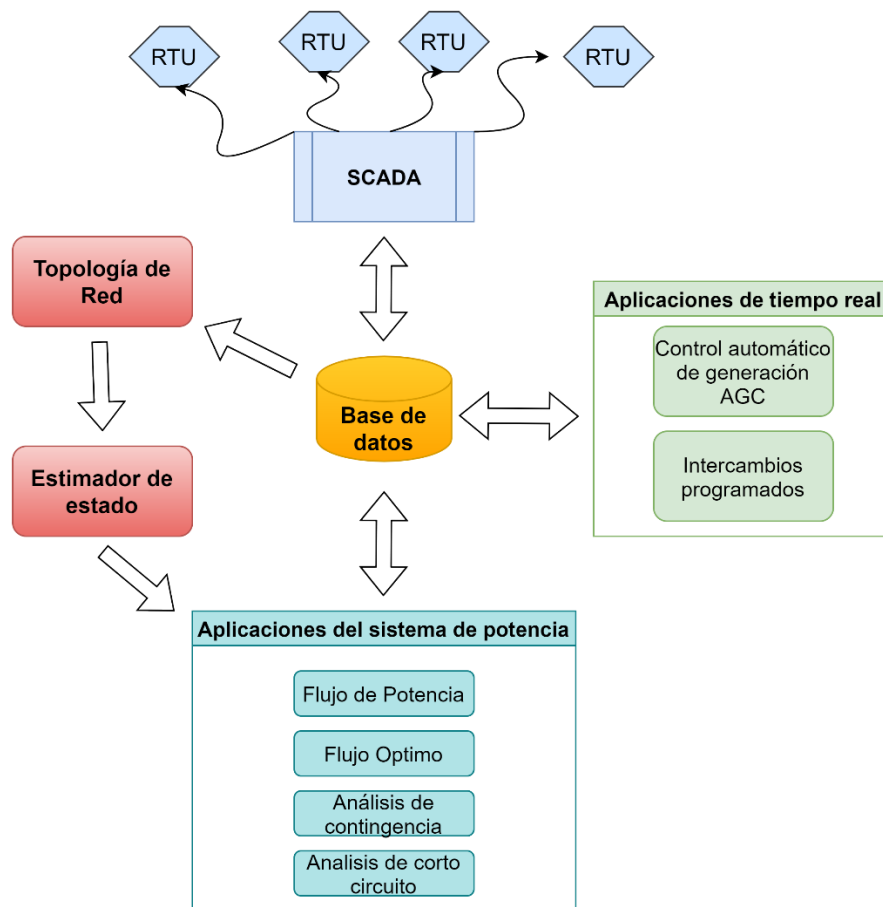
Fuente: Grigsby. (2007). *Electric Power Engineering Handbook*.

La Solución al problema de estimación de estados tiene una amplia gama de técnicas, sin embargo, se pueden mencionar dos métodos utilizados, el primero y más común: Mínimos Cuadrados Ponderados y el segundo: Programación Lineal que consiste en una técnica de optimización de una función objetivo.

Al utilizar en la operación una aplicación del sistema de gestión de energía (EMS) esta corre el estimador de estado que lleva a cabo cualquiera de los procesos de solución antes mencionados con los datos obtenidos del SCADA.

Los estados del sistema se guardan cada cierto tiempo en un servidor central. A continuación, se observa un diagrama simplificado del EMS.

Figura 11. **Esquema simplificado del EMS**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

7.5.2. **Flujos de potencia**

Según Albadi, (2019) el análisis de flujo de carga tiene como objeto calcular el voltaje, para una carga, generación, y condiciones de red

dadas. Una vez encontrados los voltajes para todas las barras se pueden calcular los flujos en las líneas y las pérdidas. Para iniciar a resolver un problema de flujos de carga se inicia clasificando las barras en barra slack, barra generadora o barra de carga. El nodo Slack es considerado como referencia porque voltaje y ángulos están especificados, por lo tanto, se conoce como barra oscilante. El resto de las barras de generación son barras de regulación PV, porque la potencia esta especificada y el voltaje es regulado. En la práctica la mayoría de las barras son barras de carga PQ porque ambas potencias activa y reactiva están especificadas.

Para las barras PQ la magnitud de los voltajes y de los ángulos son desconocidos, mientras que las barras PV, solamente el ángulo del voltaje es desconocido. Como ambas magnitudes de voltaje y ángulos están especificadas para la barra oscilante, no hay incógnitas a resolver. En un sistema con n barras y g generadores, hay $2(n-1) - (g-1)$ incógnitas, para resolver estas incógnitas, se usan ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva. Para escribir estas ecuaciones de la red de transmisión se modela usando una matriz de admitancias. (Y- barras). (p. 1)

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nm} \end{bmatrix} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Para resolver este problema se utilizan métodos numéricos como: Gauss-Seidel, Newton-Raphson, técnica desacoplada rápida, o la técnica de flujo de potencia DC. Esta herramienta utilizada en tiempo real puede predecir los voltajes en los nodos y los flujos de potencia activa y reactiva de las líneas al tener una reconfiguración en la red.

7.5.3. Análisis de contingencia estático y dinámico

El análisis de contingencia típicamente ha sido una herramienta de planeación, con la cual se pretende observar sobrecargas o alguna condición anormal después de una contingencia. Con la mejora en el procesamiento computacional ya es posible realizar este tipo de análisis con mayor rapidez.

Al hacer un análisis de contingencia en una situación anormal de la red eléctrica. Se tiene todo el sistema o parte de el en una condición de estrés. Esto ocurre cuando se abre una línea de transmisión, dispara un generador, cambio súbito de generación, cambio súbito de carga. El análisis de contingencia provee herramientas para gestionar, crear, analizar y reportar listas de contingencias y sus violaciones asociadas (Mishra & Khardennis, 2012).

Según Mishra y Khardennis (2012) el análisis de CA muestra los efectos de futuras desconexiones, tomando en consideración los siguientes puntos:

- Elementos débiles son aquellos que presentan sobrecargas en caso de contingencias.
- El enfoque normalmente realizado es de una simulación (N-1) de análisis de contingencia.
- CA es una herramienta primaria para la preparación de mantenimientos anuales y correspondientes a la salida programada de elementos de potencia.

7.5.4. Control automático de generación

(Automatic Generation Control, AGC) como su nombre lo indica es el sistema que se utiliza para cambiar la potencia suministrada por los generadores

que prestan reserva rodante operativa (RRO) en Guatemala son las únicas unidades que se habilitan para ser controladas desde el centro de despacho de carga CDC.

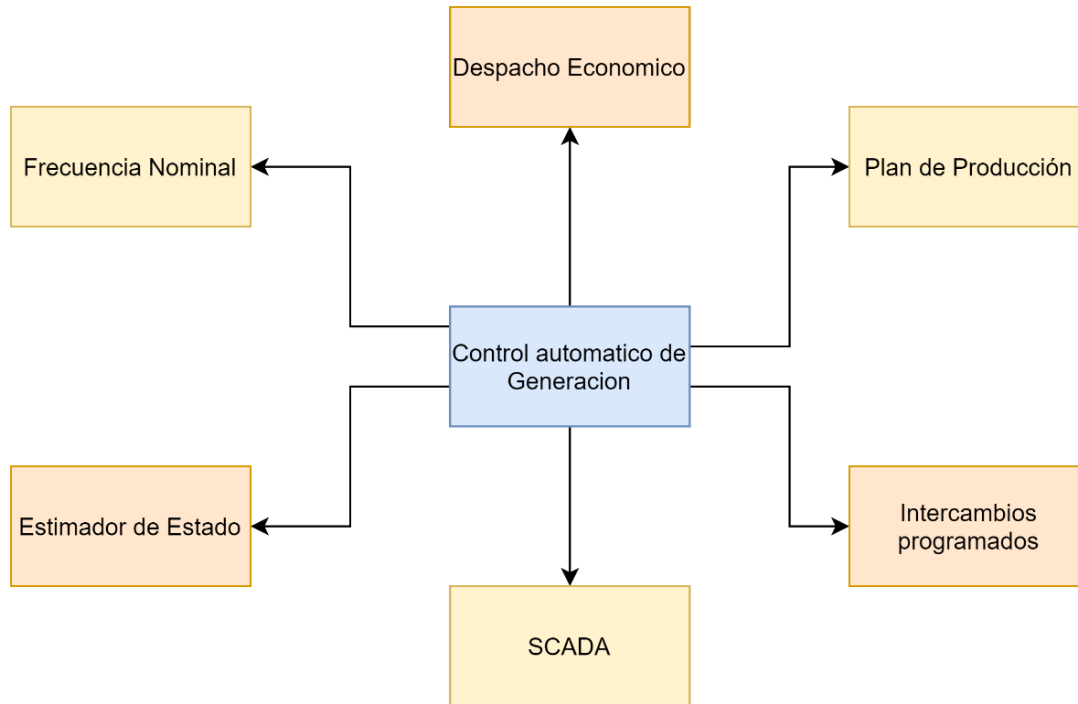
El objetivo primario de estas unidades es corregir el valor del ACE (Area Control Error).

Este valor representa la desviación entre energía demandada y energía suministrada.

Según Wood, Wollenberg y Gerald (2014) existen otros 2 objetivos para el AGC.

- Mantener el valor de la frecuencia lo más cercana al valor nominal. En Guatemala 60 HZ.
- Mantener cada unidad generadora despachada al mínimo costo.
- El AGC necesita múltiples entradas para alimentar el lazo de control. A continuación se muestra un diagrama resumido de las múltiples entradas que necesita.

Figura 12. **Control automático de generación**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

7.5.5. **Consciencia situacional**

Actualmente en los centros de control de energía los datos que se necesitan para la operación del sistema son incontables, esto es gracias a la capacidad de procesamiento y comunicación que se ha alcanzado. Sin embargo, muchas veces esta cantidad de datos si no están presentados adecuadamente menciona de Lima, Rivera y Farinango (2019) en lugar de ayudar al operador lo saturan impidiendole identificar correctamente situaciones de riesgo en el sistema de potencia.

Para que estos avances tecnológicos sean aprovechables utilizando aplicaciones de manejo de energía EMS es necesario poner recursos que le permitan mejorar el desempeño en la gestión del sistema. Panteli y Kirshen (2015) utilizan la definición de tres niveles de Endsley para definir la información requerida para tener consciencia situacional:

Tabla II. **Información de consciencia situacional**

Nivel 1 Percepción	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de datos • Salidas planeadas de transmisión • Previsión de carga • Transacciones horarias • Reservas actuales y planeadas • Estado de los interruptores • Información de los sistemas vecinos
Nivel 2 Comprensión	<ul style="list-style-type: none"> • Desviación entre lo real y lo planeado • Estado de los equipos • Capacidades del sistema, vulnerabilidades • Acciones disponibles
Nivel 3 Proyección	<ul style="list-style-type: none"> • Estado futuro del sistema • Tiempo para implementar acciones

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

El objetivo de alcanzar mayor consciencia situacional es mejorar la reacción de los operadores del sistema ante potenciales eventos.

8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

HIPÓTESIS

RESUMEN DE MARCO TEÓRICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO REFERENCIAL

- 1.1. Estudios previos (recientes)
- 1.2. Antecedentes
- 1.3. Sistema Nacional Interconectado
- 1.4. Operación en Tiempo Real
- 1.5. Análisis de contingencias y estabilidad
- 1.6. análisis de seguridad

2. NODOS CRITICOS DEL SISTEMA

- 2.1. Subestaciones más importantes de Guatemala
- 2.2. Generadores de mayor potencia en Guatemala
- 2.3. Anillos de transmisión en Guatemala

3. ANÁLISIS DE SEGURIDAD MEDIANTE ESTIMADORES DE ESTADO

- 3.1. Pérdida de generación
- 3.2. Pérdida de Carga
- 3.3. Pérdida de un anillo de transmisión

4. PRESENTACION DE RESULTADOS

- 4.1. Caso simulación región Central
- 4.2. Caso simulación región Occidental
- 4.3. Caso simulación región Oriental

5. DISCUSION DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

9.1. Características del estudio

A continuación, se presentan las características del diseño de investigación uso de aplicaciones de seguridad en base a estimadores de estado para la operación del sistema nacional interconectado ante condiciones de riesgo. Se detalla el diseño, el enfoque y alcance que se pretende seguir para llevar a cabo la investigación en mención.

9.1.1. Enfoque

El enfoque del estudio propuesto es cuantitativo, ya que se realizará una recolección de mediciones de distintos parámetros en nodos del SNI, se hará una comparación estadística de las variables, se tomará una configuración inicial del sistema en un tiempo dado, sobre la que se tendrá una evaluación previa del estado. Esto servirá de base para comparar un segundo estado del sistema luego de una secuencia de maniobras para verificar la calidad, fiabilidad, seguridad y la continuidad de operación del sistema nacional interconectado. se prestará especial atención a eventos que causen deslastre de carga y colapsos de tensión.

9.1.2. Alcance

El alcance de la investigación será descriptivo - correlacional ya que se describirán fenómenos eléctricos que alteren la estabilidad del sistema y mediante simulaciones se encontrarán configuraciones que afecten directamente la estabilidad o disminuyan la fiabilidad del servicio eléctrico. Como el sistema

está en constante cambio y las variables de las que depende son demasiadas para tomar en cuenta en un solo estudio, se aislarán casos interesantes de cada área en la que se divide el país, Centro, Oriente y Occidente. También se dará prioridad a las maniobras de emergencia y contingencias que alteren, afecten o disminuyan la confiabilidad del sistema. Esta investigación no comprobará hipótesis.

9.1.3. Diseño

El diseño propuesto a utilizar en el siguiente estudio es cuasiexperimental, ya que se requiere encontrar el efecto de varios fenómenos eléctricos, maniobras y contingencias que afectan las variables del sistema nacional interconectado. Esto se llevará a cabo mediante simulaciones que llevan a cabo procesos matemáticos para calcular los nuevos valores de las variables dados los cambios que se programen en la simulación del caso. El diseño es cuasiexperimental dado que las variables que afectan la estabilidad son muchas y no se tendrá control sobre todas, estas no se modificarán en la realidad si no solo se estudiarán mediante el módulo de análisis de seguridad del software WS500 dedicado a la operación en tiempo real.

9.1.4. Unidad de análisis

El universo que se estudiará es el sistema nacional interconectado. se tomará una muestra no aleatoria de los parámetros de los nodos del sistema donde se observará la configuración de la red de transmisión y los parámetros en los nodos seleccionados para cada caso de estudio, estos casos se elegirán en base a la criticidad es decir que tan importante es en base al flujo que tiene normalmente, tamaño de carga o generación que tiene asociado y la experiencia del investigador. El objeto de interés es la seguridad del sistema ante distintos

eventos o maniobras no programadas por lo que tendrá mayor peso las contingencias o maniobras que provoquen mayor estrés en el sistema y se superen los límites operativos y normativos de las variables medidas. Así mismo se buscará que los casos estudiados tengan las condiciones donde la estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión (secciones 7.4.2.2 y 7.4.2.3 del Marco Teórico) se vean comprometidas.

9.2. Variables

Las variables están descritas en la siguiente tabla:

Tabla III. **Clasificación de las variables**

Variable	Propiedad	Uso	Nivel de medición
Voltaje	Numérica continua	Observable	Razón
Corriente	Numérica Continua	Observable	Razón
Diferencia angular	Numérica continua	Observable	Razón
Flujo de potencia	Numérica continua	Observable	Razón
Estado del sistema	Categórica dicotómica	Observable	Nominal

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Tabla IV. **Definición teórica y operativa de las variables**

Variable	Definición teórica	Definición operativa
Voltaje	Potencial eléctrico medido en voltios	Por medio de sistema SCADA (V)
Corriente	Flujo de carga eléctrica que recorre un material	Por medio de sistema SCADA (I)

Continuación tabla IV.

Diferencia Angular	Diferencia angular entre voltaje y corriente	Por medio de sistema SCADA (grados eléctricos)
Flujo de potencia	Potencia Activa y Reactiva	Por medio de sistema SCADA (MW, MVAR)
Estado del sistema	Define la operación del sistema en un momento dado	Evaluación de parámetros dentro de los rangos establecidos.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

9.3. Fases del estudio

A continuación, se describen las fases del diseño de investigación uso de aplicaciones de seguridad en base a estimadores de estado para la operación del sistema nacional interconectado en condiciones de riesgo.

9.3.1. Fase 1: Identificación de rangos y maniobras en el sistema nacional interconectado

En esta fase el investigador se dedicará a identificar los rangos de operación normal o satisfactoria del sistema nacional interconectado, los rangos en los que debe operar el sistema para tener una operación segura y cuando el sistema ha cambiado a condición de riesgo. Se pretende en esta fase discernir objetivamente cuándo cambia el estado del sistema, así como las maniobras disponibles en operación en tiempo real para prevenir estos cambios.

9.3.2. Fase 2: Selección de herramienta basada en estimadores de estado para la operación en tiempo real

En esta fase se realizará una investigación exploratoria de las herramientas basadas en estimadores de estado para la simulación de contingencias y mantenimientos en operación de tiempo real y los requerimientos necesarios para el uso correcto en operación, se pretende en esta fase revisar el módulo de análisis de seguridad para realizar las simulaciones de casos y definir los parámetros de ejecución del estimador de estado.

9.3.3. Fase 3: Identificación de casos para la simulación de análisis de seguridad

Se realizará la discriminación de los casos a estudiar. Se definirán los nodos críticos del sistema tomando en cuenta nivel de tensión, si pertenece o no a la red de transmisión regional (RTR), el flujo en el nodo, la carga/generación asociada al nodo y se determinarán las contingencias severas en base al área y usuarios afectados. También se definirán las condiciones de riesgo del sistema. El estudio se realizará para cada área del país Oriente, Occidente y Centro.

9.3.4. Fase 4 Recolección de información mediante simulación de casos

En la fase 2 se realizará la simulación de cada caso seleccionado, se recolectará toda la información de las variables en los nodos de interés por medio de la siguiente tabla:

Tabla V. **Tabla de datos iniciales**

No	Subestación	Equipo	Tensión	Potencia	Limite 1	Limite 2

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Al seleccionar las contingencias a evaluar y luego de simularlas, se obtendrán los siguientes datos:

Tabla VI. **Estado posterior del sistema**

No. secuencia	Subestación	Equipo	Valor previo	Valor posterior	Unidad	No. violaciones	Ponderación

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

El objetivo de esta fase es evaluar los cambios que sufre el sistema respecto a lo planificado y la operación en tiempo real. Esta fase usara el módulo de análisis de seguridad del software WS500 aplicación basada en estimadores de estado.

9.4. **Resultados esperados**

Los resultados esperados de la investigación serán definidos en base a las preguntas de investigación propuestas y los objetivos planteados:

- Se espera obtener una lista de maniobras de operación ante contingencias y mantenimientos que puedan desestabilizar, llevar una operación al límite

de capacidad o fuera del rango de operación normado al sistema nacional interconectado.

- Se obtendrá una descripción detallada del módulo de análisis de seguridad para aumentar la consciencia situacional en el monitoreo y control de la operación del sistema nacional interconectado y su uso ante condiciones de riesgo para mantener la continuidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico.

Disponer de una lista de casos estudiados en detalle de poca probabilidad de ocurrencia, pero de alto impacto en el sistema nacional interconectado. enumeración de características del sistema (configuraciones especiales), contingencias que afecten el SNI y maniobras de prevención o de recuperación ante tales eventos. Se espera obtener un esquema de restablecimiento óptimo paso a paso para cada caso analizado.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Para la investigación propuesta se utilizará el muestreo no probabilístico para registrar las variables eléctricas del Sistema Nacional Interconectado guatemalteco; este tipo de muestreo, en el que la muestra se selecciona por accesibilidad y rapidez de la investigación, será utilizado dada la disponibilidad de datos que se tienen en el centro de despacho de carga. Los cuáles serán un indicador del estado del sistema en el momento t seleccionado por el investigador a juicio subjetivo para cada caso que se examinará. También se realizará un análisis comparativo del estado del sistema después de aplicar el análisis de contingencias (N-1). Este análisis comparativo examina dos procesos o estados del sistema confrontándolos para tomar decisiones según los resultados obtenidos.

El muestreo no probabilístico se realizará por medio del sistema SCADA, que proporcionará las magnitudes de las variables eléctricas de las unidades remotas disponibles, almacenando el estado base del sistema; a partir de este estado se realizará el análisis de contingencias N-1 con la herramienta del estimador de estado del software WS500.

El tipo de muestreo a utilizar tiene la ventaja que la obtención de datos será rápida y confiable, ya que se utilizaran datos originales del sistema nacional guatemalteco, otra ventaja es que se puede elegir el momento de la muestra a discreción del investigador. Para los casos de estudio del uso de aplicaciones de seguridad con estimadores de estado del sistema nacional interconectado las muestras por obtener se fundamentarán en las siguientes variables:

- Valor previo y posterior al análisis de la contingencia o maniobra.
- % fuera del límite en los equipos de potencia o líneas de transmisión.
- Probabilidad de la contingencia dada la severidad.
- Número de violaciones en el sistema.

Las anteriores variables serán resultado directo de los registros del SCADA.

- Potencia activa, reactiva, voltaje en los nodos del sistema disponibles en el momento.

10.1. Análisis de contingencia (N-1)

El criterio de N-1 Consiste en simular la pérdida de un componente de red (Línea de transmisión, transformador, compensación reactiva) o un generador. El sistema debe cumplir los criterios de calidad y seguridad ante la pérdida del componente o de lo contrario se considera en falla.

El análisis de contingencias N-1 resuelve un flujo de carga del sistema y ordena las contingencias de acuerdo con su severidad. Se seleccionarán las contingencias con mayor impacto en el sistema para observar los efectos adversos que estas ocasionarían.

10.2. Muestreo no probabilístico

Este tipo de muestreo obtiene muestras sin que todos los elementos de la población tengan posibilidades iguales de ser elegidos; esto suele ser así porque está fuera de las posibilidades técnicas o económicas del estudio de hacer una

muestra probabilística. Uno de los métodos es: muestreo intencional donde se escogen casos que, según el investigador, van a ser más representativos.

11. CRONOGRAMA

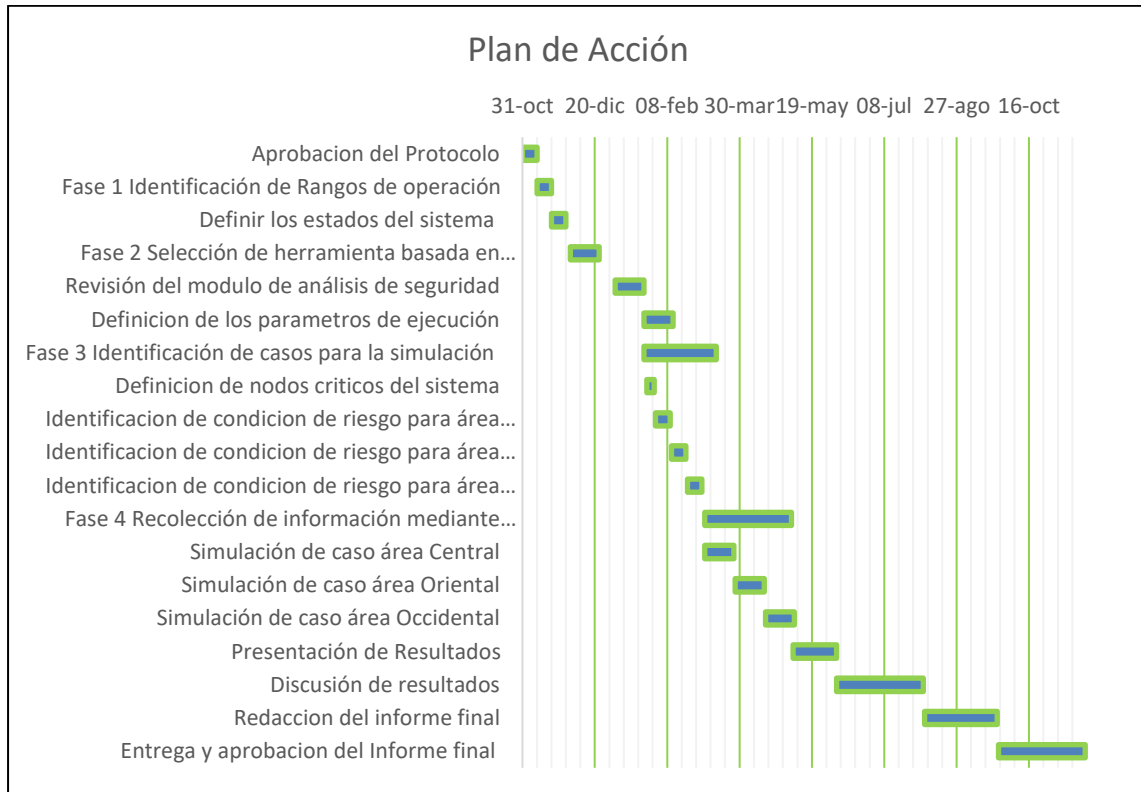
Para alcanzar los objetivos de investigación en el tiempo planeado, se trabajará con los tiempos establecidos en la siguiente figura donde se observa el plan de acción teórico.

Tabla VII. **Cronograma de actividades**

Actividad	Fecha inicio	Días	Fecha final
Aprobación del Protocolo	31-oct	10	10-nov
Fase 1 Identificación de Rangos de operación	10-nov	10	20-nov
Definir los estados del sistema	20-nov	10	30-nov
Fase 2 Selección de herramienta basada en estimador de estado	3-dic	20	23-dic
Revisión del módulo de análisis de seguridad	3-ene	20	23-ene
definición de los parámetros de ejecución	23-ene	20	12-feb
Fase 3 Identificación de casos para la simulación	23-ene	50	14-mar
definición de nodos críticos del sistema	25-ene	5	30-ene
Identificación de condición de riesgo para área Central	31-ene	10	10-feb
Identificación de condición de riesgo para área Oriental	11-feb	10	21-feb
Identificación de condición de riesgo para área Occidental	22-feb	10	4-mar
Fase 4 Recolección de información mediante simulación	6-mar	60	5-may
Simulación de caso área Central	6-mar	20	26-mar
Simulación de caso área Oriental	27-mar	20	16-abr
Simulación de caso área Occidental	17-abr	20	7-may
Presentación de Resultados	6-may	30	5-jun
Discusión de resultados	5-jun	60	4-ago
Redacción del informe final	5-ago	50	24-sep
Entrega y aprobación del Informe final	25-sep	60	24-nov

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Figura 13. Diagrama de Gantt



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Project 2019.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Para la recopilación de datos es necesario utilizar el sistema de información en tiempo real del centro de despacho de carga, lugar donde labora el investigador,

Tabla VIII. **Recursos necesarios**

No.	Descripción	Costo	Financiamiento	Tipo
1	Honorario asesor	Q. 10,000.00	Teórico	Recurso humano
2	Honorario investigador	Q. 10,000.00	Teórico	Recurso humano
3	Computadora para investigación	Q. 7,000.00	Financiamiento propio	Equipo
4	Internet y energía eléctrica	Q. 4,000.00	Financiamiento propio	Suministro
5	Transporte	Q. 1,000.00	Financiamiento propio	Transporte
6	Sistema información en tiempo Real	Información no disponible.	Financiamiento empresa	Recurso Tecnológico
7	Impresiones	Q 1,500.00	Financiamiento propio	Suministro
8	Imprevistos	Q. 1,000.00	Financiamiento Propio	Otros
	Total	Q. 34,500.00		

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.

Se cuenta con el permiso de utilización de dispositivos y equipo necesarios para el estudio, el sistema información en tiempo real o SCADA del centro de despacho es un equipo ya instalado y de uso continuo, no representa un gasto

adicional, las licencias y permisos ya están habilitados debido a la naturaleza del trabajo del investigador por lo que no se toman en cuenta como gasto financiero. La investigación que se desarrollara es factible ya que se cuenta con el recurso humano, financiero, disponibilidad de equipo y acceso a la información necesaria, lo cual habilita llevar a cabo la investigación con éxito.

13. REFERENCIAS

1. Administrador del Mercado Mayorista. (2021). *Capacidad instalada*. Guatemala: Diario de Centroamérica. Recuperado de <https://www.amm.org.gt/anuales-vwp.php#>.
2. Albadi, M. (marzo, 2019). Power flow analysis. *IntechOpen*. Vol. único, 1 - 20. doi:10.5772/intechopen.83374.
3. Andersson, G. (2004). *Modelling and analysis of electric power systems*. Zurich: ETH. Recuperado de <https://www.yumpu.com/en/document/view/4227429/modelling-and-analysis-of-electric-power-systems-eeh-eth-zurich>.
4. Aquije, A. M. (2015). Seguridad operativa de sistemas electricos de potencia. *II Congreso de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Lima. Recuperado de https://www.academia.edu/38777816/Seguridad_Operativa_de_Sistemas_El%C3%A9ctricos_de_Potencia_II_CONGRESO_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS_DE_POTENCIA.
5. Calderón, M. (2012). *Ánalysis de sistemas de medición de sincrofasores para ejecución de esquemas de control suplementarios en el sistema eléctrico guatemalteco* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.

6. CNEE. (2002). *Informe de gestión 1997-2002*. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Recuperado de <https://www.cnee.gov.gt/xhtml/memo/informe-labores97-2002.pdf>.
7. CNEE. (2002). *Informe de gestión 1997-2002*. Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Recuperado de <https://www.cnee.gov.gt/xhtml/memo/informe-labores97-2002.pdf>.
8. De Lima, O., Rivera, G. y Farinango, L. (enero, 2019). Bases conceptuales para la utilización del análisis de contingencias en tiempo real con criterios de consciencia situacional caso centro de control de CENACE-Ecuador. *Revista Técnica Energía. Revista Técnica "energía"*, 15(2), 38-46doi:10.37116/REVISTAENERGIA.V15.N2.2019.374.
9. Decreto Numero 93-96. La ley general de electricidad. Congreso de la Republica de Guatemala. Guatemala. 1996. 16 de octubre de 1996. Recuperdo de https://www.amm.org.gt/portal/?wpfb_dl=6AMM-ley-general-electricidad.pdf/.
10. Farinango, M. d. (2015). *Estimación Parametrica de Sistemas Electricos de Potencia para Modelos de Tiempo Real y Fuera de Linea*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Recuperado de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/11773>.
11. Grigsby, L. (2007). *Electric Power Engineering Handbook*. New York: Taylor & Francis group.

12. Kundur, P. (1994). *Power system stability and control*. Palo Alto, California: McGraw-Hill.
13. Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C. y Vittal, V. (agosto, 2004). Definition and Classification of Power System Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387-1401. doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
14. López, I. (2021). *Determinación del margen de estabilidad angular de sistemas eléctricos de potencia considerando contingencias N-1* (Tesis de licenciatura). Universidad Politécnica Salesiana, Quito. Recuperado de <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19784>.
15. Machowski, J., Bialek, J. y Bumby, J. (2008). *Power System Dynamics: Stability and Control*. United Kingdom: Wiley.
16. Mar, J. L., Ocampo, J., Escamilla, J. C., Albino, I., Candia, F. y Campos, G. (agosto, 2020). Implementación y monitoreo de los estados operativos en tiempo real de la ZOTPT. *Memorias del Congreso Científico Tecnológico de las carreras de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Industrial y Telecomunicaciones*, 4(4), 1 - 9). Recuperado de <http://virtual.cuautitlan.unam.mx/CongresoCiTec/Extensos/IB-01.pdf>.
17. Mauricio, G. (octubre, 2003). Estimación de estado en sistemas eléctricos de potencia: parte 1 Detección de errores grandes. *Scientia et Technica*, 9(22),55-60. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/4846301.pdf>.

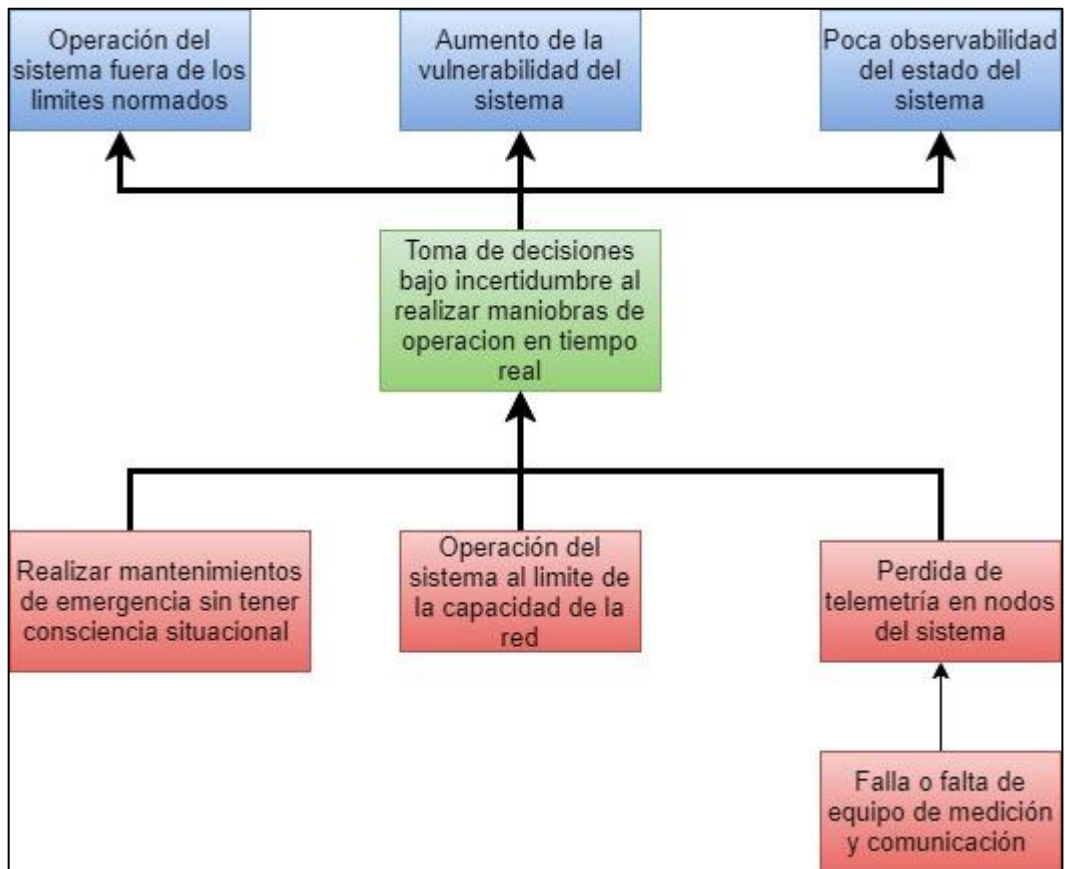
18. MEM. (2011). *Subsector Eléctrico en Guatemala*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-El%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf>.
19. MEM. (2019). *Política energética 2019 - 2050*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/11/Pol%C3%ADtica-Energ%C3%A9tica-2019-2050.pdf>.
20. Merentes, K. (Julio de 2020). *Estado del arte en la aplicación de técnicas de optimización basadas en inteligencia artificial en la estimación de estado de redes eléctricas de potencia* (Tesis de maestría). Universidad Politécnica de Madrid, España:. Recuperado de <http://oa.upm.es/id/eprint/63765/contents>.
21. Ministerio de Energía y Minas. (2017). *Estadísticas Subsector Eléctrico*. Guatemala: MEM.
22. Mishra, V. y Khardennis, M. (marzo, 2012). Contingency analysis of power system. *IEEE Students conference on Electrical, Electronics and Computer Science*, 2012, 1-4. doi:10.1109/SCEECS.2012.6184751.
23. Narváez, A. (noviembre, 2015). Aspectos técnicos de la segunda Actualización integral del SCADA/EMS del CENACE. *Revista técnica Energía*, 11(1), 136-142. doi:10.37116/REVISTAENERGIA.V11.N1.2015.81.

24. Overholt, P., Uhlen, K., Marchinini, B. y Valentine, O. (2016). *Synchrophasor Applications for wide area monitoring and control*. Berlín: ISGAN. Recuperado de <https://www.iea-isgan.org/synchrophasor-applications-for-wide-area-monitoring-and-control/>.
25. Panteli, M. y Kirshen, D. (marzo, 2015). Situation awareness in power Systems: Theory, challenges and applications. *Electric Power Systems Research*, 122, 140 - 151. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.01.008>.
26. Rivera, G., Ibarra, J. y Grijalva, S. (mayo, 2016). Revisión del estado del arte del estimador de estado generalizado y evaluación de sus principales algoritmos para aplicarlos a un sistema de potencia real. *Revista Técnica Energía*, 12(1), 294-303. doi:10.37116/REVISTAENERGIA.V12.N1.2016.54.
27. Sauer, P. W., Kevin, T. y Vittal, V. (2007). *Dinamic security Assessment*. Gran Bretaña: Taylor & Francis Group, LLC.
28. Shahraeini, M. y Kotzanicolaou, P. (enero, 2019). A Dependency Analysis Model for Resilient Wide Area Measurement Systems in Smart Grid. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, 38(1), 156-168. doi:10.1109/JSAC.2019.2952228.
29. Villa, A. (2015). *Metodología de Análisis de Observabilidad para Estimadores de Estado en Sistemas de Energía ELectrica* (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Recuperado de <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/55398>.

30. Wood, A., Wollenberg, B. y Gerald, S. (2014). *Power Generation, Operation and Control*. New, Jersey: Willey & Sons, INC.

14. APÉNDICES

Apéndice 1. **Árbol de problemas**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Visio 2019.

Apéndice 2. Matriz de coherencia

Planteamiento del Problema	Preguntas de Investigación	Objetivos	Metodología	Resultados Esperados
<p>El sistema eléctrico de potencia está en constante cambio, por condiciones del mercado, ingreso o salida de generadores, disponibilidad de líneas de transmisión y subestaciones. Esto conlleva a una supervisión y operación continua. El sistema puede pasar de un momento a otro de estado estable a alerta, debido a una contingencia o mantenimiento de emergencia, para evitar contingencias severas, como apagones ya sea parcial o totales, se propone el uso de aplicaciones de seguridad, basada en estimadores de estado para la operación del sistema.</p>	<p>Pregunta central: ¿Cómo aumentar la seguridad del SNI ante contingencias y cuando se realizan mantenimientos de emergencia?</p>	<p>Desarrollar una propuesta de implementación de aplicaciones de seguridad en operación de tiempo real para evaluar el impacto de mantenimientos y contingencias en el SNI</p>		
	<p>1. ¿Cómo mantener los criterios de operación del SNI dentro de los rangos establecidos?</p>	<p>Identificar las maniobras o acciones preventivas para mantener los rangos de operación normal del sistema</p>	<p>Identificación de rangos, maniobras y estados en el sistema nacional interconectado. Discernir objetivamente cuando el estado del sistema cambia.</p>	<p>Una lista de maniobras de operación ante contingencias y mantenimientos que puedan desestabilizar el SNI</p>
	<p>2. ¿Qué herramientas basadas en estimadores de estado hay disponibles para incrementar la seguridad de la operación en tiempo real?</p>	<p>Seleccionar las herramientas que permitan realizar análisis de seguridad del SNI en tiempo real.</p>	<p>Selección de herramientas basadas en estimadores de estado para la operación en tiempo real. Revisar el módulo de análisis de seguridad.</p>	<p>Descripción detallada del módulo de Análisis de seguridad para aumentar la consciencia situacional en el monitoreo y control de la operación del SNI</p>
	<p>3. ¿En qué casos se encuentra el SNI en condición de riesgo?</p>	<p>Identificar los casos en los que el sistema quede vulnerable al realizar mantenimientos de emergencia mediante simulaciones usando aplicaciones de análisis de seguridad</p>	<p>Identificación de casos para la simulación de análisis de seguridad, se definirán los nodos críticos del sistema y las condiciones de riesgo. Se realizará para cada área del país.</p>	<p>Disponer de una lista de casos estudiados en detalle de gran impacto en el sistema Nacional interconectado.</p>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel 365.