



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL  
CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR  
DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA  
GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

**Carlos Andrés Pérez Noriega**

Asesorado por el M.Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Guatemala, enero de 2023



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL  
CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR  
DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA  
GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**CARLOS ANDRÉS PÉREZ NORIEGA**

ASESORADO POR EL M.SC. ING. JUAN CARLOS POZUELOS BUEZO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, ENERO DE 2023



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 Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

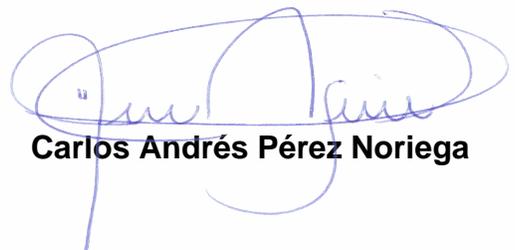


## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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 DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Posgrado con fecha 12 de noviembre de 2022.



**Carlos Andrés Pérez Noriega**





**EEPFI-PP-1690-2022**

Guatemala, 9 de noviembre de 2022

**Director**  
**Armando Alonso Rivera Carrillo**  
**Escuela De Ingenieria Mecanica Electrica**  
**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 DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**, el cual se enmarca en la línea de investigación: **Energías renovables e incidencia en la matriz energética de Guatemala. - Análisis y tendencias en la matriz energética nacional, regional y global**, presentado por el estudiante **Carlos Andrés Pérez Noriega** carné número **200815424**, 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 Gestion De Mercados Electricos 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"*

*Juan Carlos Pozuelos Buezo*  
Master Executive en Energías Renovables  
Col. 7702

Mtro. Juan Carlos Pozuelos Buezo  
Asesor(a)

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
ESCUELA DE POSTGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DE GUATEMALA

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

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

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCIÓN  
ESCUELA DE POSTGRADO





EEP-EIME-1415-2022

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 DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Andrés Pérez Noriega**, 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

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

Guatemala, noviembre de 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 DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019**, presentado por: **Carlos Andrés Pérez Noriega**, 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, enero de 2023

AACE/gaoc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por brindarme el regalo de la vida, inteligencia y salud.
- Mis padres** Juan Pérez y Yolanda Noriega, por la confianza depositada en mí, por siempre creer en mis proyectos y por todo su apoyo incondicional. La vida no me alcanzará para agradecerles todo cuanto me han dado.
- Mis hermanos** Ana Lucía y Juan Pablo Pérez Noriega, gracias por todo su apoyo, cariño y comprensión.
- Mis maestros** Adán Noriega y Rubén Álvarez (q.e.p.d) gracias por todas las enseñanzas que me brindaron.
- A la montaña** Por todas las lecciones de vida y por hacerme un mejor ser humano.
- A la música** Por inspirarme y reconectarme con la creatividad.



## AGRADECIMIENTOS A:

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por ser el <i>alma mater</i> y acogerme en su regazo, hoy y siempre orgulloso sancarlista.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por darme las herramientas y los conocimientos para ser un profesional con pensamiento crítico.
<b>Mis amigos</b>	Glenda Álvarez, Sabrina Álvarez, José Carrillo, Fernando Díaz, Eliu González, Max Hernández, Selvin Hernández, Alvino Jichá, Lidia Lorenzo, Edwin Mejía, Alejandro Milián, Omar Maldonado, Diego Noriega, Sindi Reyes, Pablo Roesch, Kelinton Sic, Rodrigo Samayoa, Linda Solís, Manuel Tobar y Hansel Valdés, gracias por enseñarme el significado de la hermandad.
<b>Mi asesor</b>	M.Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo por compartir desinteresadamente su conocimiento y brindar su orientación en la realización de este trabajo.
<b>Mis amigos de trabajo</b>	Por compartir su experiencia y conocimiento para el enriquecimiento de mi carrera profesional.

**Familia y amigos en** Por todo su cariño y apoyo incondicional.  
**general**

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	V
LISTA DE SÍMBOLOS .....	VII
GLOSARIO .....	IX
RESUMEN.....	XI
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ANTECEDENTES .....	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	5
3.1. Contexto general .....	5
3.2. Descripción del problema .....	5
3.3. Formulación del problema .....	5
3.4. Delimitación del problema .....	6
4. JUSTIFICACIÓN .....	9
5. OBJETIVOS .....	11
5.1. General.....	11
5.2. Específicos .....	11
6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN .....	13
7. MARCO TEÓRICO.....	15
7.1. Regulación del mercado eléctrico en Guatemala .....	15

7.1.1.	Marco regulatorio nacional .....	15
7.1.2.	Estructura del sector eléctrico guatemalteco.....	16
7.1.2.1.	Ministerio de energía y minas.....	16
7.1.2.2.	Ente regulador.....	18
7.1.2.3.	Operador de sistema y operador de mercado .....	19
7.1.2.4.	Agentes del mercado mayorista .....	20
7.1.3.	Productos y servicios del mercado mayorista .....	21
7.2.	Funcionamiento del mercado .....	21
7.2.1.	Despacho y redespacho.....	21
7.2.2.	Operación en tiempo real .....	23
7.2.3.	Posdespacho.....	24
7.2.4.	Interconexiones del sistema nacional interconectado.....	25
7.3.	Regulación del mercado eléctrico regional.....	26
7.3.1.	Tratado marco del mercado eléctrico regional .....	26
7.3.2.	Reglamento del mercado eléctrico regional .....	27
7.3.3.	Estructura del mercado eléctrico regional .....	27
7.3.3.1.	Comisión regional de interconexión eléctrica .....	27
7.3.3.2.	Ente operador regional.....	28
7.3.3.3.	Agentes del mercado eléctrico regional	29
7.3.4.	Productos y servicios del mercado eléctrico regional.....	30
7.3.5.	Funcionamiento del mercado eléctrico regional .....	30
7.3.5.1.	Mercado de oportunidad regional.....	31
7.3.5.2.	Mercado de contratos regional .....	31
7.3.5.3.	Sistema de precios nodales .....	32

	7.3.5.4.	Sistema de medición comercial regional.....	33
	7.3.5.5.	Predespacho regional.....	33
	7.3.5.6.	Conciliación diaria programada .....	33
	7.3.5.7.	Conciliación diaria en tiempo real .....	33
	7.3.5.8.	Posdespacho regional .....	34
7.4.		Cambios en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el sistema eléctrico regional .....	34
8.		PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS .....	37
9.		METODOLOGÍA.....	41
	9.1.	Enfoque .....	41
	9.2.	Alcances .....	41
	9.3.	Diseño de investigación.....	42
	9.4.	Unidades de análisis .....	42
	9.5.	Variables.....	42
	9.6.	Fases del estudio .....	44
	9.6.1.	Fase 1: investigación bibliográfica .....	44
	9.6.2.	Fase 2: recopilación de la información .....	45
	9.6.3.	Fase 3: cálculo de la información .....	45
	9.6.4.	Fase 4: comparación de los resultados .....	45
	9.6.5.	Fase 5: interpretación y discusión de los resultados .....	45
	9.7.	Resultados esperados.....	46
10.		TÉCNICAS DE ANÁLISIS .....	47
	10.1.	Herramientas de análisis .....	48

11.	CRONOGRAMA .....	49
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO .....	51
13.	REFERENCIAS .....	53
14.	APÉNDICES .....	55

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Esquema de solución.....	14
2.	Estructura del sector eléctrico en Guatemala.....	16

### TABLAS

I.	Cuadro comparativo entre RMER con PDC y sin PDC .....	34
II.	Nuevas reglas de conciliación .....	35
III.	Nuevos esquemas de conciliación .....	36
IV.	Variables de pregunta auxiliar 1 .....	43
V.	Variables de pregunta auxiliar 2 .....	43
VI.	Variables de pregunta auxiliar 3 .....	44
VII.	Cronograma de actividades.....	49
VIII.	Costos de la investigación.....	51



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>\$</b>	Dólar estadounidense
<b>h</b>	Horas
<b>MW</b>	Megavatio
<b>MWh</b>	Megavatio hora



## **GLOSARIO**

<b>ACE</b>	Error de Control de Área.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>CDC</b>	Centro de Despacho de Carga.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>CPS1</b>	Estándar de desempeño de control 1.
<b>CPS2</b>	Estándar de desempeño de control 2.
<b>CRG</b>	Congreso de la República de Guatemala.
<b>CRIE</b>	Comisión Regional de Interconexión.
<b>CV</b>	Costo variable.
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional.
<b>LGE</b>	Ley General de Electricidad.
<b>MCR</b>	Mercado de Contratos Regionales.
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.

<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional.
<b>MM</b>	Mercado Mayorista.
<b>MOR</b>	Mercado de Oportunidad Regional.
<b>OE</b>	Organismo Ejecutivo.
<b>OM</b>	Operador de Mercado.
<b>OS</b>	Operador de Sistema.
<b>PDC</b>	Procedimiento de Detalle Complementario.
<b>POE</b>	Precio de Oportunidad de la Energía.
<b>RAMM</b>	Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional.
<b>SIMECR</b>	Sistema de Medición Comercial Regional.
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>TDTR</b>	Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real.
<b>TMMEAC</b>	Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

## RESUMEN

Desde que Guatemala está interconectado con el Sistema Eléctrico Regional se ha monitoreado el comportamiento de las desviaciones de energía porque éstas, según el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional tienen una incidencia en los agentes del mercado mayorista al generarse un cargo o abono monetario que va en función del monto de energía desviado y los precios de mercado en la hora que ocurren.

Sin embargo, desde el año 2019, debido a las magnitudes de desviaciones que se tenían entre los sistemas, la CRIE introdujo un cambio en la manera de clasificar y conciliar desviaciones de acuerdo con el desempeño de las áreas de control mediante la resolución CRIE-109-2018, a manera de identificar los responsables de las desviaciones e introducir incentivos económicos para la reducción de desviaciones.

El presente diseño de investigación indaga sobre la estimación económica para Guatemala por el cambio normativo en la regulación regional con la resolución CRIE-109-2018, la cual modifica la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real entre los sistemas eléctricos interconectados en el Mercado Eléctrico Regional.



## 1. INTRODUCCIÓN

Las desviaciones de energía son un fenómeno que por su naturaleza siempre están presentes en los sistemas eléctricos interconectados, estos son algunos ejemplos que ocasionan las desviaciones: disparos de plantas de generación, fallas en líneas de transmisión, cambios abruptos en la demanda, entre otros. Las desviaciones son corregidas por cada sistema por medio de sus controles automáticos de generación, ordenes de despacho, entre otros.

De manera que la investigación proporciona el conocimiento teórico reunido y sintetizado para comprender la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real que suceden entre el Sistema Eléctrico Regional y el Sistema Nacional Interconectado. Al analizar los montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones tiene como finalidad estimar el impacto económico por cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real para Guatemala en el año 2019.

De ahí que la metodología se desarrolló en una serie de fases, que inician con una investigación documental de la teoría en materia normativa nacional como regional de las desviaciones de energía en tiempo real, seguidamente se recopilará toda la información relativa a las mismas para el año 2019 y se seleccionará que meses se usarán para realizar el cálculo aplicando los criterios de la metodología de conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real que estaba vigente en el año 2018. Con el objetivo de comparar los valores calculados con los valores publicados del EOR y finalmente interpretar los valores obtenidos y de ello extraer conclusiones.

Con la intención de comprender las desviaciones de energía en tiempo real, los capítulos marco referencial y marco teórico proveen el contexto y la teoría de estas, a través de una investigación de las leyes y reglamentos del Mercado Mayorista hasta las últimas actualizaciones del reglamento del mercado eléctrico regional y resoluciones emitidas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.

Así pues, en el capítulo de metodología se describe el proceso de recopilación y las técnicas estadísticas a utilizar en el análisis y cálculos de la información necesaria para el desarrollo de esta investigación. De modo que, en presentación y análisis de resultados se desarrollará la forma de mostrar los datos, cálculos, el análisis y resultados de resultados para facilitar su comprensión.

Finalmente, en el capítulo discusión de resultados mostrará las conclusiones que se obtengan de comparar los datos publicados contra los datos calculados y de esta forma se estimará el impacto económico existente por el cambio en la metodología de conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.

## 2. ANTECEDENTES

Guatemala en los años noventa tuvo un proceso de privatización que da una salida alternativa al desabastecimiento y a la incapacidad del Estado de poder entregar energía y potencia en condiciones razonables de precio y calidad a los ciudadanos (Vargas, 2015), lo que ha permitido al país de pasar de tener racionamientos eléctricos a contar con una capacidad instalada mayor de la necesaria para cubrir la demanda nacional.

Al mismo tiempo en los años noventa “los presidentes de los países centroamericanos suscribieron el “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de Centroamérica”, cuyo principal objetivo es la formación de un “Mercado Eléctrico Regional (MER) competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio entre las partes” (Tovar y Ventura, 2016, p.11).

Además, representa una llamativa e interesante oportunidad de inversión en diferentes actividades del sector eléctrico (Henry, 2014), así como permitir un abastecimiento de la demanda nacional a precios competitivos y con un alto nivel de confiabilidad.

Actualmente Guatemala es miembro del MER, el cual es un mercado común entre los mismos con sus propias normas, en donde los participantes realizan transacciones en la región Centroamérica. (CRIE, 2015)

A causa de las transacciones que ocurren por la interacción de los agentes en las distintas naciones se producen “las transacciones por desviaciones en tiempo real” (Resolución CRIE-68-2016, 2016, p.4) las cuales suceden de forma

horaria y son “el neto de las diferencias entre los intercambios programados y los registrados en los nodos de enlace de cada área de control” (Resolución CRIE-68-2016, 2016, p.4) y pueden ser un exceso o déficit de energía.

Antiguamente “las transacciones por desviaciones en tiempo real por área de control, se clasificarán solamente en dos tipos: normales y graves” (Resolución CRIE-68-2016, 2016, p.4) y las cuales luego de su modificación quedan como “las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves.” (Resolución CRIE-6-2017, 2017, p. 120) en la cual ya utiliza los CPS1 y CPS2.

El estándar de desempeño de control 1 (CPS1) es una medida estadística de la variabilidad de los valores del Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) crudo y su relación con el error de frecuencia y el estándar de desempeño de control 2 (CPS2) es una medida estadística de la variabilidad de los valores del Error de Control de Área (ACE) crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia programados. (Resolución CRIE-109-2018, 2018, p. 7)

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El cambio normativo de la resolución CRIE-109-2018 con entrada en vigor en enero de 2019 modifica la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real entre los países miembros del Mercado Eléctrico Regional.

#### **3.1. Contexto general**

Guatemala es un país que actualmente tiene una matriz energética diversa y con una capacidad instalada mayor de lo que necesita para cubrir su demanda y por lo mismo encuentra en el Mercado Eléctrico Regional una oportunidad para que los agentes locales realicen transacciones de energías, las cuales a su vez traen implícitamente las desviaciones de energía. Desde el cambio normativo en enero del 2019 los montos económicos por desviaciones se incrementaron respecto a los mismos meses de años anteriores, por lo cual es necesario indagar sobre cuál puede ser la causa de estos incrementos.

#### **3.2. Descripción del problema**

El cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en la normativa de la regulación regional que inicia en el año 2019 ha provocado un impacto económico para Guatemala.

#### **3.3. Formulación del problema**

Para indagar sobre el problema se plantean las siguientes preguntas:

- **Pregunta central**

¿Cuál es el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019?

- **Preguntas auxiliares**

Para poder responder a la pregunta central se deberán atender las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019?
- ¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?
- ¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?

### **3.4. Delimitación del problema**

Los datos de los intercambios programados, intercambios reales, desviación de energía, precios ex post promedio ponderado o precios ex ante

promedio ponderado y tipo de desviaciones del Ente Operador Regional para el año 2019 de todos los países miembros del Mercado Eléctrico Regional, se utilizarán para realizar los cálculos y son de carácter público, asimismo, la investigación de la problemática se limitará únicamente para el país de Guatemala y para tres meses representativos del año 2019.

No se compararán los datos de los doce meses del año 2019 provenientes de recalcular los montos de asignación de desviaciones con el uso de la metodología vigente en el año 2018 con los datos ya publicados por el Ente Operador Regional para el año 2019. Tampoco se calculará o determinará los valores de los estándares de desempeño de control 1 (CPS1) y 2 (CPS2) o los precios ex post promedio ponderado y ex ante promedio ponderado para el año 2019 para Guatemala, ni se demostrará el impacto económico para cada uno de los agentes del Mercado Mayorista de Guatemala de manera individual.



## **4. JUSTIFICACIÓN**

Dentro de la línea de investigación energías renovables e incidencia en la matriz energética de Guatemala de la Maestría en Gestión en Mercados Eléctricos Regulados se encuentra la estructura y dinámica del mercado eléctrico y sus impactos en la economía nacional y global, donde se analizan sucesos que inciden directa e indirectamente a Guatemala tales como las desviaciones en tiempo real que pasan por los intercambios de transacciones en el Mercado Eléctrico Regional.

Con este trabajo se estimará el impacto económico para Guatemala y por consiguiente su efecto para todos los agentes del Mercado Mayorista para el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Mercado Eléctrico Regional.

También beneficiará al pueblo de Guatemala, en especial a los agentes del Mercado Mayorista al estimar el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas en el año 2019.

En Guatemala a la fecha no se han realizado análisis comparativos para estimar y cuantificar el impacto económico por transacciones por desviaciones en tiempo real con los datos publicados por el Ente Operador Regional para el año 2019 que utilice la metodología contenida en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional vigente en el año 2018 y la metodología actual.



## **5. OBJETIVOS**

A continuación, se presentan los objetivos propuestos para la presente investigación.

### **5.1. General**

Estimar el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019.

### **5.2. Específicos**

- Determinar la afectación económica para Guatemala en el año 2019 como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.
- Cuantificar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.
- Evaluar el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.



## **6. NECESIDADES POR CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN**

Debido a que, en el Mercado Eléctrico Regional, por parte de la Comisión Regional de Interconexión en los últimos 5 años han existido procesos sancionatorios en contra del Administrador del Mercado Mayorista como, por ejemplo: las resoluciones CRIE-10-2017, CRIE-28-2018, CRIE-58-2018, CRIE-08-2019, CRIE-30-2019, CRIE-33-2019 y CRIE-38-2019 entre otras.

Es necesario investigar si las actualizaciones que el regulador regional emite no tienen sesgos por estos conflictos existentes que han escalado hasta instancias como la Corte Centroamericana de Justicia.

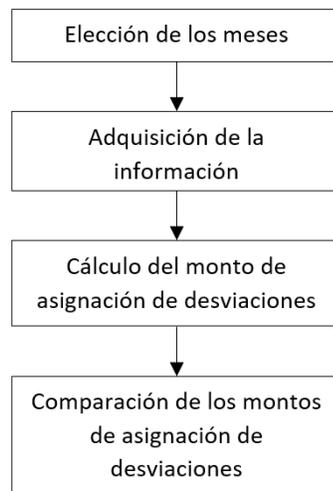
La resolución CRIE-109-2018 modifica la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real, y derivado de afectaciones económicas en el año 2019 respecto al año 2018 se hace necesario estudiar el impacto que tiene el cambio introducido en dicha resolución.

A partir del presente estudio se estimará el impacto económico por el cambio normativo regional. Es importante mencionar que no existe un estudio de este tipo en Guatemala ni en la región Centroamericana.

En la Figura 1 se muestra el esquema de solución, que consta de 4 etapas. Como primera etapa se seleccionarán 3 meses del año 2019 para realizar el estudio. Para luego adquirir la información de las desviaciones en tiempo real, para realizar los cálculos de los montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones con la metodología

contenida en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional vigente en el año 2018.

Figura 1. **Esquema de solución**



Fuente: elaboración propia.

Finalmente se compararán los valores obtenidos de los cálculos contra los valores los montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones ya publicadas por el Ente Operador Regional para así estimar el impacto económico para Guatemala en el año 2019.

## **7. MARCO TEÓRICO**

Actualmente Guatemala goza de un mercado de electricidad competitivo y liberalizado, basado en una certeza jurídica lo cual genera estabilidad y confianza para y entre los diferentes actores.

### **7.1. Regulación del mercado eléctrico en Guatemala**

Son todas aquellas leyes y normas que dan el soporte jurídico para que existan las condiciones adecuadas para que haya un mercado libre de electricidad en Guatemala.

De manera que la certeza jurídica en Guatemala se traduce en un mercado que tiene actores definidos con reglas claras y específicas para una interacción equitativa entre sí.

#### **7.1.1. Marco regulatorio nacional**

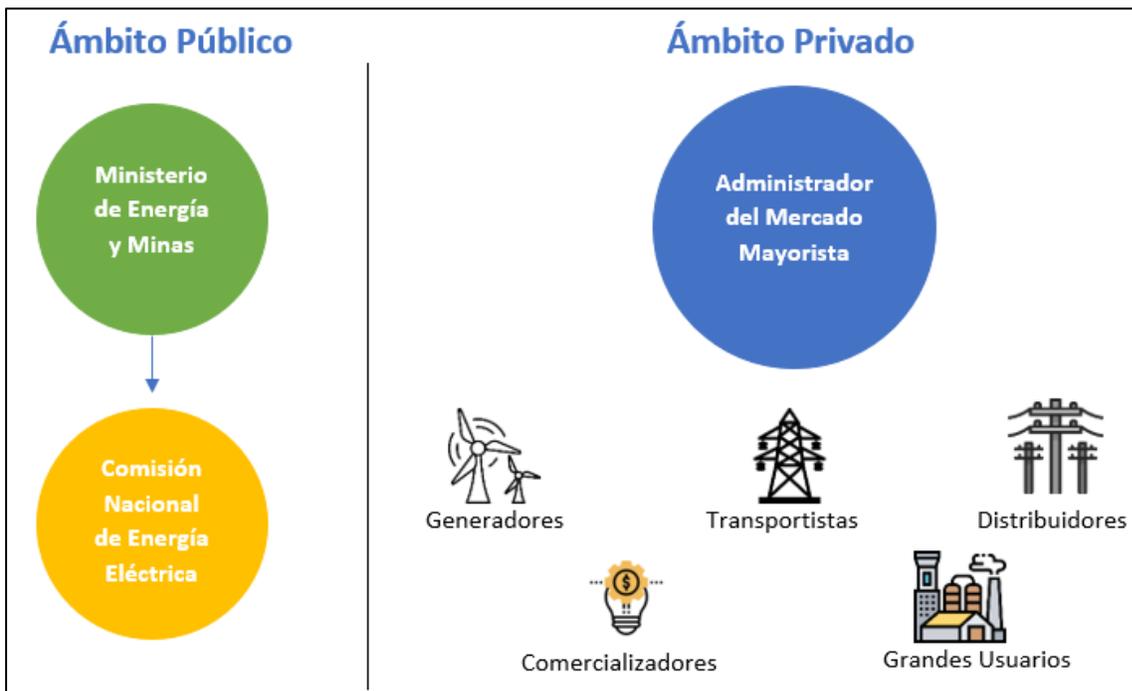
Así pues, el origen de este se puede trazar al año 1996 en la que tuvo una reforma y reestructuración, por consiguiente se promulga la LGE y por ende sus normativa y reglamentos.

A causa de estas es la creación del mercado, las reglas del mercado y se da vida a los distintos actores que lo conforman.

### 7.1.2. Estructura del sector eléctrico guatemalteco

De modo que, el Mercado Mayorista está compuesto de organizaciones públicas o privadas como se muestra en la Figura 2, con actividades distintas entre sí, para que haya una armonía institucional lo que permite evitar comportamientos anticompetitivos.

Figura 2. Estructura del sector eléctrico en Guatemala



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft PowerPoint 365.

#### 7.1.2.1. Ministerio de energía y minas

Es una institución de carácter público que “le corresponde atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y

comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros” (Decreto 114-97, 1997, p. 17)

La LGE establece que es el MEM el actor del estado que tiene como función principal la de establecer la política energética, los planes de crecimiento de las redes de transporte y la incorporación nuevas fuentes de generación en el SNI, así como aplicar la LGE y sus principios para cumplir con sus funciones.

Las funciones del MEM son las siguientes:

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes nuevas y renovables de energía; promover su aprovechamiento racional y estimular el desarrollo y aprovechamiento racional de energía en sus diferentes formas y tipos, lo cual guía una política nacional a que se obtenga la autosuficiencia energética del país.
- Coordinar las acciones necesarias para mantener un adecuado y eficiente suministro de petróleo, productos petroleros y gas natural de acuerdo con la demanda del país, y conforme a la ley de la materia.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con el reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte y transformación de hidrocarburos, la compraventa o cualquier tipo de comercialización de petróleo crudo o reconstituido, gas natural y otros derivados, así como los derivados de estos.

- Formular la política, proponer la regulación respectiva y supervisar el sistema de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos y minerales.
- Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.
- Emitir opinión en el ámbito de su competencia sobre políticas o proyectos de otras instituciones públicas que incidan en el desarrollo energético del país.
- Ejercer las funciones normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes. (Decreto 114-97, 1997, p. 19)

#### **7.1.2.2. Ente regulador**

Es una entidad pública, técnica, especializada y autónoma para mantener la independencia de su actuar del resto de actores del MM, jerárquicamente se encuentra debajo del MEM. La CNEE es la responsable de regular todo el MM, así como emitir las normas y dirimir los problemas por la aplicación de estas.

Entre sus funciones más importantes encontramos las de fijarle a las distribuidoras y transportistas sus tarifas, emitir las normas que le permiten a cualquier participante del MM poder usar libremente las líneas en el SNI, velar por los derechos del usuario, monitorear el MM para prevenir comportamientos anticompetitivos y emitir normas técnicas o actualizaciones.

### **7.1.2.3. Operador de sistema y operador de mercado**

Un operador de sistema es una organización responsable de planificar, coordinar y operar de forma confiable y de manera eficiente las distintas instalaciones que lo componen.

El operador de mercado es una organización responsable de liquidar todas las transacciones nacionales o internacionales que se realizan en el mercado dentro los diferentes agentes y sus contrapartes.

Muchas veces los OS y OM son una misma organización o bien pueden ser dos organizaciones diferentes y en su conjunto se encargan de planificar, coordinar, operar y liquidar el mercado.

En Guatemala la organización responsable de llevar a cabo dichas actividades es el Administrador del Mercado Mayorista, una empresa privada cuyo fin no es generar utilidades, sino la de administrar el mercado y la misma es supervisada por la CNEE.

Los principios que rigen al AMM es mantener la continuidad en el abastecimiento eléctrico para garantizar que la demanda de todo el país siempre este cubierta. Así pues, esto lo logra a través de la optimización de los recursos existentes en el SNI (centrales generadoras que se encuentren disponibles, la coordinación de intercambios entre los agentes locales con agentes regionales) para una operación con el mínimo costo posible para cada hora.

Entre las principales actividades que realiza el AMM están: la programación y el orden (lista de mérito) de despacho de las centrales

generadoras, la operación comercial coordinada entre los distintos participantes del MM local y regionalmente y su respectiva valorización y liquidación.

#### **7.1.2.4. Agentes del mercado mayorista**

Son todas las organizaciones públicas o privadas que se dedican a actividades eléctricas diferentes entre sí y según la LGE:

- Agente Generador: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- Agente Transportista: es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- Agente Distribuidor: es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Agente Comercializador: es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica asociados a una oferta firme eficiente o demanda firme de al menos 5 MW con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Gran Usuario: es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento esta Ley. (Decreto No. 93-96, 1996, p. 4-5)

### **7.1.3. Productos y servicios del mercado mayorista**

De acuerdo con la normativa vigente lo que se comercializa en el MM es:

- Potencia eléctrica.
- Energía eléctrica.
- Servicios de transporte.
- Servicios complementarios.

## **7.2. Funcionamiento del mercado**

El funcionamiento del MM es de forma centralizada en el cual el AMM optimiza el parque generador, planifica el orden de despacho de las centrales, coordina y opera las centrales generadoras y liquida todo el conjunto de transacciones que se realicen entre los diferentes agentes del MM local y regionalmente.

Para ello utiliza la metodología de los costos variables de cada generador y calcula el menor costo para operar el SNI para cada hora, para abastecer la demanda nacional sin descuidar los servicios auxiliares y las transacciones regionales.

### **7.2.1. Despacho y redespacho**

Según el RAMM “el Despacho consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el Mercado Mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo

total de operación” (Acuerdo Gubernativo No. 299-98, 1998, p. 16) y para cada hora considerará:

- La existencia de los combustibles para las centrales térmicas y las cotas de los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- El programa de carga, con la proyección de la asignación de energía para cada central.
- El CV de cada unidad generadora.
- Las unidades generadoras asignadas para prestar los servicios complementarios.
- Los intercambios programados de energía importada y exportada entre los agentes nacionales y sus contrapartes regionales.
- Los mantenimientos programados.

Para cada unidad generadora el AMM calcula el CV de acuerdo con:

- Para cada unidad térmica, los costos deben estar asociados al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como su eficiencia.
- Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el AMM y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto

de centrales generadores hidroeléctricas, el costo será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento, pues es competencia del AMM optimizar el uso de recursos renovables disponibles.

- Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable es como mínimo su respectivo costo de operación y mantenimiento.
- Para las ofertas de importación, el costo variable es del valor calculado según la metodología informada por el importador. (Acuerdo Gubernativo No. 299-98, 1998, p. 19)

El POE es el CV de la última unidad generadora arrancada por más de quince minutos en el SIN para cubrir lo que requiere la demanda nacional, es decir que la última unidad generadora no tiene ningún tipo de restricción o no tiene ningún tipo de generación forzada.

Por consiguiente, el redespacho es una actualización del despacho en tiempo real para ajustarse a la situación actual del SIN, porque las condiciones del sistema han cambiado considerablemente respecto a las consideradas en el despacho

### **7.2.2. Operación en tiempo real**

Son todos los eventos y maniobras que suceden por operar las centrales generadoras en tiempo real en el SIN para mantenerlo en una condición de operación continua y confiable.

De manera que es el AMM el encargado a través del Centro de Despacho de Carga para coordinar, monitorear y operar el parque generador del SNI a fin de evitar “desvíos de frecuencia fuera de los límites preestablecidos o niveles de tensión fuera de los límites preestablecidos” (Resolución 157-13, 2000, p. 10).

El CDC tiene la potestad para instruir órdenes para que centrales entren en línea, disminuyan su generación o salgan de línea, y toma en consideración la tecnología de cada unidad generadora, tiempo de arranque, mínimo técnico y CV de generación, si se encuentra disponible o indisponible para generar en el momento que se requiere, así como también instruye a las distribuidoras para desconectar carga, para tratar en todo momento de apegarse a la operación planificada ya que el despacho debe ser económico siempre.

De modo que los agentes a su vez están obligados a informar al CDC de cualquier situación que afecte su permanencia en línea en el SNI (cambios en los valores de generación o consumo previsto, cambios en la disponibilidad de sus unidades generadoras, problemas para ingresar o salir de sus unidades o equipos) y que incida en la seguridad y continuidad del suministro del abastecimiento de la demanda.

### **7.2.3. Posdespacho**

Según el RAMM el posdespacho es el informe que se realiza “luego de finalizar cada día, el cual incluye:

- Cálculo horario del Precio de la Oportunidad de la Energía que se dio durante la ejecución del despacho en tiempo real.

- Cálculo del costo por los servicios complementarios y su asignación de carga a pagar a los participantes del mercado.
- Identificación de la generación forzada, la cual es calculada con los correspondientes sobre costos y su asignación de cargos a pagar a los participantes.
- Realizar el seguimiento de fallas de corta y larga duración e informar a la CNEE de la finalización o permanencia esperada. (Acuerdo Gubernativo No. 299-98, 1998, p. 26)

#### **7.2.4. Interconexiones del sistema nacional interconectado**

Las 4 interconexiones internacionales o regionales con las que cuenta el SNI son:

- La Vega II – Ahuachapán (El Salvador)
- Moyuta – Ahuachapán (El Salvador)
- Panaluya – La Entrada Copán (Honduras)
- Los Brillantes – Tapachula (México)

Las interconexiones internacionales o regionales permiten realizar transacciones entre los agentes nacionales del MM y sus contrapartes que se encuentran en diferentes países, al mismo tiempo que garantiza una mayor confiabilidad y seguridad para el suministro eléctrico de los países.

La coordinación, operación y liquidación comercial de la interconexión con el MER se realiza con el EOR y con México se realiza con el Centro Nacional de Control de Energía.

### **7.3. Regulación del mercado eléctrico regional**

El funcionamiento armónico entre las distintas regulaciones eléctricas de las distintas naciones del MER se da a través de tratados, leyes y reglamentos.

#### **7.3.1. Tratado marco del mercado eléctrico regional**

Guatemala en 1996 se suscribe al tratado y sus protocolos, en el cual se indica que en común acuerdo los gobiernos de América Central firmaron los mismos, para crear un mercado que permita a los agentes de la región comercializar energía, el cual iría en gradual crecimiento.

De modo que los fundamentos en que se basa el TMMEAC y por consiguiente sus reglamentos y la vida del MER, son:

- Competencia: libertad en el desarrollo de las actividades con base en las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad: evolución progresiva mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los organismos regionales.

- Reciprocidad: derecho de cada Estado de aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad. (SG-SICA, 1996, p. 2)

### **7.3.2. Reglamento del mercado eléctrico regional**

Son todas las normas que sirven para regular el actuar operativo y comercial de los distintos actores del MER, fue emitido por la CRIE en el uso de sus capacidades otorgadas por el TMMEAC.

El RMER está distribuido en cinco libros, cada libro tiene un propósito específico, pero en su conjunto siempre se complementan entre ellos.

### **7.3.3. Estructura del mercado eléctrico regional**

Todos los actores de las distintas naciones suscritas al tratado forman parte del MER, así como las instituciones supranacionales que se encargan de la regulación y operación.

#### **7.3.3.1. Comisión regional de interconexión eléctrica**

“La CRIE es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional” (SG-SICA, 1996, p. 19), con autonomía en su actuar y presupuesto para realizar sus actividades con neutralidad, equidad y claridad en su actuar. Sus máximas autoridades son un comisionado nombrado por cada estado por un período de cinco años prorrogables.

Puesto que el TMMEAC sienta los fundamentos del MER y por consiguiente crea la organización que regule el mismo con las siguientes capacidades:

- Regular el funcionamiento del Mercado, emitir todos los reglamentos necesarios.
- Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado.
- Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.
- Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente.
- Resolver los conflictos entre agentes, derivados de la aplicación de este Tratado.
- Habilitar a las empresas como agentes del Mercado.
- Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado. (SG-SICA, 1996, p. 6)

### **7.3.3.2. Ente operador regional**

“El EOR es el ente operador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional” (SG-SICA, 1996, p.

6), con autonomía en su actuar y presupuesto para realizar sus funciones neutralidad, equidad y claridad en su actuar.

Puesto que el TMMEAC sienta los fundamentos del MER y por consiguiente crea la organización que opere el mismo con las siguientes capacidades:

- Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, con el fin de alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.
- Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado. (SG-SICA, 1996, p. 7)

#### **7.3.3.3. Agentes del mercado eléctrico regional**

Todas las organizaciones públicas o privadas que estén registradas o reconocidas en cada nación y realicen alguna actividad en: generación, transporte, distribución, comercialización y consumo, forman implícitamente parte del MER.

Los transportistas son los únicos agentes del MER que no realizan operaciones comerciales y los demás pueden participar en dichas actividades siempre que no estén verticalmente integradas para permitir la separación de funciones entre las actividades y de esta cuenta fomentar un mercado competitivo.

#### **7.3.4. Productos y servicios del mercado eléctrico regional**

De acuerdo con el RMER en su Libro I numeral 1.4.3.1 lo que se comercializa en el MER es:

- Energía eléctrica.
- Servicios Auxiliares.
- El servicio por la transmisión.
- El servicio por operación.
- El servicio por regulación.

#### **7.3.5. Funcionamiento del mercado eléctrico regional**

Dado que el MER, es un mercado común en Centroamérica, la forma de funcionar es de manera coordinada entre los OS y OM de cada nación y el EOR para todo el conjunto de operaciones comerciales que se realicen entre los diferentes agentes.

El MER es un mercado que se basa para su programación y conciliación en precios y no en costos y por ello utiliza la metodología donde el precio en un nodo es “el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía” (CRIE, 2005, p. 123) en ese nodo. Todos los puntos o nodos donde se realizan las operaciones de intercambio se le conoce como RTR.

#### **7.3.5.1. Mercado de oportunidad regional**

Es un mercado regional con condiciones comerciales y jurídicas equitativas y claras en el cual los participantes realicen operaciones comerciales en forma horaria en, un nodo cualquiera de la RTR para un día en adelante, sin tener asociada una contraparte.

De modo que los operadores de cada nación trasladan la información horaria de las ofertas de transacciones de oportunidad (previamente validado y verificado los respaldos de energía y vigencias de garantías económicas) para el día en adelante de sus agentes nacionales al EOR. La optimización económica de las ofertas presentadas da origen a las transacciones en el MOR.

De manera que es el EOR la entidad encargada de realizar la programación, coordinación, conciliación y liquidación de las ofertas de transacciones por oportunidad o flexibilizaciones parciales o totales.

#### **7.3.5.2. Mercado de contratos regional**

Es un mercado regional con condiciones comerciales y jurídicas equitativas y claras para que los agentes realicen transacciones en forma horaria en, un nodo cualquiera de la RTR para un día en adelante, con una contraparte claramente definida, en cualquier nodo de la RTR.

De modo que los operadores de cada nación trasladan la información horaria de las ofertas de transacciones de contratos (previamente validado y verificado los respaldos de energía y vigencias de garantías económicas) para el día en adelante de sus agentes nacionales al EOR.

Los contratos son de carácter confidencial y en ellos los agentes definen su precio y en qué condiciones realizan su manejo del riesgo del abastecimiento ya que el compromiso será entre ellos.

El agente que decide vender en un contrato adquiere el compromiso de cumplir su venta que especifica el contrato, ya sea con adquisiciones en el MOR o con su energía. Mientras que el agente que decide comprar en un contrato adquiere el compromiso de cumplir su compra que especifica el contrato, ya sea que la ceda en el MOR o la retire.

De manera que es el EOR la entidad encargada de realizar la programación y coordinación, pero la conciliación de la energía del contrato le corresponde a los que celebraron el mismo, de acuerdo con sus condiciones.

### **7.3.5.3. Sistema de precios nodales**

Todas las operaciones comerciales del MER se valorizan por el método de precios, “que son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la RTR” (CRIE, 2005, p. 139).

Para gran parte de las liquidaciones en las operaciones comerciales “se utilizan los precios nodales ex-ante, calculados en el predespacho regional y se utilizan los precios nodales ex-post calculados en el posdeshpacho regional como base para conciliar las transacciones por desviaciones en tiempo real” (CRIE, 2005, p. 86).

#### **7.3.5.4. Sistema de medición comercial regional**

El SMCR son todo el conjunto de medidores comerciales que existen en la RTR instalados por todos los agentes y su función es la de interrogar, descargar, procesar y almacenar toda la información relativa a la energía en algún nodo para poder conciliar y liquidar las operaciones comerciales del MER.

#### **7.3.5.5. Predespacho regional**

Debido a que habitualmente existe una coordinación entre los OS y OM de las naciones y el EOR para la planificación de las transacciones, este informe se elabora con periodicidad diaria y contiene las ofertas programadas de: contratos, oportunidad, el neto de ellas; los flujos, precios antes de la operación, entre otros.

#### **7.3.5.6. Conciliación diaria programada**

En consecuencia, de las ofertas programadas de contratos y oportunidad, el EOR elabora un reporte con periodicidad diaria, el cual contiene los datos reales del despacho de las ofertas de: contratos, oportunidad y las ofertas flexibilizadas, el cargo en el MOR por el cumplimiento del contrato, el monto por derecho u obligación por el uso de la red, entre otros.

#### **7.3.5.7. Conciliación diaria en tiempo real**

Una vez haya pasado la operación y con el objetivo de valorizar las desviaciones, que se producen por cada área de control, el EOR elabora un reporte con periodicidad diaria, el cual contiene los datos reales de las

desviaciones por nación y no por nodo interconector, así como la clasificación de estas.

### 7.3.5.8. Posdespacho regional

Finalmente, el EOR elabora con periodicidad diaria un reporte el cual contiene los datos reales de la medición, así como los flujos reales en los puntos de medida, precios después de la operación, entre otros.

## 7.4. Cambios en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el sistema eléctrico regional

En consecuencia, del crecimiento y fortalecimiento gradual el MER ha tenido modificaciones algunas de forma y otras de contenido que tratan de reflejar de mejor forma las condiciones operativas actuales. Todos estos procesos son públicos, en los cuales participan todos los actores del mercado puesto que los involucra. Uno de los procesos más importantes que sucedieron en los últimos años, fue el paso del RMER con el PDC al RMER sin el PDC.

A causa de este cambio es que los desvíos de energía tienen otra forma de clasificarse como se puede observar en la Tabla I.

Tabla I. **Cuadro comparativo entre RMER con PDC y sin PDC**

Insumo	RMER con PDC	RMER sin PDC
Clasificación de desviaciones	Las transacciones por desviaciones en tiempo real por área de control se clasificarán en dos tipos: normales y graves	Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en: normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves

Fuente: elaboración propia.

En consecuencia, por la nueva forma de la clasificar los desvíos de energía también se modifica las reglas de conciliación como se puede observar en la Tabla II.

Tabla II. **Nuevas reglas de conciliación**

<b>Desviación</b>	<b>Energía en exceso</b>	<b>Energía en defecto</b>
Desviaciones normales y desviaciones significativas autorizadas	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM paga la reducción de la exportación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control
	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM paga por la importación adicional valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al promedio ponderado del precio ex post del área de control
Desviaciones graves con área de control responsable de la falla y desviaciones significativas autorizadas y desviaciones significativas no autorizadas	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación.	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM paga la reducción de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control
	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM paga por la importación adicional valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM no recibirá devolución por la reducción de la importación.
Desviaciones graves con área de control responsable de la falla	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control	Si el intercambio programado es de exportación: El OS y OM no paga por la reducción de la exportación.
	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM no paga por la importación adicional.	Si el intercambio programado es de importación: El OS y OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al doble del promedio ponderado del precio ex post del área de control

Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la asignación neta se verá afectada por las nuevas reglas de conciliación como se puede observar en la Tabla III.

Tabla III. Nuevos esquemas de conciliación

Tipo de desviación	Cálculo de la conciliación de desviaciones en tiempo real	Asignación neta
Mientras solo haya desviaciones normales y desviaciones significativas autorizadas	$\text{Neto\_Conc\_Desvi\_NSA} = \sum_{A=1}^m \text{Conc Desvi NSA}_A$ <p>m = número total de áreas</p>	$\text{Asignación\_NSA}_A = \frac{ \text{Desvi}_A }{\sum_{A=1}^m  \text{Desvi}_A } * \sum_{A=1}^m \text{Conc Desvi NSA}_A$ <p>Si es déficit:</p>
Mientras se presenten desviaciones graves, desviaciones significativas autorizadas y desviaciones significativas no autorizadas	$\text{Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA} = \sum_{A_{nsa}=1}^{nsa} \text{Conc Desvi NSA}_{A_{nsa}} + \sum_{A_{gnsa}=1}^{gnsa} \text{Conc Desvi GSNA}_{A_{gnsa}}$ <p>nsa = número total de áreas con desviaciones normales y significativas autorizadas. gnsa = número total de áreas con desviaciones graves y significativas no autorizadas.</p>	$\text{Asignación\_GSNA}_A = \frac{ \text{Desvi}_A }{\sum_{A=1}^Q  \text{Desvi}_A } * (\text{Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA})$ <p>Q = número de área de control con desviaciones graves responsable de la falla o resultaron no autorizados.</p> <p>Si es superávit:</p> $\text{Asignación\_NSAyGNRF}_A = \frac{ \text{Desvi}_A }{\sum_{A=1}^k  \text{Desvi}_A } * (\text{Neto\_Conc\_Desvi\_NSAyGSNA})$ <p>k = número de área de control con desviaciones normales, significativas autorizadas y graves excepto los OS y OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.</p>

Fuente: elaboración propia.

A manera de conclusión de las tablas anteriores se observa que los cambios introducidos en las modificaciones están enfocados en incentivar o castigar económicamente a las áreas de control de acuerdo con la clasificación de la desviación para cada hora.

## **8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDOS**

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

### **1. MARCO REFERENCIAL**

1.1. Estudios previos (recientes)

1.2. Antecedentes

### **2. MARCO TEÓRICO**

2.1. Regulación del Mercado Eléctrico en Guatemala

2.1.1. Marco regulatorio nacional

2.1.2. Estructura del sector eléctrico guatemalteco

2.1.2.1. Ministerio de energía y minas

2.1.2.2. Ente regulador

2.1.2.3. Operador de sistema y operador de mercado

2.1.2.4. Agentes del mercado mayorista

2.1.2.5. Productos y servicios del mercado eléctrico mayorista

- 2.2. Funcionamiento del mercado eléctrico en Guatemala
  - 2.2.1. Predespacho y redespacho
  - 2.2.2. Operación en tiempo real
  - 2.2.3. Posdespacho
  - 2.2.4. Interconexiones del sistema nacional interconectado
- 2.3. Regulación del Mercado Eléctrico Regional
  - 2.3.1. Tratado marco del mercado eléctrico regional
  - 2.3.2. Reglamento del mercado eléctrico regional
  - 2.3.3. Estructura del mercado eléctrico regional
    - 2.3.3.1. Comisión regional de interconexión eléctrica
    - 2.3.3.2. Ente operador regional
    - 2.3.3.3. Agentes del mercado eléctrico regional
  - 2.3.4. Productos y servicios del mercado eléctrico regional
  - 2.3.5. Funcionamiento del mercado eléctrico regional
    - 2.3.5.1. Mercado de contratos regional
    - 2.3.5.2. Mercado de oportunidad regional
    - 2.3.5.3. Sistema de precios nodales
    - 2.3.5.4. Sistema de medición comercial regional
    - 2.3.5.5. Predespacho Regional
    - 2.3.5.6. Conciliación diaria programada
    - 2.3.5.7. Conciliación diaria en tiempo real
    - 2.3.5.8. Posdespacho regional
- 2.4. Cambios en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional

### 3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- 3.1. Enfoque
- 3.2. Alcances

- 3.3. Diseño de investigación
- 3.4. Unidades de análisis
- 3.5. Variables
- 3.6. Fases del estudio
  - 3.6.1. Fase 1: investigación bibliográfica
  - 3.6.2. Fase 2: recopilación de la información
  - 3.6.3. Fase 3: cálculo de la información
  - 3.6.4. Fase 4: comparación de los resultados
  - 3.6.5. Fase 5: interpretación y discusión de los resultados
- 3.7. Técnicas de análisis
  - 3.7.1. Herramientas de análisis

#### 4. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

APÉNDICES

ANEXOS



## **9. METODOLOGÍA**

Los aspectos sobre las características del estudio necesarios para el análisis de la presente investigación se abordan a continuación, los cuales tienen como finalidad identificar los métodos y técnicas de investigación a utilizar para la estimación del impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el 2019.

### **9.1. Enfoque**

El enfoque de la investigación será cuantitativo, puesto que usa la recolección de la información de los montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones, que son cantidades expresadas en dólares y por lo tanto se utilizará la medición numérica y el análisis estadístico.

### **9.2. Alcances**

Como el objetivo es centrarse en la estimación y posteriormente en la comparación de los montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones en Sistema Regional Eléctrico en el año 2019 para Guatemala con dos metodologías de cálculo, la vigente hasta el año 2018 y la que está en vigencia actualmente, la presente investigación es de tipo explicativa.

### **9.3. Diseño de investigación**

El diseño adoptado será experimental, para estimar el impacto de las desviaciones se debe realizar un cálculo producto de utilizar dos diferentes metodologías del cálculo de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real vigente, es decir que se manipularán las variables para encontrar nuevos montos de desviación, los montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones en el Sistema Eléctrico Regional para el año 2019 para Guatemala

De acuerdo con lo anteriormente descrito la presente investigación no se centrará en comprobar una hipótesis.

### **9.4. Unidades de análisis**

Para la presente investigación, la población de estudio son las desviaciones de energía eléctrica y sus montos de desviación, montos asignación neta desviaciones y el total monto asignación desviaciones, de la cual se extraerán muestras en forma estratificado, es decir, que se seleccionará la información de todas las horas de 3 meses, los cuales representan las estacionalidades que se tienen en Guatemala, las cuales son: seca, intermedia y lluviosa, a manera de simular adecuadamente las diferentes condiciones de transacciones y operaciones de estas.

### **9.5. Variables**

Identificar las variables es importante para la presente investigación porque muestran cómo se relacionan entre sí, a continuación, se describen las variables identificadas:

¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019?

Tabla IV. **Variables de pregunta auxiliar 1**

<b>Variable</b>	<b>Definición Teórica</b>	<b>Definición Operativa</b>
<b>Monto Desviación (\$)</b>	Es la valorización de la desviación neta de energía para cada hora.	\$ por MWh en concepto de cargo o abono por las desviaciones en tiempo real para cada hora.
<b>Monto Asignación Neta Desviaciones (\$)</b>	Es un valor asignado proporcionalmente a cada OS y OM para cada hora del resultado neto de la conciliación de las desviaciones.	\$ por MWh en concepto de cargo o abono asignado proporcionalmente por el resultado neto de las desviaciones en tiempo real.
<b>Total Monto Asignación Desviaciones (\$)</b>	Es la suma algebraica del Monto Desviación y Monto Asignación Neta Desviaciones.	\$ por MWh en concepto de cargo o abono total por las desviaciones en tiempo real para cada hora.

Fuente: elaboración propia.

¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?

Tabla V. **Variables de pregunta auxiliar 2**

<b>Variable</b>	<b>Definición Teórica</b>	<b>Definición Operativa</b>
<b>Clasificación de la Desviación</b>	Es el tipo de desviación asignada por el EOR, que pueden ser: normal, significativa autorizada, significativa no autorizada o graves para cada área de control y para cada hora	Se contabilizará el número (#) de desviaciones.

Fuente: elaboración propia.

¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?

Tabla VI. **Variables de pregunta auxiliar 3**

<b>Variable</b>	<b>Definición teórica</b>	<b>Definición operativa</b>
<b>Clasificación de la Desviación</b>	Es el tipo de desviación asignada por el EOR, que pueden ser: normal, significativa autorizada, significativa no autorizada o graves para cada área de control y para cada hora	Se contabilizará el número (#) de desviaciones.
<b>Total Monto Asignación Desviaciones (\$)</b>	Es la suma algebraica del Monto Desviación y Monto Asignación Neta Desviaciones.	\$ por MWh en concepto de cargo o abono total por las desviaciones en tiempo real para cada hora.

Fuente: elaboración propia.

## **9.6. Fases del estudio**

Con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados, la presente investigación se divide en 5 fases de estudio.

### **9.6.1. Fase 1: investigación bibliográfica**

En esta primera fase se realizará una investigación documental, para tener los conocimientos normativos nacionales como regionales especialmente para poder comparar las metodologías de cálculo para la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.

### **9.6.2. Fase 2: recopilación de la información**

Posteriormente a tener el soporte normativo, se realizará la recopilación de toda la información concerniente a las desviaciones en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional para el año 2019 y que cumpla el criterio de muestreo estratificado.

### **9.6.3. Fase 3: cálculo de la información**

Con la información recopilada se realizará el cálculo de las desviaciones de energía eléctrica para cada periodo de mercado de la muestra al cual se le aplica la metodología de la Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real vigente en el año 2018.

### **9.6.4. Fase 4: comparación de los resultados**

Al tener los cálculos realizados con la metodología vigente del año 2018 se realizará la comparación de las desviaciones de energía eléctrica con los datos publicados por el EOR para los mismos meses seleccionados en la muestra del año 2019.

### **9.6.5. Fase 5: interpretación y discusión de los resultados**

Finalmente se realizará la interpretación y discusión de los resultados obtenidos de la comparación de los valores obtenidos en los cálculos contra los publicados por el EOR.

## **9.7. Resultados esperados**

De la aplicación de diferentes metodologías de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real se espera encontrar diferencias entre los totales de los montos de asignación desviaciones calculados con la metodología vigente en el 2018 y la vigente actualmente.

Por el cambio de la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real de se espera encontrar desviaciones significativas no autorizadas para el año 2019.

Por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas se espera encontrar diferencias entre los totales de los montos de asignación desviaciones calculados con la metodología vigente en el 2018 y la vigente actualmente.

## 10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS

Dado que las variables descritas en el capítulo metodología son valores numéricos, el análisis de estas será a través de una serie de herramientas con base en la estadística descriptiva enfocada en escalas de medidas cuantitativas.

De manera que, para el estudio de las variables de monto de desviaciones, monto asignación neta desviaciones, total monto asignación desviaciones y clasificación de las desviaciones, se utilizarán series de tiempo de los meses del año 2019 ya que es información histórica.

De forma tal que, de aplicar el diseño experimental propuesto, los valores obtenidos de las variables serán analizados con series de tiempo denominadas series de tiempo calculadas y posteriormente se comparará contra las series de tiempo históricas (datos públicos sin manipular).

Con el objetivo de analizar las series de tiempo, se utilizarán medidas de posición central y medidas de dispersión absolutas, que permiten observar el comportamiento de las variables. La única medida de interés de posición central es la media aritmética, puesto que nos permite observar el centro o punto en el que gravitan los conjuntos de datos analizados. Las medidas de interés de dispersión absolutas son: la varianza y desviación típica, puesto que nos permite observar que tan dispersa está el conjunto de datos analizados.

## **10.1. Herramientas de análisis**

De manera que para poder aplicar las técnicas de análisis anteriormente descritas es necesario contar con la información de las variables en forma ordenada y para el caso de las variables calculadas será necesario de igual forma contar con la información ordenada y procesada.

Las herramientas que nos permiten alcanzar este objetivo son: tabla de monto de desviaciones, tabla de monto asignación neta desviaciones, tabla de total monto asignación desviaciones y tabla de clasificación de las desviaciones y su recurrencia, esto aplica tanto para las variables históricas como para las calculadas.

Finalmente, entre las herramientas estadísticas a utilizar, se tiene la hoja de datos históricos, la hoja de datos calculados y la hoja de datos comparativos, las cuales tendrán los datos de las series de tiempo, las medidas de posición y dispersión.

Para visualizar los resultados obtenidos de la hoja datos históricos, hoja datos calculada y hoja de datos comparativo, se utilizarán las representaciones gráficas que mejor se ajusten para describir el comportamiento estadístico de las variables, entre las cuales tenemos: diagramas de barras, diagrama de Pareto, polígonos acumulativos de frecuencias o diagramas de tallo y hojas.

## 11. CRONOGRAMA

A continuación, se presenta la Tabla V que contiene el detalle propuesto de las fases para la realización de la presente investigación.

Tabla VII. **Cronograma de actividades**

Actividad	2022								2023																																																				
	Noviembre				Diciembre				Enero			Febrero				Marzo			Abril			Mayo				Junio			Julio																																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39																						
Fase 1: investigación bibliográfica	■																																																												
Fase 2: recopilación de datos					■																																																								
Fase 3: cálculo de la información									■																																																				
Fase 4: comparación de resultados													■																																																
Fase 5: interpretación y discusión de los resultados																■																																													
Redacción final																			■																																										
Artículo científico																									■																																				
Elaboración y preparación de predefensa de tesis																												■																																	

Fuente: elaboración propia.

El flujo de trabajo propuesto para la solución está acorde a las fases de la investigación, especificado en la metodología de la investigación.



## 12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Los costos estimados de la investigación se muestran en la Tabla V, el recurso humano a utilizar no supondrá un desembolso económico para el investigador. La financiación de los recursos tecnológicos, servicios y materiales quedará a cargo por parte del investigador, con recursos propios.

Tabla VIII. **Costos de la investigación**

No.	Tipo	Descripción	Costo Unitario	Cantidad	Unidad	Total	%	Fuentes de Financiamiento
1	Humano	Honorarios tesista	Q 300.00	250	H	Q 75,000.00	61.2%	Valor teórico, estimado con base a servicios profesionales
2	Humano	Honorarios Asesor	Q 500.00	45	H	Q 22,500.00	18.4%	Valor teórico, estimado con base a servicios profesionales
3	Tecnológico	Computadora	Q 6,500.00	1	U	Q 6,500.00	5.3%	Equipo propio
4	Tecnológico	Impresora	Q 2,000.00	1	U	Q 2,000.00	1.6%	Equipo propio
5	Tecnológico	Licencia Microsot Office 365	Q 400.00	1	U	Q 400.00	0.3%	Financido por el investigador
6	Servicio	Internet	Q 320.00	9	M	Q 2,880.00	2.3%	Financido por el investigador
7	Servicio	Energía Eléctrica	Q 1.45	600	H	Q 870.00	0.7%	Financido por el investigador
8	Materiales	Tinta de impresora	Q 400.00	3	C	Q 1,200.00	1.0%	Financido por el investigador
9	Materiales	Hojas tamaño carta papel bond	Q 75.00	1	U	Q 75.00	0.1%	Financido por el investigador
Imprevistos 10%)						Q 11,142.50	10%	Financido por el investigador
<b>Total</b>						Q 122,567.50		

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la información de la Tabla V y que se consideran los montos del recurso humano como ad honorem, por tanto, se puede concluir que realizar la presente investigación es factible.



### 13. REFERENCIAS

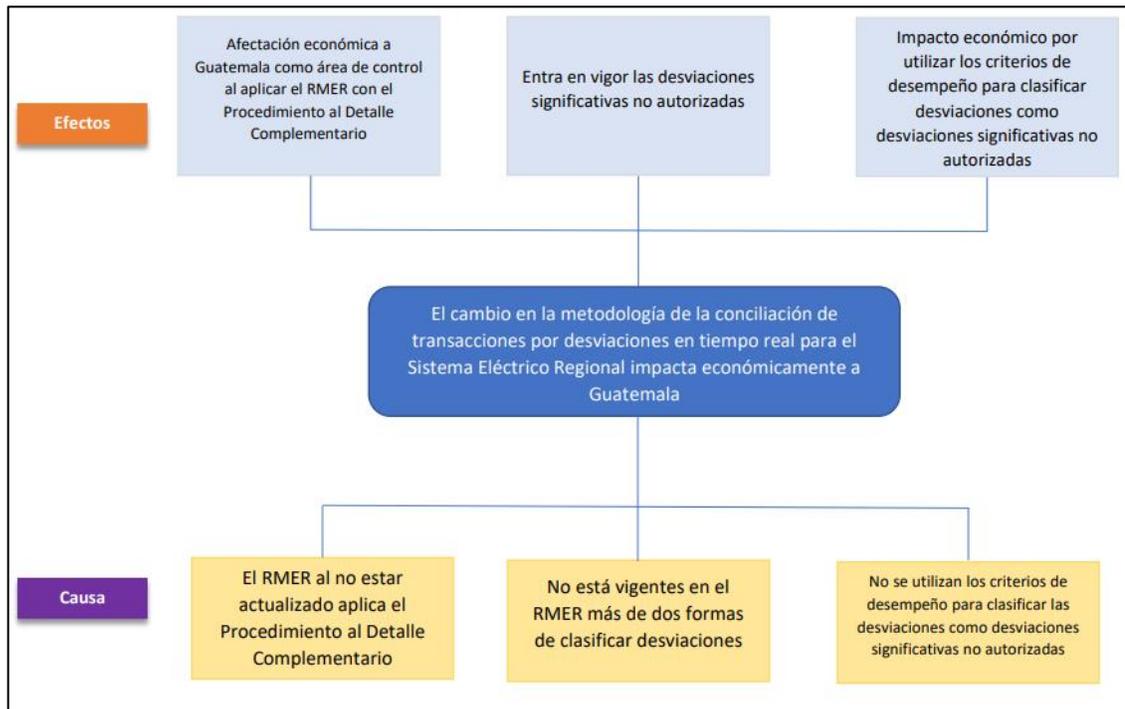
1. Acuerdo Gubernativo No. 299-98. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Organismo Ejecutivo. Guatemala. 25 de mayo de 1998.
2. CRIE. (2005). Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. Guatemala: CRIE.
3. Decreto No. 114-97. Ley del Organismo Ejecutivo. Capítulo I. Disposiciones Generales. Congreso de la República de la Guatemala. Guatemala. 12 de diciembre de 1997.
4. Decreto No. 93-96. Ley general de electricidad. Congreso de la República de la Guatemala. Guatemala. 16 de octubre de 1996.
5. Henry, L. (24 de febrero de 2014). Avanza el mercado eléctrico en Centroamérica [Mensaje de blog]. Recuperado de <https://www.estrategiaynegocios.net/centroamericaymundo/avanza-el-mercado-electrico-en-centroamerica-BJEN469668>.
6. Resolución 157-13. Norma de Coordinación Operativa No. 2. Administrador del Mercado Mayorista. Guatemala. 30 de octubre de 2000.
7. Resolución CRIE-06-2017. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Guatemala. 9 de marzo de 2017.

8. Resolución CRIE-109-2018. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2018). Guatemala. 13 de diciembre de 2018.
9. Resolución CRIE-68-2016. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2016). Guatemala. 21 de noviembre de 2016.
10. Sistema de Integración Centroamericana. (1996). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. Panamá: Autor.
11. Tovar, J. y Ventura, V. (2016). Análisis de opciones para incrementar las transacciones de energía eléctrica por la interconexión México-Guatemala-Centroamérica. Ciudad de México, México: Naciones Unidas. Recuperado de [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40123/S1600483\\_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/40123/S1600483_es.pdf?sequence=1&isAllowed=y).
12. Vargas, A. (julio, 2015). Trayectoria tecnológica de los mercados eléctricos en Centroamérica. *Revista de Política Económica y Desarrollo Sostenible*, 1(1), 3, 1-23. Recuperado de doi:<https://doi.org/10.15359/peds.1-1.1>.

## 14. APÉNDICES

A continuación, se encuentra el instrumento árbol del problema utilizado como guía para la elaboración de esta investigación.

### Apéndice 1. Árbol del problema



Fuente: elaboración propia.

A continuación, se encuentra el instrumento matriz de coherencia utilizado como apoyo para la elaboración de esta investigación.

## Apéndice 2. Matriz de coherencia

TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN	PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN	OBJETIVOS
DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019.	Existen factores en el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional que tienen un impacto económico para Guatemala en el año 2019.	<p><b>Principal</b> ¿Cuál es el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019?</p> <p><b>Específicas</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Qué afectación económica existe para Guatemala como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional en el año 2019?</li> <li>2. ¿Cuántas desviaciones significativas no autorizadas existen para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?</li> <li>3. ¿Cuál es el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real?</li> </ol>	<p><b>General</b> Estimar el impacto económico por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real en el Sistema Eléctrico Regional para Guatemala en el año 2019.</p> <p><b>Específicos</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar la afectación económica para Guatemala en el año 2019 como área de control por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.</li> <li>2. Cuantificar la cantidad de desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.</li> <li>3. Evaluar el impacto económico por la aparición de las desviaciones significativas no autorizadas para Guatemala en el año 2019 por el cambio en la metodología de la conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real.</li> </ol>

Fuente: elaboración propia.