



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

**DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE LA  
CALIDAD EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN CON RELACIÓN A LA DISPONIBILIDAD DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

**Cristian Salvador Velásquez Córdón**  
Asesorado por el Ing. Luis Manuel Pérez Archila

Guatemala, octubre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN CON RELACIÓN A LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**CRISTIAN SALVADOR VELÁSQUEZ CORDÓN**  
ASESORADO POR EL ING. LUIS MANUEL PÉREZ ARCHILA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

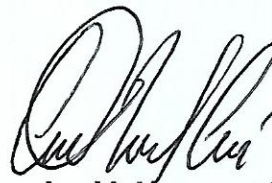
DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzman Salazar
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Luis Manuel Pérez Archila
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

## 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 LA INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN CON RELACIÓN A LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudio de Postgrado, con fecha 8 de agosto de 2018.



**Cristian Salvador Velásquez Córdón**

Guatemala, 10 de septiembre de 2018.

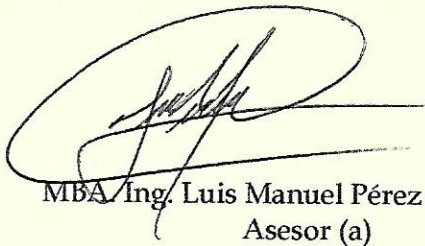
Director  
Otto Fernando Andrino González  
Escuela de Ingeniería Eléctrica  
Presente.

Estimado Director:

Reciba un atento y cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado los cursos aprobados del primer año y el Diseño de Investigación del (la) estudiante **Cristian Salvador Velásquez Cordón** carné número **201212639**, quien optó 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 Energía y Ambiente.

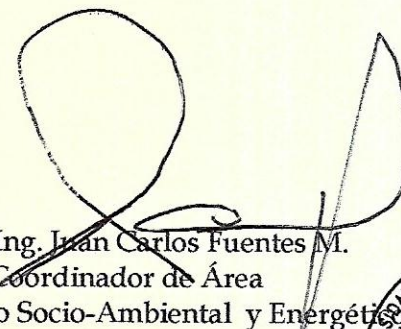
Y si habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente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

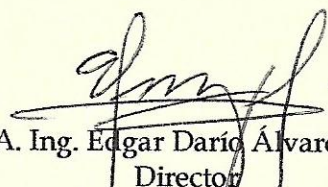
Sin otro particular, atentamente,

  
MBA/ Ing. Luis Manuel Pérez Archila  
Asesor (a)

**Luis Manuel Pérez Archila**  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 11492

"Id y Enseñad a Todos"

  
MSc. Ing. Juan Carlos Fuentes M.  
Coordinador de Área  
Desarrollo Socio-Ambiental y Energético

  
M.A. Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí  
Director  
Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería



Cc archivo/LZ.LA.

**RESOLUCIÓN DE JUNTA DIRECTIVA:** Proceso de Graduación aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011.



El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística de su Proyecto de Graduación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN CON RELACIÓN A LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA presentado por el estudiante universitario CRISTIAN SALVADOR VELÁSQUEZ CORDÓN, considerando que el protocolo es viable para realizar el Diseño de Investigación procedo aprobarlo, ya que cumple con los requisitos establecidos por la Facultad de Ingeniería.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Otto Fernando Andrino González  
Director

Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

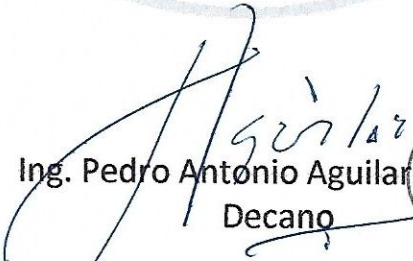




DTG. 429.2018

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **“DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: EVALUACIÓN DEL PROCESO DE MEDICIÓN DE LA CALIDAD EN EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN CON RELACIÓN A LA DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA”**, presentado por el estudiante universitario: **Christian Salvador Velásquez Cordón**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano



Guatemala octubre de 2018.

/echm

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	V
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ANTECEDENTES .....	3
2.1. Regulación legal en Guatemala.....	7
2.1.1. Nomas técnicas del servicio de distribución.....	10
3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	15
3.1. Descripción del problema .....	15
3.2. Formulación del problema .....	16
3.2.1. Pregunta de investigación central .....	16
3.2.2. Preguntas de investigación auxiliares .....	16
3.3. Delimitación.....	16
4. JUSTIFICACIÓN .....	19
5. OBJETIVOS .....	21
5.1. General .....	21
5.2. Específicos.....	21
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN .....	23
7. MARCO TEÓRICO .....	25
7.1. Calidad de la energía eléctrica .....	25



7.1.1.	Fijación de planes incentivo .....	28
7.1.2.	Valoración según el tipo de consumidor .....	32
7.2.	Influencias .....	34
7.2.1.	ento de la continuidad .....	39
7.2.2.	Limitantes .....	46
7.2.2.1.	Zonas urbanas vs zonas rurales .....	47
7.2.2.2.	Estacionalidad de la demanda .....	48
7.2.2.3.	Consumidores heterogéneos .....	48
7.2.2.4.	Asimetría Informativa .....	48
7.2.2.5.	Especificidad de las inversiones .....	49
7.3.	Indicador de calidad del servicio.....	53
7.3.1.	Componentes fundamentales de un indicador.....	56
7.3.1.1.	Claro .....	57
7.3.1.2.	Relevante .....	57
7.3.1.3.	Económico.....	57
7.3.1.4.	Monitoreable.....	57
7.3.1.5.	Adecuado .....	59
7.3.1.6.	Aporte marginal .....	59
7.3.2.	Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala .....	59
7.3.2.1.	Frecuencia media de Interrupción por kVA (FMIK).....	60
7.3.2.2.	Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK) .....	61
7.3.2.3.	Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU).....	61
7.3.2.4.	Tiempo de interrupción por Usuario (TIU) .....	62
7.3.2.5.	Índices globales.....	62

	7.3.2.6.	Índices individuales .....	64
	7.3.2.7.	Indemnización por fallas de larga duración.....	65
7.4.		Error en el proceso de medición .....	66
	7.4.1.	Incertidumbre sistemática.....	67
		7.4.1.1. Instrumentales .....	68
		7.4.1.2. De observación.....	68
		7.4.1.3. De medio ambiente .....	68
		7.4.1.4. Teóricas.....	68
	7.4.2.	Incertidumbres aleatorias .....	68
	7.4.3.	Descripción de la metodología actual.....	70
8.		PROPUESTA DE ÍNDICE.....	73
9.		METODOLOGÍA .....	77
	9.1.	Tipo de estudio .....	77
		9.1.1. Diseño exploratorio.....	77
		9.1.2. Diseño descriptivo .....	77
	9.2.	Variables .....	78
		9.2.1. Disponibilidad.....	78
		9.2.1.1. Indicadores .....	78
		9.2.2. Proceso de medición .....	78
		9.2.2.1. Indicadores .....	79
10.		TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	81
	10.1.	Desarrollo documental .....	81
	10.2.	Entrevista .....	82
	10.3.	Encuesta .....	83
	10.4.	Muestreo de casos extremos.....	84

11.	CRONOGRAMA .....	85
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO .....	87
13.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	89
14.	APÉNDICES .....	93

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Costo Social Neto de la Calidad .....	42
2.	Costo asignado por las fallas.....	45
3.	Indicador de calidad del servicio.....	54
4.	Componentes fundamentales de un indicador .....	56
5.	Cronograma de actividades.....	85

### TABLAS

I.	Indicador de continuidad de servicio .....	55
II.	Índices globales .....	62
III.	Índices individuales.....	64
IV.	Factibilidad del estudio .....	87



## 1. INTRODUCCIÓN

El presente documento pretende abordar la problemática que existe en torno a los procesos establecidos de medición de la calidad del servicio técnico de distribución de energía, que se mide en términos de continuidad del servicio.

Dicha problemática surge a partir de las mediciones correspondientes al indicador de calidad del servicio de energía son realizadas por la empresa que distribuye la energía eléctrica, y por tanto la información que se presenta por las empresas distribuidoras puede ser alterada por las mismas, con el afán de tener mejores indicadores globales de servicio ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y evitar así , ser sancionadas.

La importancia del presente análisis radica en determinar los factores que influyen en la disponibilidad de energía eléctrica y el proceso de medición de los indicadores que evalúan la calidad en torno a este aspecto. De tal forma que se brinde una perspectiva a profundidad que permita al usuario regulado en baja tensión poder verificar que la información brindada por la empresa distribuidora es real y correcta, y que tenga de esta manera, herramientas para exigir sus derechos como usuario final. Se aborda como punto de partida, el panorama actual respecto al indicador de continuidad de servicio, describiendo qué es lo que se mide y el procedimiento actual para hacerlo. Posteriormente, se examinan los parámetros de control del instrumento de medición, los errores que se presentan en el proceso de medición y la exactitud de este proceso; de tal forma que se pueda señalar aquellos puntos que deben ser mejorados por el ente regulador para la protección de los usuarios.



## 2. ANTECEDENTES

A lo largo del desarrollo de los sistemas de distribución de energía eléctrica ha surgido la interrogante ¿Cuánto dinero se debe invertir en prevención para compensar el riesgo de que se produzcan fallos? La respuesta depende de la naturaleza de cada empresa. El primer paso consiste entonces en comprender la naturaleza de los problemas y qué pérdidas pueden ocasionar a los diferentes tipos de usuarios. (Chapman, 2001)

Tradicionalmente las empresas de electricidad solo han considerado la regulación de tensión como único parámetro para medir la calidad de la misma, sin embargo, esta es una condición de estado estacionario que por sí sola no refleja la gran cantidad de disturbios que pueden afectar los equipos del usuario. Es por esto que son cada vez más países los que adoptan sistemas de control que evalúan otros parámetros de servicio técnico. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Se debe tener en cuenta que en ocasiones mejorar la calidad del servicio a un grupo de usuarios puede inequitativamente empeorar la de otros usuarios o aumentarles los costos del servicio. En este caso, tomar soluciones al lado del usuario es preferible. Los estudios típicos de confiabilidad adelantados por las empresas de electricidad evalúan:

- Número de interrupciones al año.
- Causas.
- Número de usuarios afectados.
- Duración de las interrupciones.



- Carga interrumpida.
- Tasa de falla por equipo. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

A principios de los años noventa el sector eléctrico guatemalteco entra en un período de recortes energéticos, y es a mediados de los años noventa que el sector eléctrico guatemalteco, que antes podía realizar las actividades de la cadena de suministro eléctrico de manera individual o combinada, entró en un proceso de desintegración vertical. Esto con el objetivo principal de incrementar la eficiencia de los servicios prestados a los usuarios, el abastecimiento del servicio de manera viable tanto en su operatividad como financieramente. (García Rendón & Pérez Botero, 2005) Las empresas eran de orden municipal, regional

y/o nacional y en ese contexto no existía una clara separación de funciones por parte del Estado como fijador de políticas, ente regulador y empresario, lo cual proveía estímulos perversos a los administradores, que afecta la eficiencia y fomenta la toma de decisiones de manera preferencial/ (Melo & Espinosa, 2005)

La teoría económica indica que la integración vertical, es decir tener control de las empresas de toda la cadena de suministro de algún producto, que representa una disminución en los costos de transacción que genera economías de escala y de ámbito, puede llegar a facilitar prácticas comerciales poco competitivas permitiendo a dueños de instalaciones esenciales extender el poder que ejercen sobre el mercado, y podría llegar a presentar una posición dominante de carácter abusivo y generar barreras de entrada. Debido a esto se establece entonces la separación de los servicios de energía eléctrica en cuatro actividades claramente definidas que van desde la generación (G), transmisión (T), distribución (D), y comercialización (C). De estas, se establece que la

transmisión y la distribución de energía eléctrica se comportan como monopolios, mientras que la generación y la comercialización son actividades que pueden ser manejadas bajo la libre competencia. (García Rendón & Pérez Botero, 2005)

Tomando en cuenta que la actividad eléctrica de distribución puede explotar su posición y fijar precios sobrevalorados o apropiarse de márgenes de ganancia por prácticas comerciales poco éticas, que pueden llevar a una reducción de la calidad, el servicio o la innovación, ha sido el Estado, quien tradicionalmente ha suministrado el servicio. Actualmente se generan acciones para permitir al sector privado entrar en el mercado, esto se ha logrado por medio de una regulación por parte del Estado, que establece incentivos para mantener o mejorar la eficiencia y mecanismos para establecer los precios. (Melo & Espinosa, 2005)

La aparición de un ente regulador ha ayudado a solventar algunos problemas del sector eléctrico, tanto la distribución como la transmisión son de bien común, el sistema provee el mismo nivel de servicio a todos los usuarios confinados en una misma área; y tiene desafíos para diferenciar si estas necesidades son distintas para cada usuario. En consecuencia, ha sido el ente regulador quien establece decisiones sobre el nivel mínimo esperado de calidad de potencia y confiabilidad que deberá ser proporcionado a los clientes de dicha área. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Esta es una decisión inherentemente regulatoria que el ente regulador hace considerando el valor de la continuidad y calidad de la potencia que será proveído a todos los clientes comparando el valor del costo de brindar dicho nivel de servicio. Luego de haber establecido el nivel de calidad y continuidad deseados, fuerzas de mercado pueden ser utilizadas para motivar a la

compañía de distribución regulada a proveer ese servicio al menor costo, esto puede realizarse a través de índices basados en el desempeño que reflejen un incentivo económico que finalmente lleven al nivel deseado de calidad y continuidad. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Actualmente Guatemala, y otros países como Colombia, manejan un subsector eléctrico que promueve un mercado con costos competitivos, de tal forma que permite el acceso al Sistema Nacional Interconectado a cualquier persona jurídica o individual, si cumple con los requerimientos legales detallados en la Ley General de Electricidad y el reglamento correspondiente, de tal forma que se establece un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear condiciones para la competencia. Por tanto, es el ente regulador quien fija tarifas en los sectores donde exista el monopolio natural, ya sea este distribuidor o transportista. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

En este marco regulatorio se definen indemnizaciones a usuarios que reciben el servicio fuera de los estándares de calidad mínimos establecidos en los índices de calidad, donde el aspecto de continuidad también es evaluado. En dichos sistemas es el Organismo Regulador el responsable del costo de la compensación, aunque es el agente comercializador quien gestiona y aplica. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

El índice elegido más corrientemente, incluso hoy día, es la energía no suministrada - ENS. A esta se le asigna un costo, que debe ser suficiente para generar incentivos a que se invierta para evitarlo. El valor asignado a la ENS ha ido variando con el tiempo: en un principio, se asignaba únicamente como valor el precio de venta al público de la energía. Este no es realmente un criterio de valoración del costo para los usuarios, sino más bien de costo para las

Distribuidoras de la energía no vendida. Esta práctica ha ido evolucionando para tener en cuenta el costo de oportunidad para las empresas. Para ello la práctica más común es aumentar el valor de la ENS para aproximarlo al valor que le dan los clientes. En Guatemala este costo representa diez veces el valor del cargo unitario de la tarifa de baja tensión simple, con referencia al primer día del primer mes del período de control. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Por otra parte, los índices de continuidad no son estándares internacionales y pueden variar de un agente distribuidor a otro. Esto se debe a las diferencias que existen en la interpretación de conceptos como el punto de entrega y recepción de la energía, la diferencia de los escenarios que se operan y las reducciones voluntarias o involuntarias de carga que suceden en el sistema. Por tanto existen consensos generales pero que difieren en los detalles y que es importante que cada ente regulador determine para poder brindar un servicio uniforme y de alta calidad a todos los usuarios interconectados. (Chatterton, 2003)

## **2.1. Regulación legal en Guatemala**

En el subsector eléctrico guatemalteco se distinguen cinco participantes: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios; el Artículo 6 de la Ley General de Electricidad establecen las definiciones para cada uno de ellos, siendo estas:

- Un 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.

- El Transportista es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- El Distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Un Comercializador es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Un Gran Usuario es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de la ley General de Electricidad (100kW de demanda máxima).

La generación está conformada por dos mercados; el mercado de oportunidad que se basa en el despacho de energía a costo marginal; y un mercado a término que se basa en contratos pactados bajo condiciones libres en término de tiempos, precio, potencia y energía. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

Transmisión y distribución se llevan a cabo de manera regulada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Por su parte el Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, definida por el artículo 44 de la Ley General de Electricidad, que coordina las transacciones entre los participantes del mercado, que asegura la libre competencia. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en lo siguiente:

- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96
- Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas.
- Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.
- Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable, Decreto No. 52-2003.
- Ley de Tarifa Social, Decreto No. 536-2000.

La Ley General de Electricidad, es la ley esencial en electricidad y se basa en los aspectos siguientes:

- La generación de electricidad es libre, y solamente requiere autorización del Ministerio de Energía y Minas cuando la potencia de la central exceda los 5 MW.
- Es libre el transporte de electricidad y la distribución, cumpliendo con los requisitos establecidos.
- Son libres los precios, excepto el de transporte y distribución sujetos a autorización. El resto de las transacciones están sujetas a la regulación únicamente.

La estructura se compone de tres entes gobernantes:

- Ministerio de Energía y Minas

Órgano estatal encargado de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes y programas del sector eléctrico. Además de los hidrocarburos y la explotación minera. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Regulador del subsector eléctrico encargado de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad; gestión de nueva generación y sistemas de transporte para el Sistema Nacional interconectado. Emisión de normas técnicas de regulación, fiscalización y verificación. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

- Administrador del Mercado Mayorista

Entidad privada que coordina el despacho de la energía en el Sistema Nacional Interconectado, el pos-despacho y la administración de transacciones comerciales. (Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE, 2017)

### **2.1.1. Normas técnicas del servicio de distribución**

A continuación se detallan las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD-, sobre las cuales se fundamenta el presente estudio. Estas normas establecidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica abarcan el establecimiento de los derechos y obligaciones de todos los participantes del

servicio de distribución, el control de la calidad a través de la evaluación de las siguientes características:

- Calidad del Producto suministrado por el Distribuidor
  - Regulación de Tensión
  - Desbalance de Tensión en Servicios Trifásicos
  - Distorsión Armónica
  - Flicker
  
- Incidencia del Usuario en la Calidad del Producto
  - Distorsión Armónica
  - Flicker
  - Factor de Potencia
  
- Calidad del Servicio Técnico
  - Interrupciones
  
- Calidad del Servicio Comercial
  - Calidad del Servicio Comercial del Distribuidor
  - Calidad de la Atención al Usuario

La evaluación de dichos parámetros se completa a través de algunos sistemas:



- Sistema de medición y control de la calidad del servicio eléctrico de distribución

Es obligación del distribuidor contar con un sistema de medición y control de la Calidad que permita verificar la calidad de tensión y del servicio, debe contener al menos lo siguiente:

- Relacionar los registros de medición con las tolerancias permisibles
  - El cálculo de las Indemnizaciones, el número de usuarios y su ubicación
  - Remitir las auditorías relacionadas con los datos recabados
- Sistema de control e identificación de los usuarios

Un sistema de identificación de los usuarios que permita al menos:

- La plena identificación del Usuario; el servicio contratado
  - Identificación de los componentes de la red
- Sistema de control de solicitudes y reclamos de los usuarios

Tiene como objetivo controlar las solicitudes y reclamos de los usuarios que permita al menos

- La recepción y trámite de nuevas solicitudes de conexión y reclamos

- La atención personal de reclamos permanentemente y datos para el seguimiento.



### **3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

#### **3.1. Descripción del problema**

Dentro de un mercado de libre competencia, las empresas que logran proveer de un bien o servicio que cumple con las expectativas del cliente las que prevalecen a lo largo del tiempo. Sin embargo, la distribución de energía eléctrica se comporta como monopolio natural donde no existe la posibilidad de escoger al proveedor del servicio, y como tal, se desarrollan empresas que incumplen con los requerimientos mínimos de calidad, como sucede en el caso de la continuidad del servicio.

Como contrapropuesta a lo descrito, en Guatemala existe un mercado regulado de distribución de energía eléctrica, que permite ser económica y técnicamente eficientes con los recursos. Dicha regulación permite la medición del servicio, y por tanto su calificación dentro de los estándares y la penalización fuera de ellos. A pesar de esto, existe un indicador de calidad que evalúa la cantidad y la duración de las interrupciones de energía que puede objetarse como poco confiable. Esto se debe a que la métrica utilizada, las herramientas de medición y la presentación de la información de dicho parámetro es responsabilidad de la empresa que presta el servicio, esto implica que pueden existir intereses personales y/o empresariales que no brinden información fidedigna y comprobable de dichos parámetros medidos.

## **3.2. Formulación del problema**

### **3.2.1. Pregunta de investigación central**

¿El proceso de medición de la calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica en Guatemala adecuado?

### **3.2.2. Preguntas de investigación auxiliares**

- ¿Cómo debe ser la capacidad de energía eléctrica que debe ser proporcionada para su uso en equipos eléctricos en cantidad y calidad?
- ¿Cuál es la influencia que ejercen las condiciones internas y externas de las distribuidoras sobre la capacidad de suplir energía eléctrica en cualquier momento dado?
- ¿Cuáles son los parámetros de control establecidos en el instrumento de medición que aseguran la conformidad de los resultados obtenidos?
- ¿En qué consisten los errores que pueden presentarse en el proceso de medición actual con relación a los indicadores de continuidad del servicio de distribución de energía eléctrica?

## **3.3. Delimitación**

El estudio abarcará las dos distribuidoras principales de energía eléctrica en Guatemala, Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. y Energuate, Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA); se excluye

Energuate, Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA) y todas las empresas municipales registradas.



## 4. JUSTIFICACIÓN

Este trabajo corresponde a la línea de investigación Economía, Política y Planificación Energética de la maestría en Energía y Ambiente de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Este trabajo aborda el análisis de la metodología de medición de la calidad del servicio técnico de distribución de energía, que se evalúa en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios.

A partir de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución -NTSD- se establece en el Artículo 57 que el control de las interrupciones para usuarios en baja tensión se realiza mediante los indicadores globales siguientes:

- Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK), que presenta la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.
- Tiempo Total de Interrupción por kVA (TT IK), que representa el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

Estos indicadores son actualizados por cada distribuidor de energía, de tal forma que se comportan como fiscalizados y fiscalizadores. Por una parte, está la obligación moral y legal de entregar información fidedigna y real; y por otro lado, si la empresa ha tenido un mal desempeño en alguno de estos índices, está sujeta a indemnizaciones que deben consignarse hacia usuario final, y por tanto alterar dicha información para evitar sus responsabilidades.



Es por esto que se considera importante detallar en que consiste la continuidad de energía servida a los usuarios; así como evaluar la metodología para establecer puntos de mejora que permita a los usuarios regulados de baja tensión, a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- y al público en general, contar con un sistema que sea confiable y objetivo, que permita una verificación externa y comprobación de resultados por parte de un tercero no afecto a consecuencias.

- Aporte

La evaluación de los procedimientos actuales promoverá una perspectiva técnica que permita al ente regulador promover la mejora continua de parte de las distribuidoras en la calidad del servicio técnico de distribución, al mantener dentro de la tolerancia los indicadores de las interrupciones de energía con base a una metodología veraz y precisa.

Este proceso también pretende empoderar al usuario regulado en baja tensión aproximadamente 2,864,728 usuarios registrados a diciembre de 2016- para que pueda exigir y demostrar que los índices se encuentran por debajo de las tolerancias admitidas y por tanto es sujeto de indemnización por parte de la distribuidora.

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1. General**

Evaluar si el proceso de medición de calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica en Guatemala es adecuado.

### **5.2. Específicos**

- Establecer la capacidad de la energía eléctrica para ser proporcionada en suficiente calidad y cantidad para su uso en los equipos eléctricos.
- Determinar la influencia ejercen condiciones internas y externas en la capacidad de suplir energía eléctrica en cualquier momento dado.
- Describir si el proceso de medición actual establece parámetros de control que aseguren la conformidad de los resultados obtenidos.
- Identificar los errores que pueden presentarse en el proceso de medición actual con relación a los indicadores de continuidad de servicio.



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

Con la finalidad de establecer un sistema de distribución eléctrica de altos estándares de calidad, Guatemala ha creado una normativa que establece índices de calidad tanto para el producto técnico como para el servicio en el sector de distribución de energía. Dichas normativas pretenden evaluar el desempeño de las empresas y la calidad de la energía eléctrica entregada a los usuarios.

Actualmente la legislación establece que los indicadores deben ser evaluados y actualizados por cada Distribuidor de energía semestralmente, desde la parte de la medición, procesamiento de información y presentación de resultados ante el ente regulador. Dicha metodología deja abierta la posibilidad para generar un conflicto de intereses sobre la distribuidora, ya que es esta la que tiene la obligación legal de entregar información real sobre los índices de calidad, sin embargo por la naturaleza irrecuperable de las mediciones reales sucedidas en el tiempo de evaluación ya transcurrido, puede generarse una alteración de la información entregada por la distribuidora, con el fin de evitar las multas e indemnizaciones asociadas a un mal desempeño en el circuito evaluado.

Por lo que se considera apremiante analizar si el proceso de medición de calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica es adecuado para la realidad guatemalteca. Se pretende, por tanto, establecer como primer punto a investigar la disponibilidad de energía eléctrica como factor indispensable en un servicio continuo de distribución; enfocado en establecer las condiciones técnicas mínimas necesarias para su adecuad

utilización, así como aquellas condiciones que afectan a las empresas distribuidoras de energía, tanto internas como externas, que ejercen alguna influencia limitante en la capacidad de las empresas de suplir la demanda de energía requerida.

Como segundo punto, se pretende analizar el proceso actual de medición del indicador de disponibilidad - o de continuidad, como es llamado dentro de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD -. Se evaluarán los componentes del indicador como punto inicial para determinar que se mide lo que el indicador plantea teóricamente. Finalmente, se evaluarán los parámetros de control utilizados por el instrumento de medición, para lograr datos en conformidad y se detallarán errores que pueden presentarse en dicho proceso.

De tal forma que, al final del estudio se tenga información suficiente de las condicionantes técnico-económicas que limitan la continuidad del servicio de distribución, así como las deficiencias en el proceso de medición del indicador, que permitan establecer si la metodología implementada para la medición de este es adecuada o debe ser mejorada.

## **7. MARCO TEÓRICO**

### **7.1. Calidad de la energía eléctrica**

El crecimiento del sector eléctrico, y de la industria en general, dependen de gran manera de la calidad energética brindada, por lo que es indispensable definir los estándares y características del producto. Esto es importante ya que es necesario hacer entender al cliente del servicio eléctrico las características de dicho servicio y el compromiso que tiene al adquirirlo; de forma que puedan prevenir cualquier fenómeno que se presente en la red y con ello proteger adecuadamente los equipos dentro de sus instalaciones. (Robledo Leal, 2008)

Al evaluar la energía eléctrica como un producto final de consumo, se puede determinar parámetros de calidad que se relacionen con la continuidad en la prestación del servicio y la calidad de la onda de tensión. La continuidad en la prestación del servicio es lo que se conoce como calidad del servicio técnico y califica aspectos como: número de interrupciones por año, tiempo promedio de interrupción y cantidad de usuarios promedio afectados por dichas interrupciones. Por otra parte, la calidad de tensión se utiliza para caracterizar la cantidad de disturbios o variaciones en la forma de la onda de la tensión, especialmente en términos de: armónicos, transitorios, fluctuaciones y factor de potencia. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

El voltaje suministrado a una carga o instalación se define por cinco aspectos básicos: magnitud, frecuencia, desbalance, forma de onda y continuidad. Puede decirse entonces que la calidad del suministro se relaciona con la desviación de estos aspectos de sus valores ideales y de la definición del

límite máximo de desviación que los aspectos pueden alcanzar sin que se afecte el funcionamiento normal de los equipos eléctricos. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

El estándar IEEE 1159 hace una clasificación de los fenómenos electromagnéticos que afectan los sistemas de potencia en lo que concierne a términos de calidad: oscilaciones, sags, swells, impulsos, sobretensiones, subtensiones, DC offset, interrupciones, microcortes (notches), armónicos, interarmónicos, flicker, ruido y variaciones de frecuencia. (Afonso, Batista, Sepúlveda, & Martins, 2007)

La calidad de energía depende en gran medida del punto de medición. Para una empresa distribuidora la calidad de energía debe medirse en el punto de servicio al usuario, mientras que un usuario mide dicha calidad en el punto de utilización. Y ya que existen disturbios ocasionados por otros usuarios o por el usuario mismo, la percepción de la calidad de la energía puede variar entre usuarios cercanos. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006) Debido a esto, se debe considerar una monitorización integral para detectar y diagnosticar problemas en el sistema de energía eléctrica, sabiendo aún que este tipo de sistemas puede ser muy costoso (Afonso, Batista, Sepúlveda, & Martins, 2007)

Esta normalización requiere de un programa de mejora continua que analice la información que el sistema brinde y que sea validada con las exigencias que la metrología tiene, para poder generar las características mínimas que el sector exige. (Robledo Leal, 2008)

La verificación se basa entonces en la comparación de valores establecidos por los entes reguladores y su comparación con los valores reales que se presentan en la operación del sistema, a través de metas conocidas

como “índices de calidad” o “indicadores de calidad”. Estos índices establecidos constituyen un factor fundamental para la planeación de un sistema de distribución, ya que permite establecer criterios de diseño determinados para cumplir con dichos índices; determinando por ejemplo, topologías de la red, configuración de protecciones, etc. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Los índices en el área de transmisión no son estándares internacionales y pueden variar de una empresa de transmisión a otra. Esto se debe a la diferencia interpretativa de conceptos tales como el punto de entrega y recepción, la diferencia de los escenarios operantes (opción de alimentación inversa, estatus de la carga e interconectividad) y las reducciones voluntarias e involuntarias de la carga. Por otra parte, los índices de distribución están estandarizados en mayor medida y son consistentes entre las empresas distribuidoras de energía, a pesar de que aún existe diferencia de interpretación (sobre todo en los detalles al momento de reportar). (Chatterton, 2003)

Algunas de las ventajas de utilizar índices de calidad son:

- Pronóstico y análisis de tendencias en el desempeño de la red. Planes de mejoramiento del desempeño pueden ser adecuadamente implementados.
- El desempeño pronosticado puede ser contrastado contra el nivel real de desempeño. Niveles de desempeño sostenibles a largo plazo pueden ser introducido en la empresa distribuidora.
- Fijación de objetivos de rendimiento adecuados.
- Regulación por incentivos y monitoreo de estos.



- Las expectativas del cliente y su experiencia pueden ser comparadas contra el desempeño real. (Chatterton, 2003)

### **7.1.1. Fijación de planes incentivo**

Generalmente existe un intercambio entre el precio de un servicio entregado y la calidad/continuidad de este. (Existen algunas situaciones donde la reducción del precio y el incremento de la calidad pueden ser conseguidos simultáneamente, aunque generalmente es un intercambio). Incentivos a las empresas de transmisión y distribución para reducir el costo de la entrega de energía pueden promover la reducción de la calidad. Por lo tanto, es clara la necesidad de establecer metas de desempeño paralelamente a incentivos para asegurar que la calidad del servicio no se sacrifique. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Una vez establecido el nivel de servicio para la calidad y continuidad, deben hacerse ajustes sobre las tarifas que pueden ser cobradas por la empresa (anual, semestral o trimestralmente) basados en el desempeño alcanzado sobre las metas establecidas. Los pagos deben establecerse en o arriba del costo proyectado en el mejoramiento la calidad y continuidad, como incentivo para la empresa distribuidora de cumplir con las metas (la empresa conserva cualquier ganancia que resulte del cumplimiento de las metas a costos debajo de las proyecciones). El pago debe, además, de estar en o debajo del valor que los clientes otorgan al mejoramiento de la calidad y continuidad. Ya que no tiene ningún punto incrementar el desempeño si el costo excede el valor otorgado. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Basar los pagos en el costo de mejorar la calidad y continuidad, en lugar del valor del cliente, también limita el riesgo financiero que la empresa corre.

Esto es especialmente importante cuando un programa de incentivos está siendo establecido y no se conocen los riesgos a detalle. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004) El diseño del plan de incentivos deberá estar basado en un plan que se oriente en la calidad de la prestación del servicio, a través de indicadores que premien y/o penalicen el alcance de los mismos. Para ello se han planteado algunos planes de manera general: (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

- Plan de incentivos simétrico: Compuesto de castigos y premios por aspecto evaluado. Este plan se ha recomendado generalmente a largo plazo, ya que tiene mayores semejanzas con mercados no regulados donde es rutinario que algunos usuarios, que así lo desean o requieran, paguen precios más altos por productos de mayor calidad. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)
- Plan de incentivos asimétrico: Se encuentra compuesto por penalizaciones de diferente valor al premio que correspondería una mejora de igual magnitud en los indicadores utilizados para la medición. Muchas veces es recomendado para períodos de transición. Algunas veces se argumenta que este tipo de planes son apropiados para evitar el deterioro de la calidad sin comprometer el precio otorgado por el servicio. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)
- Plan de incentivos completamente asimétrico: tiene sólo castigos. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

También es importante proveer un mecanismo de compensación a aquellos clientes individuales cuya calidad y/o continuidad estuvo por debajo de los estándares deseados, de tal forma que el desempeño global no enmascare

problemas puntuales. Mejorar la calidad en un ramal no tiene ningún beneficio para aquellos en otro ramal. Se debe cuidar de los promedios ya que son engañosos y es claro que los clientes prefieren recibir servicio de calidad que pagos por bajo nivel de servicio. Por lo que este mecanismo de compensación tiene el objetivo de motivar a la empresa distribuidora más que compensar adecuadamente al cliente por su pérdida. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Principios clave del diseño del incentivo:

- Especificar claramente la métrica y el incentivo con antelación.
- Hacer la métrica y el incentivo lo más simples posible, tanto para el distribuidor como para el diente, sin distorsionar el mismo.
- Asegurar que sea verificable la medición del desempeño
- Determinar límites de desempeño, así como el desempeño promedio
- Determinar sanciones o recompensas dependiendo del desempeño
- Limitar el riesgo financiero, sobre todo al comienzo de la implementación del sistema, pero hacer el incentivo lo suficientemente grande para suscitar motivación real.
- El incentivo debe ser mayor que el costo de las mejoras en la calidad, pero menor que el valor que el cliente está dispuesto a pagar. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Además de ello, debe evaluarse no tener excepciones para eventos externos. Estos deberían incluir tormentas, pérdida de carga y carencias en la capacidad de generación donde debiera ser confiable la empresa distribuidora. Esto se fundamenta en el hecho que la distribuidora está en mejor posición para tomar acciones que mitiguen el riesgo que los clientes individuales. Por ejemplo, el distribuidor tiene mayores posibilidades de decidir el nivel de inversión en los cambios necesarios sobre la red de distribución para mitigar el mal clima, decidir si necesita adquirir mayor potencia en el mercado o desconectar carga en caso de carencia en la generación. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Además, la magnitud de las penalizaciones y los premios depende del valor que los usuarios en promedio están dispuestos a pagar por la calidad, ya sea esta en aras de mejora o la aceptación de la indemnización cuando esta disminuye. El tema de incentivos ha sido tradicionalmente abordado como empírico, aunque procesos de cuantificación y adecuación se hacen con mayor frecuencia dentro de los mercados eléctricos. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Por último, debe establecerse por medio del ente regulador el mecanismo para el pago a los usuarios por una deficiencia de calidad de potencia suministrada o por la baja calidad del servicio prestado. Esta compensación es generalmente tratada como un menor valor a pagar en la siguiente factura. Y a pesar que es el agente distribuidor quien atiende al usuario, quien gestiona y aplica estas compensaciones, es el ente regulador. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

### **7.1.2. Valoración según el tipo de consumidor**

Las necesidades de calidad y continuidad de la potencia del cliente difieren enormemente. El nivel básico de servicio establecido por el regulador no será adecuado para todos los clientes. Los clientes que requieren mayor confiabilidad o mayor calidad de energía pueden tomar medidas para obtener el nivel de servicio que requieren. Los mercados competitivos minimizan el costo y aseguran la elección del cliente para obtener estos servicios. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Los clientes pueden instalar equipos dentro de sus instalaciones para alcanzar el nivel deseado de calidad de energía y continuidad que desean. Los filtros, los supresores de sobre voltaje, los UPS y los generadores de respaldo están disponibles. Además, el cliente puede decidir si es necesario aumentar la calidad del servicio o la calidad de la energía para toda la instalación, o si es más rentable abordar cargas individuales dentro de la instalación. Esto es inherentemente la decisión del cliente. Solo el cliente conoce el valor de una mayor continuidad o calidad de energía para su situación. Gran parte de la industria Recursos de Energía Distribuida está dedicada a satisfacer las necesidades de calidad y continuidad energética de clientes individuales a través de soluciones basadas en el mercado. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Aunque la mayor parte del impacto económico de la baja calidad y continuidad de la energía es en los sectores comercial e industrial, el sector residencial proporciona ejemplos que ilustran el problema y las posibles soluciones. Un hogar típico puede tener una serie de cargas de alta potencia como una bomba, calentador de agua, horno, secadora, refrigerador y congelador. Si bien ninguna de estas cargas es particularmente sensible a las

interrupciones de energía momentáneas, algunas de las cargas electrónicas en el hogar (por ejemplo, relojes digitales en la videgrabadora, el microondas y el horno) son sensibles a las interrupciones momentáneas. Sin embargo, estas cargas sensibles son una parte insignificante de la demanda de energía o potencia. Tiene poco sentido elevar la calidad de la energía y la calidad del servicio de todo el alimentador de distribución para servir a estas cargas. Tiene mucho más sentido diseñar los relojes con suficiente almacenamiento de energía (un pequeño condensador) para atravesar interrupciones momentáneas o colocar los dispositivos individuales con UPS's. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Surge un problema interesante cuando el mercado no puede ofrecer productos que satisfagan las necesidades de calidad de energía del cliente. Si un consumidor no puede encontrar una videgrabadora diseñada para tolerar interrupciones de energía momentáneas, por ejemplo, el cliente puede presionar a la entidad que presta el servicio y al regulador para que aumente la calidad de la energía del sistema de distribución general. Esto es comprensible, pero es la solución incorrecta. Puede interesar a la entidad que atiende el servicio ayudar al cliente a resolver el problema de calidad y continuidad de la energía a nivel local. Para clientes residenciales, esto podría ser a través del material educativo proporcionado en la factura. Para clientes industriales esto podría incluir soporte de ingeniería. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Para un usuario residencial la valoración que otorga a la calidad del servicio es diferente que para el caso comercial e industrial. Esto implica que debe evaluarse si incluir o no las interrupciones programadas dentro de los cálculos de los índices de calidad. Si se incluyen, se presume que el usuario puede tomar medidas precautorias. Si se excluye, se estimula a las distribuidoras a incrementar los costos al programar interrupciones en circuitos

que se han detectado como propensos a rebasar los límites, bajando aún más la calidad. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Se debe implementar un esquema de registro de las interrupciones programadas para que su contabilización esté de acuerdo con la valoración que el usuario hace del costo de la interrupción. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

## **7.2. Influencias**

Las tendencias en el área de calidad del suministro eléctrico establecen dos tipos de indicadores: los que están relacionados con la calidad de la onda y los relacionados a la calidad del servicio otorgado. El primer grupo establece aspectos como la regulación del voltaje, el factor de potencia y la forma de la onda, mientras que los segundos se relacionan a la continuidad con que el servicio es prestado. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004) En resumen, la calidad del servicio está relacionada con las interrupciones totales de electricidad - pérdida completa de voltaje, y no deformaciones en la forma de la onda senoidal. La calidad del servicio no cubre sags, swells, impulsos o armónicos. Estos índices consideran típicamente aspectos como:

- El número de clientes;
- La carga conectada;
- La duración de las interrupciones medida en segundos, minutos, horas o días;
- El monto de la potencia (kVA) interrumpida; y
- La frecuencia de estas interrupciones. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Con relación a los indicadores de calidad del servicio existen dos categorías básicas, estos son los índices basados en los clientes y los basados en la carga. Los índices basados en los clientes registran la frecuencia y duración de las interrupciones para clientes individuales. Los índices basados en la carga registran la frecuencia y duración de la interrupción de la carga. (Chatterton, 2003) La metodología basada en la carga permite mantener dentro del panorama del índice la carga real perdida, y permite usar el valor de la carga pico de cualquier segmento dado en el cálculo. Generalmente las compañías que basan sus índices en la carga lo hacen como una fase previa para hacerlo basado en los consumidores. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Existen varios índices para la medición de la calidad del servicio del suministro eléctrico. Los tres más comunes son los llamados SAIFI, SAIDI, y CAIDI, definidos por la IEEE en el Estándar 1366. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

- SAIFI (system average interruption frequency index) índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, es la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas por cliente en un área predefinida. Es “el número total de interrupciones” dividido por “el número total de clientes”.
- SAIDI (system average interruption duration index) índice de duración de interrupción promedio del sistema, es comúnmente referido como el tiempo de interrupción del cliente, y está diseñado para proveer información de, tiempo promedio de interrupción de, servicio eléctrico. Es la “suma del tiempo de restauración de cada evento” multiplicado por el “número de clientes afectados por cada evento” para finalmente dividirlo por “el número total de clientes”.



- CAIDI (customer average Interruption duration index) índice de duración de interrupción promedio por cliente, es el tiempo promedio necesario para restaurar el servicio eléctrico para un cliente estándar después de cada evento. Es la “suma de la duración de interrupciones” dividido el “número total de interrupciones” (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)
- Monitoreo de quejas, este esquema es generalmente usado en países donde ya se han alcanzado altos niveles de calidad y el objetivo principal del regulador es mantener esos niveles más que impulsar su mejoramiento. En algunas empresas existen sistemas de atención de reclamos similares. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Se ha aceptado internacionalmente las siguientes dos definiciones para la duración de una interrupción:

- La interrupción comienza cuando el cliente llama al centro de servicio al cliente y termina cuando es restaurado el servicio por la cuadrilla de trabajo
- Una interrupción comienza cuando por medio del sistema SCADA se ha monitoreado una salida de una subestación a través un interruptor. Y finaliza cuando el interruptor es puesto nuevamente en funcionamiento. (Chatterton, 2003)

El principal inconveniente para los índices de calidad del servicio es que existe debate acerca de la comparación de estos índices entre área geográficas y en como el ingreso de la data debe ser aplicado en la realización de los cálculos. Adicional a ello, existen preocupaciones de como “normalizar los índices para clima adverso. Muchos entes reguladores estatales requieren que

sean las empresas distribuidoras las que calculen y den seguimiento a ciertos índices, pero su comparación entre regiones o entre empresas ha sido problemática debido a la diferencia en la aplicación de la información, el diseño del sistema, diferencias climáticas, hasta diferencias en el crecimiento de la vegetación. Debido a esto, los índices son limitados en su utilidad. Si el método de cálculo es igual, su utilidad dentro de un área geográfica específica radica en la evaluación de cambios de continuidad a lo largo del tiempo, quizá como una medida de la efectividad de las prácticas de mantenimiento. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Ya que muchas de las empresas distribuidoras están adoptando índices basados en el desempeño, la importancia del cálculo de índices de calidad del servicio está creciendo. Con el objetivo de comparar “manzanas con manzanas” entre las empresas, es esencial que el cálculo y el método de reporte sea uniforme. Se han encontrado diferentes fuentes de prácticas dispares entre empresas distribuidoras que marcan diferencia entre los índices, se listan algunas:

- Restauración por etapas, cuando una empresa distribuidora toma medidas para restituir el servicio de energía eléctrica después de una interrupción a gran escala, el proceso de restauración se lleva a cabo en etapas. Si el tiempo de interrupción de los clientes no se registra con precisión a medida que se realizan estas etapas, los tiempos de "inicio" y "fin" de la interrupción pueden aumentar o disminuir y tener un gran impacto en los índices calculados. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)
- ¿Qué alcance tiene una empresa para analizar una interrupción? ¿El análisis abarca hasta la subestación de distribución, al interruptor, al

reconectador, seccionador, fusible, transformador, acometida, o el medidor? Encuestas han demostrado que el índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) puede duplicarse si se incluye información a nivel del fusible. Algunas empresas de distribución calculan el SAIDI a nivel de subestación. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

- El índice de interrupciones de frecuencia promedio (MAIFI), que es el “total de interrupciones momentáneas” dividida por el “total de clientes atendidos”, registra las interrupciones momentáneas que resultan en un voltaje nulo. Por ejemplo, la doble apertura de un interruptor equivale a dos interrupciones momentáneas. Algunas empresas distribuidoras incluyen datos de MAIFI en el cálculo de, SAIFI, sí esto es así este índice puede llegar a triplicarse. Además de esto, obtener información detallada puede ser complejo ya que algunos reconectores e interruptores de distribución no están equipados con sistemas SCADA. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)
- Un “evento de fuerza mayor” está definido, según el estándar de la IEEE no. 1366 como un evento que excede el límite de diseño del sistema de potencia. Las empresas distribuidoras están autorizadas para excluir estos eventos del cálculo de sus índices. Sin embargo, hay una amplia variación en la definición de un evento de fuerza mayor y como es utilizado para excluir datos anormales. Algunas empresas se ciñen a la definición otorgada por el ente regulador estatal; algunas otras utilizan su propia definición. Esto tiene un impacto tremendo en el cálculo de sus índices. Encuestas realizadas en agentes distribuidores muestran que existe un 70 % de ellas que poseen una definición de un “evento de fuerza mayor”, y el 53 % expresó que esta definición era la misma utilizada por el ente regulador. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

- Adicionalmente, la forma en que la data se ingresa tiene efectos sobre su validez. Algunas empresas tienen sistemas computarizados que calculan sus índices con información recabada automáticamente, mientras otras ingresan su información manualmente con sistemas basados en hojas de cálculo. Como es de esperarse, mientras más sofisticado es el sistema computarizado, es más probable que la información sea consistente y refleje el comportamiento actual del sistema. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)
- Finalmente, hubo una sensación entre los encuestados de que la generación y la transmisión deberían tener sus propios índices de calidad de servicio, y que estos no deberían ser incluidos dentro de los cálculos de calidad del servicio de la distribución. Por ejemplo, una distribuidora encontró que, si eran incluidos estas interrupciones de transmisión y generación dentro del índice SAIDI, este se incrementaba en 131% y SAIFI se incrementaba 120%. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Aunque estos tres índices primarios son muy importantes, ellos no siempre dan una completa representación del comportamiento y de la respuesta del sistema. Por ejemplo, los mismos índices deberían ser evaluados sin tener en cuenta si un consumidor o 100 consumidores fueron conectados al punto de carga o si la carga promedio en el punto de carga fue de 10KW o 100KW. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

### **7.2.1. Planteamiento de la continuidad**

Como se ha establecido, la estructuración de la calidad del servicio es solo una fase del proceso su evaluación, y esta a su vez es solo una de las múltiples variables requeridas para planificar, diseñar y operar los sistemas eléctricos de

manera eficaz. De tal forma que, aunque el presente trabajo se concentre únicamente en la evaluación de la calidad del servicio en términos de la continuidad del servicio, otras actividades de ingeniería son igualmente importantes. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Una de las nuevas tendencias internacionales se basa en el diseño de ingeniería por "Unidades Constructivas". Este es, el diseño de la red óptimo a un costo reducido, pero que cumpla con los objetivos de calidad y continuidad mínimos propuestos para los clientes. La metodología de planificación de calidad del servicio basada en el diseño de ingeniería con unidades básicas de construcción intenta proporcionar la solución de costo mínimo para las inversiones financieras de los servicios públicos. (Chatterton, 2003)

En un enfoque basado en el diseño óptimo de ingeniería, no existen valores absolutos para los índices de calidad del servicio (como SAIDI y SAIFI, que se aplican a todas las redes en una distribuidora). Más bien, los requisitos de calidad del servicio, la mezcla de clientes o industria, la ubicación de la red y el diseño determinan niveles aceptables de continuidad (dependiendo del diseño y la construcción de la red, etc.) y los costos asociados para cada opción. La planificación de la red se está volviendo cada vez más "impulsada por el cliente". (Chatterton, 2003)

El alcance de la ingeniería de calidad del servicio de sistemas eléctricos puede ser descrito por las siguientes tareas:

- Recolección y evaluación de los datos de falla de componentes.
- Definición de medidas de continuidad y determinación de los requerimientos o normas de continuidad para diferentes aplicaciones.

- El desarrollo de modelos matemáticos para la calidad del servicio del sistema y la solución de esos modelos.
- La verificación de resultados.
- La evaluación de resultados y la preparación de recomendaciones. (Chatterton, 2003)

Como es de esperarse, obtener cierto grado de calidad tiene asociado un mayor valor en inversiones, mantenimiento y operación por parte de la distribuidora. Por otra parte, los usuarios asumen costos por la carencia de la calidad en el servicio. El total de estos costos componen lo que se conoce como Costo Social Neto (CSN). El ente regulador debe ser quien minimice este CSN, obteniendo a su vez un nivel de calidad adecuado. Esto lo puede lograr incentivando a las distribuidoras a cubrir sus costos de inversión, operación y mantenimiento de manera eficiente, a controlar las pérdidas y el nivel de calidad del servicio. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

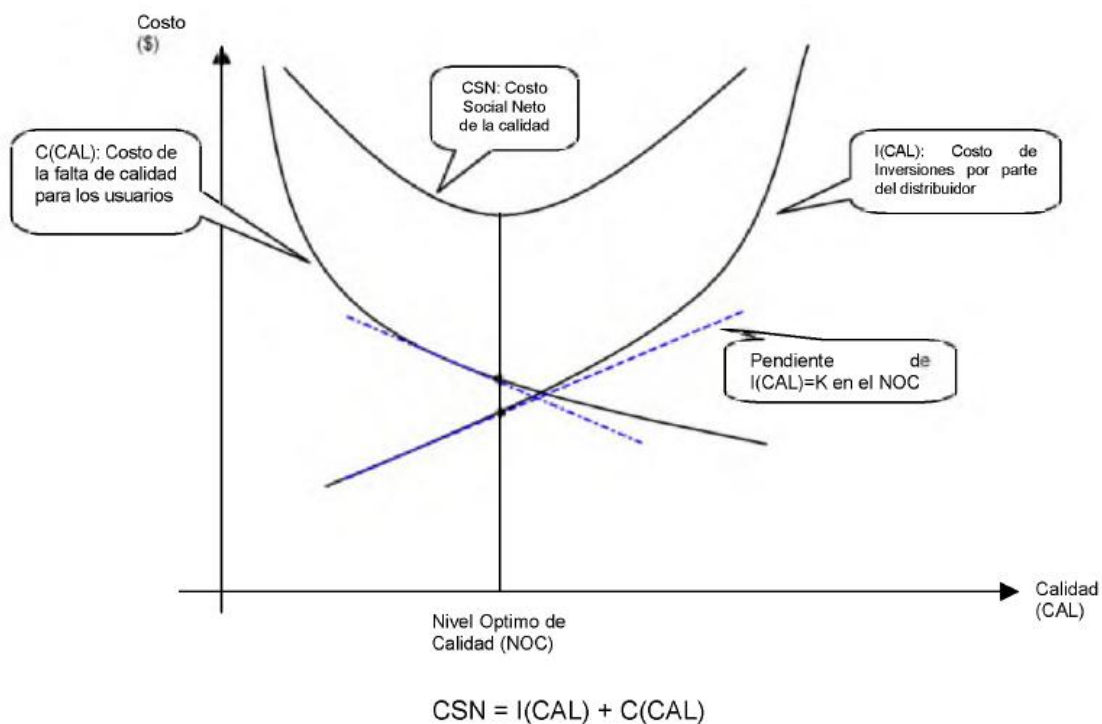
A diferencia de la calidad en la forma de la onda, cuando se habla de calidad del servicio no existen límites dentro de los cuales los equipos puedan funcionar. Si no existe suministro, el equipo no puede funcionar y por tanto tiene un costo asociado para el usuario. Se convierte de vital importancia relacionar los costos que una interrupción del suministro significa para un usuario y el costo que tiene para el distribuidor reducir la cantidad y la duración de las interrupciones. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Algunos de los costos relacionados con la falta de suministro son fácilmente calculables, sobre todo para el sector comercial o industrial, ya que estos pueden representar el costo perdido por la parada de un proceso

productivo, la compra de un sistema de alimentación continua -UPS-, etc. Otros, sin embargo, están únicamente relacionados con la comodidad o seguridad del usuario y no son fácilmente identificables. Se ha definido para muchas distribuidoras sin embargo una función de costo asociada a esta falta de calidad. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Si se quiere entonces minimizar el CSN, la ecuación a minimizar sería por tanto:

Figura 1. **Costo Social Neto de la Calidad**



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

El nivel óptimo de calidad (NOC), o CSN mínimo se alcanza cuando las derivadas parciales de ambos términos son iguales y de signo contrario

$$\frac{\partial I}{\partial CAL} \Big|_{NOC} = - \frac{\partial C}{\partial CAL} \Big|_{NOC} = K$$

Si se diera el caso que la calidad es inferior al NOC, el costo marginal de mejora del índice es inferior a K, y que representa que el beneficio marginal que obtienen los usuarios al mejorar la calidad. Finalmente estos tres valores se acomodan llegando a un punto de equilibrio. Socialmente hablando, es rentable la inversión para mejorar la calidad hasta llegar al nivel óptimo de calidad, a partir de donde una mejora representará un mayor costo que beneficio. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Generalmente estas dos funciones no son conocidas. Obtener un determinado nivel de calidad no es algo repetitivo ya que varía según las características del mercado desarrollado y del grupo de usuarios que se atiende. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Tradicionalmente este problema ha sido resuelto como una valoración a la falta de continuidad en el suministro de la energía, siendo tomado en cuenta para inversiones en el mejoramiento de las redes construidas y como aspecto decisivo en la regulación. Normalmente se ha determinado una función llamada “energía no suministrada” -ENS-, dicha función asigna un costo por la energía lo suficientemente alto para generar un estímulo, a invertir en la red, para evitarlo. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

En la introducción de esta función se asignaba a la ENS el valor del precio de venta al usuario. Este valor no es realmente el costo asignado a la calidad

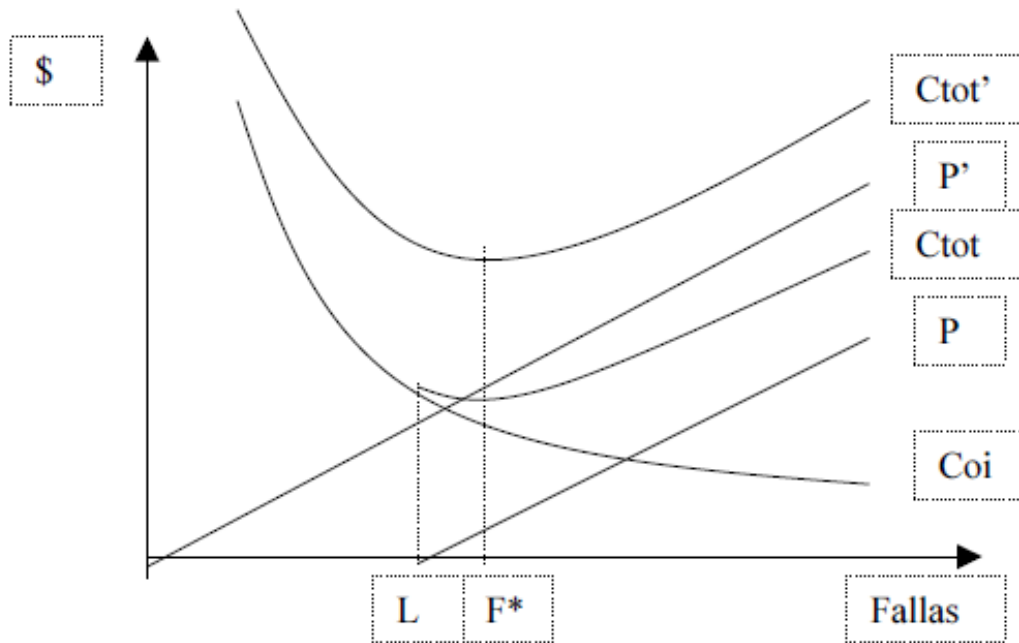


del servicio de energía, sino en su lugar representa el costo que tiene la distribuidora por energía no vendida. Este valor sin embargo, ha ido evolucionando para tomar en cuenta el costo de oportunidad para las empresas, de tal forma que aspira a tener el valor aproximado que un cliente le asigna. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

La ENS tiene el objetivo de ser la penalidad impuesta al distribuidor, y tiene como tarea principal inducir las inversiones necesarias para alcanzar los estándares establecidos de calidad del servicio, más que la compensación al usuario. Si la compensación al usuario fuera su objetivo, esta pudiera ser parcial o total y esto impactaría indudablemente a nivel tarifario; mientras que el control por medio de los estímulos lograría cumplir con el objetivo de elevar el nivel de calidad al rango deseado. (Urbiztondo, 2000)

Esto no implica que las penalidades impuestas al distribuidor deben ser tales que se busque llevar a cero las fallas; sin embargo si implica que si las fallas son mayores los costos ocasionados también lo son. (Urbiztondo, 2000)  
Lo anterior puede observarse en el siguiente gráfico:

Figura 2. Costo asignado por las fallas



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Donde:

- \$, representa el total de la acción
- Fallas, indican el número de fallas del sistema
- L, indica el máximo permitido por la regulación
- F\*, es el nivel objetivo de fallas
- Coi, es la función del costo de operación y mantenimiento
- P y P', representan la función de costo por penalidades a partir del límite de interrupciones permitido en la legislación y a partir del origen (es decir desde la primera falla) respectivamente.
- Ctot y Ctot', representan el Costo Total (o Costo Social Neto) en función del límite o el origen de la función de penalidades respectivamente

Si dentro de la regulación se dictara que el costo a indemnizar a los usuarios comenzara en la primera falla (y no solo después del rango L permitido), entonces la función de estas indemnizaciones sería reflejado por  $P'$  (con la misma pendiente que  $P$ ), provocando de esta forma un alto costo por pago de indemnizaciones e inversiones. Por otro lado, si la función de indemnizaciones se define por  $P$ , el punto donde se minimizan los costos seguiría siendo  $F^*$ . Esto implica que la función  $P$  logra generar las mismas decisiones que  $P'$ , pero lo hace con un monto menor en el tarifario, ya que estos dejan de pagar las indemnizaciones por las primeras “L” fallas. (Urbiztondo, 2000)

Como se menciona no es deseable (ni posible) evitar todas las fallas en los componentes que finalmente resulten en interrupciones de servicio. Puede entonces considerarse como aceptable el nivel de servicio cuando el costo de evitar esas interrupciones excede los costos de las consecuencias de estas. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

Además, es importante la determinación con datos nacionales (o locales según el caso). A pesar de que las experiencias en otros países pueden ofrecer alguna guía, la determinación de las funciones de los costos del servicio y del costo de la falta de este pueden ser determinados únicamente con datos nacionales, tomando en cuenta factores como la experiencia, los objetivos a alcanzar y la voluntad de pago. (Cano Plata & Ramírez Castaño, 2006)

### **7.2.2. Limitantes**

A través de la experiencia se han determinado algunas limitantes en el establecimiento de los límites permitidos por los entes reguladores, que responden a características particulares de cada distribuidora. Algunas de estas

diferencias pueden provocar un impacto grande en los índices si no son correctamente evaluadas, se describen algunas a continuación. (Urbiztondo, 2000)

#### **7.2.2.1. Zonas urbanas vs zonas rurales**

Debe existir una diferencia de los límites de las penalidades entre áreas rurales y urbanas, debido a mayores costos de brindar la misma calidad de servicio en el área rural. Se deben considerar las diferencias en los costos y las preferencias.

- Si las preferencias son iguales (es decir el costo asociado a las fallas es el mismo), el monto de la indemnización marginal debe ser igual. Esto debe compensarse con un incremento en el límite de las fallas.
- Si las diferencias de costos son desiguales (existe una modificación de la pendiente del CSN), el nivel de la calidad será diferente en ambas regiones cuando sea igual el costo marginal de las indemnizaciones. (Urbiztondo, 2000)

Evidentemente tiene grandes ventajas contar con energía eléctrica en zonas rurales de un servicio seguro y eficiente. Sin embargo, muchas de estas instalaciones no son rentables por sí mismas, derivados de altos costos de inversión contra los escasos ingresos originados por la venta de energía por consumos dispersos y de menor demanda. Por esto mismo, queda dentro de la responsabilidad del ente regulador un plan de electrificación rural que permita a la distribuidora la inversión en dichas estructuras, ya que su objetivo último es proveer de este servicio básico que impulse la calidad de vida de la población atendida. (Ramírez Castaño, 2004)

### **7.2.2.2. Estacionalidad de la demanda**

La continuidad en períodos de alta demanda requiere una inversión marginal mayor (horario vespertino en el consumo residencial). Dichas tarifas tendrían que reflejar el patrón de consumo de cada cliente, en lugar de subsidiarse de usuarios que tiene una curva de demanda distinta. Para este efecto, la tecnología de la medición es la restricción para la implementación de tarifas horarias. (Urbiztondo, 2000)

### **7.2.2.3. Consumidores heterogéneos**

La existencia de una amalgama de preferencia de los clientes y los costos asociados ante la falta de calidad del servicio deberían poderse reflejar en sus tarifas, de tal forma que a mayor valoración, mayor el costo. De manejarse de esta forma surgen dos problemas principales: no puede hacerse una división de las inversiones con relación al grupo de usuarios que beneficia, sino que son generales. Y segundo, las empresas no tienen la información completa respecto a las preferencias de estos. (Urbiztondo, 2000)

### **7.2.2.4. Asimetría Informativa**

El desconocimiento de las preferencias de los clientes orilla a los entes reguladores a elegir una penalidad promedio (por grupo de cliente) estimando el costo ponderado por la falta del servicio o caso contrario, permitir al usuario elegir el esquema de negocio que mejor se adecúe a lo que desea. (Urbiztondo, 2000)

En el primer caso, el ente regulador puede hacer un mal cálculo de las preferencias de los clientes, y en dado caso que este error no se presente, las

inversiones podrían incitarse a generar una calidad de servicio superior al conjunto de clientes que no la valora lo suficiente, o viceversa. (Urbiztondo, 2000)

En el segundo caso, tener las preferencias del cliente genera dos problemas potenciales:

- El "free-ridin", que consiste en mejorar el sistema con modificaciones genéricas sin revelar las preferencias personales, de tal forma que se recibe mayor calidad sin pagar por ella.
- El oportunismo, donde inicialmente se demandará mayor calidad y cuando se completen las inversiones, se cambiará la calidad a un nivel más bajo. Se continuará recibiendo una buena calidad ya que será difícil reducir la inversión rápidamente y se anularía el pago por la misma. Esto podría evitarse con esquemas que restrinjan este tipo de acciones. (Urbiztondo, 2000)

En efecto, la información que el regulador tiene a su disposición es imperfecta, por tanto, la estimación de costos también lo será. Esta es una característica inherente a la regulación. Sin embargo, sin importar si es el regulador quien dicta una única tarifa o lo hace en función de las características del cliente por región, la información requerida y disponible será la misma para establecer dicho parámetro. (Urbiztondo, 2000)

#### **7.2.2.5. Especificidad de las inversiones**

Sin importar las características de los usuarios, las inversiones en la red son genéricas (para todo el conjunto) e individuales (para usuarios homogéneos

o únicos). Esto no debería ser un problema insuperable al establecer tarifas diferentes para usuarios diferentes. (Urbiztondo, 2000) Sin embargo se genera un problema, este se centra en el hecho de que la entidad regulada puede cambiar los costos de los clientes por los que compete a otros clientes que están cautivos de sus servicios de monopolio. ¿Cómo pudo pasar esto? Una empresa de transmisión y/o distribución (T&D) que quiera vender energía premium a un cliente industrial podría, por ejemplo, diseñar mejoras de \$100,000 en el sistema de distribución y reclamar que \$60,000 de ellos realmente respaldan al sistema en su conjunto y deberían colocarse en la base de tarifas reguladas. Luego ofrecería la solución de energía premium al cliente industrial por \$40,000. Puede ser muy difícil para alguien externo, o incluso para reguladores en algunos casos, saber si esta división entre la porción regulada (\$60,000) y la porción competitiva (\$40,000) es apropiada. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Las complicaciones siempre surgen cuando los mercados regulados y competitivos interactúan. Es difícil para los reguladores garantizar que los clientes monopolísticos a los que se les encargó la protección no se estén siendo utilizados para subsidiar injustamente una mejora en la red. Obviamente, esta subvención sería considerada injusta por las otras compañías que compiten para vender estos productos o servicios. Pero también perjudica a los clientes regulados. Primero, son perjudicados porque sus tarifas reguladas son necesariamente más altas si están subsidiando negocios fraudulentos de la compañía de distribución. En segundo lugar, se vuelven a perjudicar si la empresa regulada puede utilizar su ventaja injusta para sacar a la competencia del negocio. La elección del cliente para el servicio competitivo se reduce, y es probable que los precios aumenten. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Con este fuerte incentivo para no permitir que las entidades reguladas negocien en servicios competitivos, ¿por qué permitir que las empresas de T & D vendan energía premium? Los beneficios económicos de resolver problemas de calidad de energía en el sistema de distribución pueden ser tan abrumadores que eliminar esta opción dañaría seriamente a los clientes. A menudo es técnicamente más fácil y más barato implementar mejoras en la calidad de la energía y la calidad del servicio en el sistema de distribución en lugar de exclusivamente (o junto con) dentro de las instalaciones del cliente. Esto proporciona un fuerte argumento para querer incluir empresas de T&D en la combinación de proveedores de soluciones. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Adomaitis y Frank ofrecen un excelente ejemplo de un caso en el que mejorar el sistema de T&D demostró ser la forma más rentable de abordar un problema de calidad de energía para un cliente industrial de 15 MVA. Describen una situación en la que un fabricante de tubos de vidrio presentaba problemas de producción y pérdidas cada vez que se producía una tormenta eléctrica en la zona. El proceso de fabricación requiere mantener tolerancias ajustadas y era sensible a la calidad de la energía. Si el proceso se interrumpe de forma desordenada, es posible que se necesiten horas o días para reiniciar y volver a la producción dentro de las especificaciones. Las interrupciones momentáneas de energía y las caídas de tensión estaban causando dichos apagones. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

El cliente había instalado la capacidad de desplazamiento en los dispositivos de baja potencia. Sin embargo, la capacidad de conducción para los motores grandes era prohibitivamente costosa. Se estimó que una solución de regulador de voltaje dinámico (DVR) costaría \$ 4 millones. También se investigó el suministro de la planta directamente desde el sistema de 230 kV,



pero también se descubrió que este movimiento era demasiado caro, con alrededor de \$ 2.5 millones. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Allegheny Power estudió el problema detenidamente y descubrió que instalando pararrayos cada 600 a 800 pies en aproximadamente 50 millas del sistema de subtransmisión de 46kV (y recodificando el esquema de los relés de protecciones), podrían eliminar los problemas de calidad de energía. La solución costó aproximadamente \$ 400,000 y fue claramente la opción económicamente correcta. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Si bien este proyecto es un claro ejemplo de por qué es técnica y económicamente importante que las empresas distribuidoras puedan participar en el suministro de proveer una mejor calidad de energía, Adomaitis y Frank no abordaron varias inquietudes comerciales y normativas interesantes. ¿Quién debería pagar los \$ 400,000, por ejemplo? Dado que el beneficiario era el fabricante del tubo de imagen, ¿debería pagar el costo total? La calidad de energía en todo el sistema de subtransmisión regional de 46kV se elevó, lo que abre el argumento de que otros clientes que también se beneficiaron de la mejora de la calidad de la energía deberían ayudar a pagar el proyecto. Pero no hay indicios de que otros clientes en el área estuvieran insatisfechos con el nivel de servicio que ya estaban recibiendo. (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Los clientes futuros, especialmente los clientes sensibles a la calidad de la energía también son una preocupación. Si otra fábrica sensible se ubica en la región, ¿debería compartir el costo de la actualización y reducir la participación que está pagando el fabricante de tubos? ¿Debería el regulador permitir que el costo de la mejora se distribuya entre todos los clientes con la teoría de que la

calidad mejorada atraerá nueva industria y será buena para el crecimiento económico de la región en general? (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

Estas difíciles cuestiones de política están íntimamente relacionadas con las diferencias técnicas en las opciones de tecnología. De hecho, el fabricante de tubos probablemente favorecería la solución de T&D, incluso si fuera más costosa, si la empresa distribuidora pudiera distribuir el costo entre otros clientes.

Al menos tres puntos importantes se pueden extraer de este ejemplo de fábrica de tubos de imagen:

- La solución de distribución puede ser el costo más bajo, por un margen significativo.
- Existe la posibilidad de que la empresa distribuidora subsidie de manera cruzada entre servicios regulados y competitivos; de hecho, puede ser difícil determinar cuál es la asignación correcta entre servicios regulados y competitivos.
- Existe un problema de free-rider. (problema de polizón, descrito en la limitante de asimetría informativa) (Kueck, Kirby, Overholt, & Markel, 2004)

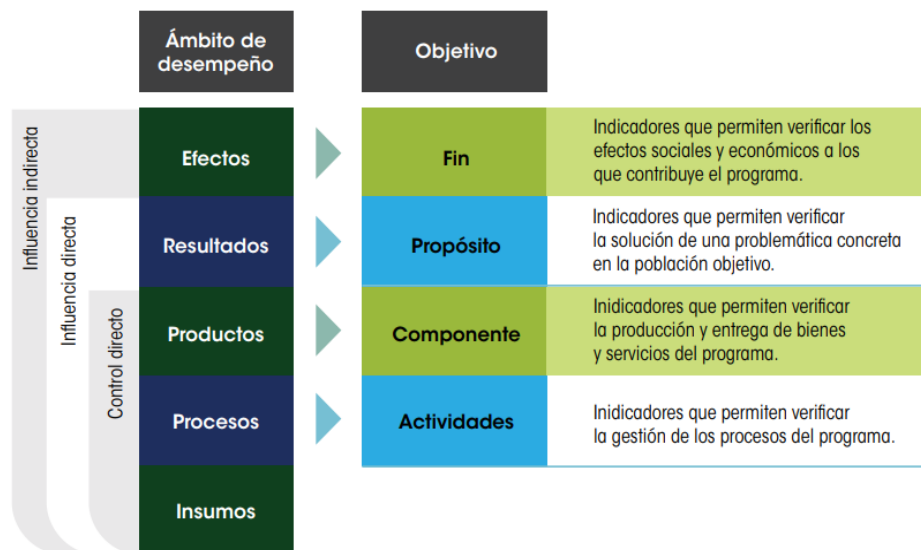
### **7.3. Indicador de calidad del servicio**

Un indicador funciona como una herramienta para evidenciar el logro o la condición de un resultado esperado. Este indicador puede establecer aspectos de naturaleza cualitativa o cuantitativa respecto a los objetivos que el programa

o proyecto establece. Este debe tener una relación entre al menos dos variables y estar naturalizado para las características temporales y geográficas sobre las cuales se quiere aplicar. Un indicador es entonces, una medida estadística construida para determinar los cambios de una magnitud en relación al tiempo o espacio (CONEVAL, 2013)

Cada indicador debe establecerse para los diferentes niveles de complejidad en el cumplimiento de objetivos y los alcances que estos tendrán. Estos alcances se definen como ámbitos de desempeño y se detallan en la siguiente imagen:

Figura 3. **Indicador de calidad del servicio**



Fuente: CONEVAL, 2013

En este sentido se infiere que para efectos de este estudio queda determinado de la siguiente manera el contexto del indicador de continuidad de servicio:

Tabla I. **Indicador de continuidad de servicio**

<b>Ámbito de desempeño</b>	<b>Documento que lo regula</b>	
Efectos	Ley General de Electricidad	Influencia indirecta, se busca establecer condiciones técnicas mínimas al menor costo del sistema eléctrico nacional
Resultados	Normas Técnicas del Servicio de Distribución	Influencia directa, solución a problemática concreta del servicio de distribución de manera eficiente.
Productos	Calidad del Servicio Técnico. Título VI contenido en las NTSD	Control directo, busca evaluar la continuidad del servicio de distribución, índice sobre el cual se establece este estudio y el cual evalúa la producción, la entrega y las características de todos los bienes y servicios que se otorgan directamente a los usuarios.
Procesos	No aplica	

Fuente: elaboración propia.

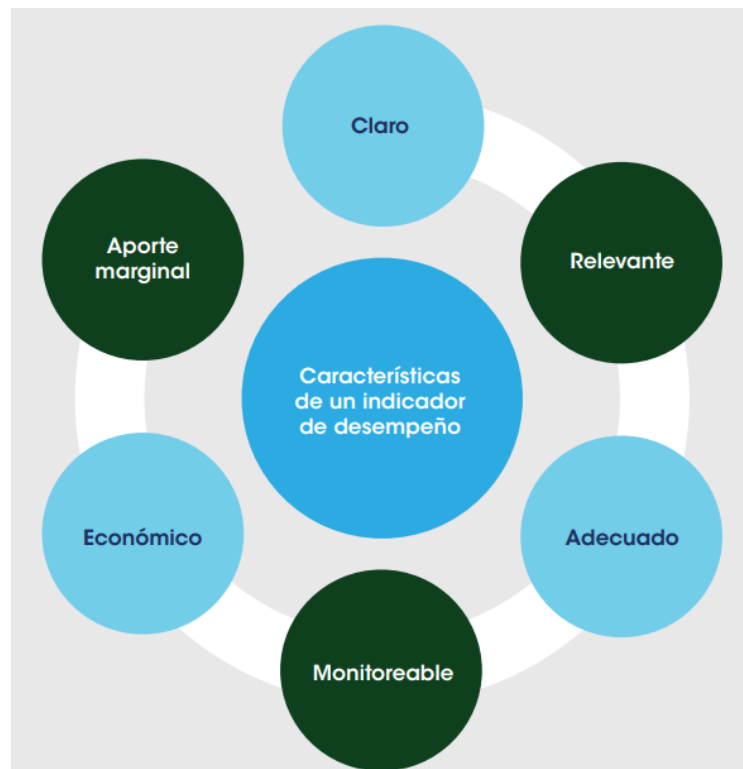
Debido a la naturaleza del ámbito de desempeño sobre el cuál se basa el estudio, se sugieren tres tipos de indicadores que pueden utilizarse, siendo el último de los descritos el elegido por las Normas Técnicas del Servicio de Distribución:

- Indicador de eficacia: evalúa el grado de desempeño del objetivo.
- Indicador de eficiencia: evalúa los recursos empleados para lograr el cumplimiento del objetivo.
- Indicador de calidad: evalúa características que el servicio debe poseer dentro de una tolerancia establecida. (CONEVAL, 2013)

### 7.3.1. Componentes fundamentales de un indicador

Una vez que se ha seleccionado el tipo de indicador a utilizar dentro del ámbito de desempeño, este debe ser evaluado para determinar que cumple con algunos criterios mínimos que le permitirán ser funcional para el objetivo que se intenta alcanzar. Dichos criterios se resumen a continuación: (CONEVAL, 2013)

Figura 4. Componentes fundamentales de un indicador



Fuente: CONEVAL, 2013

#### **7.3.1.1. Claro**

Un indicador tendrá claridad si el objetivo al que se asocia también la tiene. Este objetivo debe enunciar lo que se pretende medir y a quién se debe medir. El indicador debe establecer la forma de presentar los resultados obtenidos, así como su potencial interpretación, un nombre, una fórmula de cálculo, una frecuencia de medición y los medios para su verificación. Es decir, que no genera dudas sobre lo que pretende medir ni contiene alguna característica técnica que permita ambigüedades de interpretación. (CONEVAL, 2013)

#### **7.3.1.2. Relevante**

Debe relacionar las características más importantes del indicador con algún aspecto fundamental del objetivo, es decir con respecto a lo que se va a medir y a quién se va a medir. (CONEVAL, 2013)

#### **7.3.1.3. Económico**

Se debe determinar que el costo económico y humano de generar la información es menor que el beneficio de generar la información para su posterior utilización. (CONEVAL, 2013)

#### **7.3.1.4. Monitoreable**

Especifica los medios de verificación y la metodología para su cálculo por una medición independiente. Esto implica que cualquier persona puede replicar la metodología de cálculo y que los medios de verificación deben ser precisos

para poder seleccionar la información necesaria para la construcción del indicador. (CONEVAL, 2013)

El control de las interrupciones, en términos ideales, debería estar bajo la responsabilidad del ente regulador, siendo este quien instala los equipos de monitoreo de la frecuencia y duración de las interrupciones en cada uno de los alimentadores, tanto del sistema de distribución como de transmisión, permitiendo su lectura de forma automática y enviando dicha información a un sistema central quien integra y calcula a partir de los datos. Estos equipos de medición debieran ser incluidos dentro de los elementos fundamentales en las "Unidades Constructivas" mínimas sobre las cuales se evalúa y remunera a las empresas. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

La instalación de los equipos deberá establecerse en un plazo transitorio y estar bajo la responsabilidad del distribuidor determinar el número de equipos y la logística que utilizará para la instalación dentro del año calendario, de tal forma que cumpla la meta de cubrir su red de distribución conforme e, marco regulatorio lo exponga. (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2004)

Por otra parte, si la conectividad entre sistemas de monitoreo y registro de datos no está realizada propiamente, no existe manera de determinar el número exacto de clientes que quedaron sin servicio de energía eléctrica dada una falla. Por ejemplo, si existen 10 usuarios conectados a un transformador de distribución, y uno de ellos reporta una falla en el servicio, el sistema debería ser capaz de poder relacionar a los 9 restantes a la misma falla e incluirlos dentro del cálculo de los indicadores. (Chatterton, 2003)

Después de haber implementado sistemas de mapeo automatizados con conectividad entre circuitos y sistemas automatizados de gestión de cortes,

algunas distribuidoras han experimentado aumentos en los índices de calidad de servicio (aunque esto implica que son más precisas las mediciones). (Chatterton, 2003)

#### **7.3.1.5. Adecuado**

Implica que el indicador da bases de juicio acerca del desempeño general del propósito del programa dentro un espacio temporal definido. (CONEVAL, 2013)

#### **7.3.1.6. Aporte marginal**

Este componente aplica solo si el objetivo tiene dos (2) o mas indicadores. Estos indicadores deben cumplir con los componentes descritos anteriormente y deben proporcionar aspectos que no son evaluados por otro indicador ya establecido. (CONEVAL, 2013)

### **7.3.2. Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala**

La Calidad del Servicio Técnico será evaluada en función de la continuidad del servicio en períodos semestrales continuos. Donde se considera una interrupción toda falta de servicio en el punto de entrega mayor de tres minutos o los casos de fuerza mayor. No serán tomadas en cuenta las fallas de larga duración para el cálculo de los índices. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1997)

La Calidad del Servicio Técnico será evaluada mediante los siguientes índices o indicadores globales: Frecuencia Media de Interrupción por kVA



(FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK); y por índices o indicadores individuales: Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU) y Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU). (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1997)

Las indemnizaciones se realizarán por fórmulas definidas, dependiendo del período de evaluación y el grupo de usuarios, en caso de superarse cualquier tolerancia establecida por causas atributales o no al distribuidor. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1997)

Según el Artículo 57 se llevará el control de las interrupciones mediante los indicadores globales FMIK y TTIK. De tal forma que cada distribuidor debe tener registrada la capacidad en kVA de todos los transformadores y el registro de cada evento. Los índices individuales FIU y TIU será utilizado para usuarios en media y alta tensión y debe ser posible el registro de cada interrupción. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1997)

#### **7.3.2.1. Frecuencia media de Interrupción por kVA (FMIK)**

Presenta la cantidad de veces que el kVA promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j \frac{Qkfsj}{Qki}$$

Donde:

$\sum_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Q_{kfsj}$ : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción  $j$ .

$Q_{ki}$ : Cantidad de kVA instalados.

(Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 1997)

### 7.3.2.2. Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

Presenta el tiempo total, en horas, en que cada kVA promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j \frac{Q_{kfsj} * T_{fsj}}{Q_{ki}}$$

Donde:

$\sum_j$ : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Q_{kfsj}$ : Cantidad de kVA fuera de servicio en la interrupción  $j$ .

$Q_{ki}$ : Cantidad de kVA instalados

$T_{fsj}$ : Tiempo, en horas, que han permanecido fuera de servicio los kVA en la interrupción  $j$ .

### 7.3.2.3. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)

$$FIU = \sum I_j$$

Donde:

lj: Número de Interrupción j, para cada Usuario

#### 7.3.2.4. Tiempo de interrupción por Usuario (TIU)

$$TIU = \sum Tfsuj$$

Donde:

Tfsuj: es el tiempo, en horas, de la interrupción j, para cada Usuario.

Según el Artículo 56 de las NTSD se establecen las tolerancias a los índices de calidad del servicio técnico:

#### 7.3.2.5. Índices globales

Tabla II. Índices globales

Etapa de transición	Fmik		Ttik	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	3	4	10	15
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	5		20	

Continuación de la tabla II.

A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en baja tensión)	Fmik		Ttik	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2.5	3.5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Fuente: elaboración propia.

La fórmula de cálculo para la indemnización se define por:

$$INIG = ENS \text{ sistema} * CENS$$

En donde:

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} \left[ \frac{TTIK - TTIK \text{ límite}}{8760} \right]$$

$$ENS \text{ sistema} = D \text{ sistema} \left[ \frac{(FMIK - FMIK \text{ límite}) * \frac{TTIK}{FMIK}}{8760} \right]$$

- INIG: Indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una Indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los Usuarios del Distribuidor.

- ENS sistema: Energía no suministrada al sistema, calculada por TTIK y por FMIK, (kWh).
- D sistema: Demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del Distribuidor, (kWh).
- CENS: Costo de la energía no suministrada, [Q / kWh]. El costo de energía no suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la Tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

### 7.3.2.6. Índices individuales

Tabla III. Índices individuales

<b>A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en media y alta tensión)</b>	<b>Fmik</b>		<b>Ttik</b>	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	-	-	-	-
Usuarios en media y alta tensión	6	8	12	14
<b>A partir del mes trece de la etapa de régimen (para todos los usuarios)</b>	<b>Fmik</b>		<b>Ttik</b>	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en baja tensión	6	8	12	14
Usuarios en media tensión	4	6	8	10
Usuarios en alta tensión	3		6	

Fuente: elaboración propia.

La fórmula de cálculo para la indemnización se define por:

$$INII = ENS \text{ Usuario} * CENS$$

En donde:

$$ENS \text{ Usuario} = D \text{ Usuario} \left[ \frac{TIU - TIU \text{ limite}}{8760} \right]$$

$$ENS \text{ Usuario} = D \text{ Usuario} \left[ \frac{(FIU - FIU \text{ límite}) * \left(\frac{TIU}{FIU}\right)}{8760} \right]$$

INII: Indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los Usuarios que se les aplica una Indemnización individual, no les corresponderá una Indemnización global.

ENS Usuario: Energía no suministrada al sistema, calculada por TIU y por FIU, (kWh).

D Usuario: Demanda de energía facturada durante el período de control para cada Usuario, (kWh).

CENS: Costo de la energía no suministrada, [Q / kWh], El Costo de energía no Suministrada es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para Usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del período de control evaluado.

### **7.3.2.7. Indemnización por fallas de larga duración**

Para cada una de las interrupciones determinadas como Fallas de Larga Duración, que no sean calificadas de fuerza mayor se calculará una indemnización que será distribuida entre todos los usuarios afectados. La indemnización será calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IIFLD = PI * T * CENS$$

Donde:

IIFLD: Indemnización de Interrupción por Falla de Larga Duración (Quetzales)

PI: Potencia de cada Interrupción por Falla de Larga Duración (kilowatts)

T: Tiempo de duración de cada Interrupción por Falla de Larga Duración, desde el inicio de la interrupción hasta que se conecta el último usuario afectado por la misma (hora)

CENS: Costo de la Energía No Suministrada de acuerdo al artículo 58 de estas normas (Quetzales/kilowatt-hora)

#### **7.4. Error en el proceso de medición**

Cualquier medición tiene asociado un modelo que es una aproximación al proceso real, por tanto, cualquier medición realizada en cualquier ámbito incluye la apreciación más próxima al valor de la variable a medir y una estimación de la incertidumbre de este. Esta incertidumbre es una composición de diversos factores, que pueden ser inevitables desde la definición de la variable hasta depender del principio de medición, el método y procedimientos aplicados. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

La aproximación realizada sobre el proceso se traduce a un modelo matemático, donde las entradas del proceso se denominan comúnmente con el conjunto de índices  $x_n$ . La relación descrita entre los valores de entrada y la variable a medir de salida ( $y$ ) se representa como una función  $y = f(x)$ . Esta ecuación indica una relación funcional entre las variables de entrada y salida. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

Una vez que se ha definido las relaciones de medición a evaluar, se debe identificar las fuentes de incertidumbre que se pueden presentar. Estas incertidumbres tienen diversos orígenes, por ejemplo:

- Condiciones ambientales diferentes
- Limitación para hacer repeticiones de las lecturas
- Limitación para reproducir las lecturas con cambios de observadores, instrumentos, etc.
- La naturaleza misma de la magnitud a medir
- La incertidumbre del patrón de referencia
- La calibración del instrumento
- Limitantes del instrumento como resolución, histéresis, etc.
- Variabilidad de la magnitud a medir
- El proceso de medición utilizado (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

Generalmente se distinguen dos metodologías utilizadas para evaluar las fuentes de incertidumbre: Método A, basado en una serie de mediciones con implicaciones estadísticas; mientras que el Método B, se basa en cualquier otra forma de estimar esta incertidumbre. Ambas metodologías se basan en distribuciones de probabilidad, con la diferencia que el tipo A se basa en mediciones repetidas sobre el mismo proceso, mientras que el tipo B supone una distribución basado en información externa o experiencia. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

#### **7.4.1. Incertidumbre sistemática**

Refiere a incertidumbres con origen definido identificable, estas incertidumbres tienden a desviar la medición de la magnitud siempre en el



mismo sentido y por un factor constante y pueden, en principio, corregirse. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

#### **7.4.1.1. Instrumentales**

Refiere a malas calibraciones del equipo, la resolución limitada del instrumento, el tipo de instrumentos utilizados (digitales o analógicos), a la sensibilidad del instrumento, histéresis (entendido como el retraso que tiene un instrumento de indicar la magnitud medida). (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

#### **7.4.1.2. De observación**

Refiere a desviaciones en la lectura de la medida originadas por el punto de vista utilizado para visualizar la escala. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

#### **7.4.1.3. De medio ambiente**

Refiere a desviaciones en las condiciones normales de operación que pueden generar lecturas distintas al valor real. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

#### **7.4.1.4. Teóricas**

Refiere a las simplificaciones realizadas sobre el modelo físico y matemático empleado. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

### **7.4.2. Incertidumbres aleatorias**

Refiere a desviaciones negativas o positivas en las medidas, causadas por una combinación de efectos: del instrumento, del observador y las condiciones

ambientales. Estos errores no siempre pueden ser identificados. Usualmente para evitar estos errores se repite varias veces la medición para poder obtener repetibilidad en la medición, es decir la dispersión en los valores medidos en diferentes momentos. La repetibilidad se entiende cuando se obtienen mediciones en las mismas condiciones originales, en un momento distinto. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

Sin embargo, existen casos donde solo es posible tener una reproducibilidad de la medida, eso significa que algunas de las condiciones originales han cambiado ligeramente con respecto a las mediciones primarias. Estas condiciones pueden ser: 1) mismo procedimiento de medición, 2) mismo observador, 3) mismo instrumento de medición bajo las mismas condiciones, 4) mismo lugar. Este cambio siempre debe ser identificado para tener un contexto adecuado. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

En este sentido se identifican algunas características que hacen poco reproducibles o poco repetibles algunas magnitudes a medir, entre ellas se encuentra:

- Es una cantidad que oscila a lo largo del tiempo, en signo y magnitud.
- Es una magnitud que está sujeta a muchos factores que influyen la medida y sobre los cuales se tiene poco o nulo control.
- Ser una cantidad dinámica.
- Ser una variable aleatoria en lugar de causal, lo que implica que está sometida a leyes probabilísticas. (Schmid & Lazos Martínez, 2000)

### **7.4.3. Descripción de la metodología actual**

Actualmente la metodología definida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a través de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, define que deben organizarse bases de datos con las características de la interrupción, los usuarios y equipos afectados, así como su relación y ubicación en la red de distribución.

Estas bases de datos también deben incluir los datos de las instalaciones y equipos que le abastecen. Esta información será recabada por niveles: Centro de transformación de MT/BT y usuarios en MT, alimentadores en MT, subestaciones en AT/MT y usuarios en AT, red de AT, alimentador de BT. Además de esto, debe relacionarse con los archivos de facturación y permitir el cálculo de energía no suministrada a cada uno de los usuarios de manera individual y global.

La recopilación de la información es responsabilidad del distribuidor, así como la determinación de los indicadores e indemnizaciones cuando corresponda. La CNEE podrá fiscalizar todo el procedimiento.

Ya que el sistema de recepción de reclamos es una posibilidad para establecer una interrupción, debe contarse con este servicio permanentemente a disponibilidad del usuario y ser tomado en cuenta en el cálculo de los índices.

Una vez asignado el monto de la indemnización, el distribuidor deberá informar al cliente dentro de la factura correspondiente, siendo esto comunicado de igual forma a la CNEE.

Al momento de acreditar la indemnización por incumplimiento a los límites de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico, el Distribuidor deberá informar solamente el monto de la indemnización resultante, dentro de la factura correspondiente.

El Distribuidor deberá comunicar a la CNEE la modalidad y el texto a utilizar para el cumplimiento de lo establecido en este punto, el cual podrá ser modificado por la CNEE en caso sea necesario.

Se establece dentro de la norma la forma de la presentación de dichos indicadores de calidad para establecer una estandarización del procesamiento de los datos.



## 8. PROPUESTA DE ÍNDICE

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

OBJETIVOS

INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Calidad de la energía eléctrica

2.1.1. Fijación de planes de incentivos

2.1.2. Valoración según el tipo de consumidor

2.2. Influencias

2.2.1. Planteamiento de la continuidad

2.2.2. Limitantes

2.2.2.1. Zonas urbanas vs. zonas rurales

2.2.2.2. Estacionalidad de la demanda

2.2.2.3. Consumidores heterogéneos

2.2.2.4. Asimetría informativa

2.2.2.5. Especificidad de las inversiones

2.3. Indicador de calidad del servicio

2.3.1. Componentes fundamentales de un indicador

2.3.1.1. Claro

- 2.3.1.2. Relevante
- 2.3.1.3. Económico
- 2.3.1.4. Monitoreable
- 2.3.1.5. Adecuado
- 2.3.1.6. Aporte marginal
- 2.3.2. Indicadores de calidad del servicio técnico en Guatemala
  - 2.3.2.1. Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK)
  - 2.3.2.2. Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK)
  - 2.3.2.3. Frecuencia de Interrupciones por Usuario (FIU)
  - 2.3.2.4. Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)
  - 2.3.2.5. Índices Globales
  - 2.3.2.6. Índices Individuales
  - 2.3.2.7. Indemnización por falas de larga duración
- 2.4. Error en el proceso de medición
  - 2.4.1. Incertidumbre sistemática
    - 2.4.1.1. Instrumentales
    - 2.4.1.2. De observación
    - 2.4.1.3. De medio ambiente
    - 2.4.1.4. Teóricas
  - 2.4.2. Incertidumbres aleatorias
  - 2.4.3. Descripción de la metodología actual

### 3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

### 4. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CONCLUSIONES  
RECOMENDACIONES  
BIBLIOGRAFÍA  
ANEXOS





## **9. METODOLOGÍA**

### **9.1. Tipo de estudio**

#### **9.1.1. Diseño exploratorio**

Se realizará una investigación con diseño exploratorio para examinar factores de influencia técnica que repercuten en la disponibilidad de energía; así como factores que limitan la capacidad de medir apropiadamente la continuidad del servicio de energía eléctrica. Adicional se evaluará el medio técnico empleado en el proceso de medición para establecer el cumplimiento de los componentes mínimos de un indicador, así como los errores que pueden presentarse dentro de la metodología utilizada.

#### **9.1.2. Diseño descriptivo**

Se realizará una investigación con diseño descriptivo para detallar las características de los sujetos de investigación. Con este diseño se obtendrán datos sobre la percepción de la continuidad del servicio que se les brinda; también datos sobre la capacidad del sistema de suplir la demanda impuesta de potencia.

## **9.2. Variables**

### **9.2.1. Disponibilidad**

Según la norma UNE-EN 13306 de Febrero 2002, se puede definir disponibilidad como la capacidad de un elemento de encontrarse en un estado para desarrollar una función requerida bajo unas condiciones determinadas en un instante dado, asumiendo que se proveen los recursos externos requeridos.

Para este estudio se entiende esta por la capacidad de la energía eléctrica de ser proporcionada en suficiente potencia y calidad para su uso en los equipos eléctricos suplida al punto de entrega sin importar las condiciones externas y/o internas de la red.

#### **9.2.1.1. Indicadores**

- Competencia: Capacidad del sistema de suministrar la potencia requerida por el sistema, es decir de satisfacer la demanda.
- Fiabilidad: Capacidad de suplir la energía eléctrica en el punto de entrega sin importar las condiciones internas y/o externas.

### **9.2.2. Proceso de medición**

La medición, como proceso, es un conjunto de actos experimentales dirigidos a determinar una magnitud física de modo cuantitativo, empleando los medios técnicos apropiados y en el que existe al menos un acto de observación.

Para este estudio se entiende el proceso de medición como el conjunto de características en la metodología de medición que permiten una medición técnicamente adecuada de la continuidad de servicio de distribución eléctrica.

#### **9.2.2.1. Indicadores**

- Medio técnico apropiado: Metodología en el proceso de medición que provee circunstancias controladas que permiten una medición técnicamente adecuada del indicador de continuidad de servicio de distribución eléctrica
- Errores en la medición: Diferencia existente entre la entre la magnitud medida y el valor “verdadero” de la magnitud



## 10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

### 10.1. Desarrollo documental

A través de investigación documental se pretende relacionar información con la investigación de los siguientes puntos:

- Histórico de oferta y demanda de potencia en Guatemala. Establecer capacidad de abastecimiento de energía como punto inicial de la continuidad del servicio.
  - Solicitar el número de indemnizaciones y monto entregados por parte de la distribuidora a los usuarios regulados
  - Distribuciones geográficas del número de usuarios
  - Multas impuestas por la CNEE y realmente cobradas por ésta última. Tiempo de pago de multas entre la fecha impuesta la multa y la fecha en que se realiza el pago.
  - Información para detectar frecuencia y tiempo de interrupción, número de usuarios y motivo de la indemnización
- Proceso teórico de obtención de datos en la medición del indicador de continuidad del servicio.

- Solicitar la información para establecer la metodología que utiliza el medidor para detectar una falta de servicio de un bajo consumo del usuario.
- Proceso práctico de verificación de datos cuando se genera un proceso de reclamo ante la CNEE sobre el indicador de continuidad.

## **10.2. Entrevista**

Se estructurará una entrevista a profundidad para ser resuelta por un grupo de expertos en el tema de indicadores de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Método no probabilístico al considerar una muestra de expertos en cadena (por redes), donde se identifiquen participantes clave que puedan conocer a otras personas involucradas en el proceso que puedan proporcionar más datos a la investigación. Se detallarán los siguientes puntos:

- Proceso práctico de obtención de datos en la medición de, indicador de continuidad del servicio.
- Exigencias que son impuestas sobre la red de distribución en términos de planificación y operación la variabilidad de la demanda diaria y anual.
- Efectos de la influencia de usuarios sobre la red.
- Diferencias en la topología de la red de distribución entre ambientes urbanos y rurales y sus efectos en la continuidad del servicio.

- Determinar el efecto que la asimetría de la información, que se obtiene de los diferentes tipos de usuarios, tiene sobre el indicador utilizado ya que evalúa a todos los usuarios como iguales.
- Determinar si existen efectos por inversiones específicas en las redes de distribución en términos de calidad del servicio.
- Evaluar los componentes del indicador y determinar las deficiencias presentes en el mismo.
- Determinar la percepción técnica en el proceso de medición.
- Establecer los errores que pueden presentarse en el proceso de medición del indicador de continuidad de servicio de distribución y la frecuencia con la que estos pueden presentarse.

### **10.3. Encuesta**

Se realizará una encuesta a través de una muestra probabilística estratificada donde se diferencia usuarios regulados en entorno urbano y rural, de tal forma que pueda obtenerse su apreciación acerca de la continuidad del servicio que reciben por parte de la empresa distribuidora.

- Solicitar información al ente regulador por circuitos y por semestre de los indicadores establecidos en las normas por lo menos con 5 años de antigüedad, de tal forma que pueda estratificarse la muestra entre urbano/rural y buen servicio/mal servicio.



#### **10.4. Muestreo de casos extremos**

Se realizará un muestreo no probabilístico sobre casos de influencia de usuarios sobre la red que han afectado a otros usuarios, con el fin de detectar características importantes de dichos eventos que afectan la continuidad de servicio.

Adicional se evaluarán casos donde la continuidad de servicio tiene un desempeño excelente versus un desempeño muy deficiente en las áreas urbanas versus las rurales, a fin de detectar características que afecten este indicador.

## 11. CRONOGRAMA

Se planea desarrollar una estructura semanal de recopilación de información y desarrollo de los objetivos planteados dentro de la estructura propuesta.

Figura 5. Cronograma de actividades

Actividad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Solicitud de información a CNEE para desarrollo documental	■	■																		
Solicitud de información a Energuate para desarrollo documental		■	■																	
Desarrollo de instrumento de entrevista			■	■																
Desarrollo de instrumento de encuesta					■	■														
Ubicación de profesionales expertos en el tema						■	■	■	■	■	■	■								
Aplicación de entrevista y encuesta						■	■	■	■	■	■	■								
Obtención de información de CNEE y Energuate									■	■	■	■	■	■						
Muestreo de casos extremos													■	■	■	■	■			
Tabulación de datos																■	■	■	■	■
Presentación de resultados																■	■	■	■	■

Fuente: elaboración propia.



## 12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

Tabla IV. Factibilidad del estudio

<b>Tipo</b>	<b>Recurso</b>	<b>Descripción</b>	<b>Monto</b>
Tecnológico	Laptop	Grabación y edición de datos	N/A
Materiales	500 fotocopias	Impresión de encuestas y entrevistas. Recurso propio	Q250
Gastos	Gasolina	Movilización. Recurso propio	Q2,500
Información	Datos	Casos extremos por parte de distribuidora y CNEE	N/A
Información	Datos	Datos documentales de parte de CNEE y distribuidora	N/A
Gastos	Imprevistos	Recursos para imprevistos. Recurso propio	Q1,000
Gastos	Viáticos	Comida y servicios adquiridos durante encuestas y entrevistas. Recurso propio	Q4,000

Fuente: elaboración propia.



### 13. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Afonso, J., Batista, J., Sepúlveda, M., & Martins, J. (2007). Sistema Digital de Bajo Coste para la Monitorización de la Calidad de Energía Eléctrica. *Información Tecnológica*, 18(4), 15-23. Recuperado el 10 de 8 de 2017, de [http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642007000400004&script=sci\\_arttext](http://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0718-07642007000400004&script=sci_arttext).
2. Cano Plata, E. A., & Ramírez Castaño, S. (2006). *Calidad del Servicio de Energía Eléctrica* (Primera ed.). Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales. Recuperado el 30 de 06 de 2017, de <http://www.bdigital.unal.edu.co/5073/1/samuelramirezcastano.2006.pdf>.
3. Chapman, D. (2001). *El Coste de una Mala Calidad de la Energía Eléctrica*. Copper Development Association UK, Bruselas, Bélgica. Recuperado el 25 de 06 de 2017, de <https://www.sistemaselectricos.com/cursos/cpe2/varios/CostoCalidadPotencia.pdf>.
4. Chatterton, B. (2003). Network Reliability Measurement, Reporting, Benchmarking and Alignment with International Practices. *Eskom*. Recuperado el 2 de Agosto de 2017.

5. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2004). Indicadores de la Calidad para la Continuidad en la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica en Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. Norma Técnica CREG-069, Colombia. Recuperado el 26 de 06 de 2017.
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (7 de abril de 1997). *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. Obtenido de <http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/03%20NTSD.pdf>.
7. CONEVAL. (2013). *Manual para el diseño y la construcción de indicadores*. Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social. Distrito Federal: CONEVAL. Obtenido de [https://www.coneval.org.mx/Informes/Coordinacion/Publicaciones%20oficiales/MANUAL\\_PARA\\_EL\\_DISENO\\_Y\\_CONTRUCCION\\_DE\\_INDICADORES.pdf](https://www.coneval.org.mx/Informes/Coordinacion/Publicaciones%20oficiales/MANUAL_PARA_EL_DISENO_Y_CONTRUCCION_DE_INDICADORES.pdf).
8. García Rendón, J. J., & Pérez Botero, S. (2005). Regulación y desintegración vertical: Algunas consideraciones para el sector eléctrico colombiano. *Ecos de Economía: A Latin American Journal of Applied Economics*, 9(20), 129-156. Obtenido de <http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ecos-economia/article/view/1977>.
9. Gerencia de Proyectos Estratégicos, CNEE. (24 de Octubre de 2017). *Perspectivas de mediano plazo para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional*. Obtenido de Comisión Nacional de

Energía

Eléctrica:

<http://www.cnee.gob.gt/peg/docs/perspectivas%20peg.pdf>.

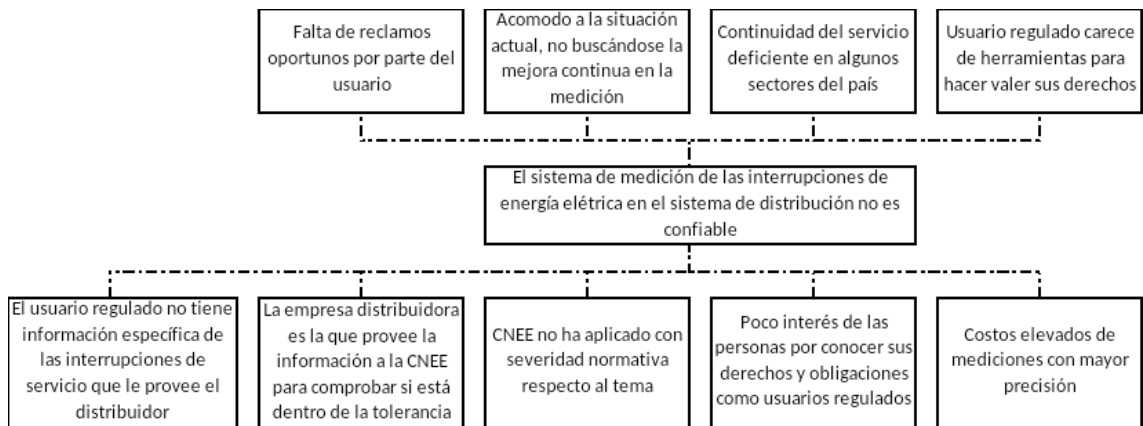
10. Kueck, J., Kirby, B., Overholt, P., & Markel, L. (2004). *Measurement Practices for Reliability and Power Quality*. Tennessee: UT-BATTELLE, LLC. Recuperado el 25 de julio de 2017.
11. Melo, L., & Espinosa, N. (Diciembre de 2005). Ineficiencia en la distribución de energía eléctrica: una aplicación de las funciones de distancia estocástica. *Ensayos Sobre Política Económica*, 88 - 132. Recuperado el 15 de 06 de 2017.
12. Ramírez Castaño, S. (2004). *Redes de distribución de Energía*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. Obtenido de [http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7\\_Parte1.pdf](http://bdigital.unal.edu.co/3393/1/958-9322-86-7_Parte1.pdf).
13. Robledo Leal, G. M. (2008). *Calidad de la Energía Eléctrica: Camino a la Normalización*. Santiago de Querétaro: Comisión Federal de Electricidad.
14. Schmid, W., & Lazos Martínez, R. J. (mayo de 2000). *Centro Nacional de Metrología*. Obtenido de [http://depa.fquim.unam.mx/amyd/archivero/GUIAPARAESTIMARLAINCERTIDUMBRE\(CENAM\)\\_26566.pdf](http://depa.fquim.unam.mx/amyd/archivero/GUIAPARAESTIMARLAINCERTIDUMBRE(CENAM)_26566.pdf).
15. Urbiztondo, S. (2000). La regulación de la calidad en el servicio eléctrico : una evaluación en base a principios teóricos y la experiencia



internacional. Córdoba: Asociación Argentina de Economía Política.

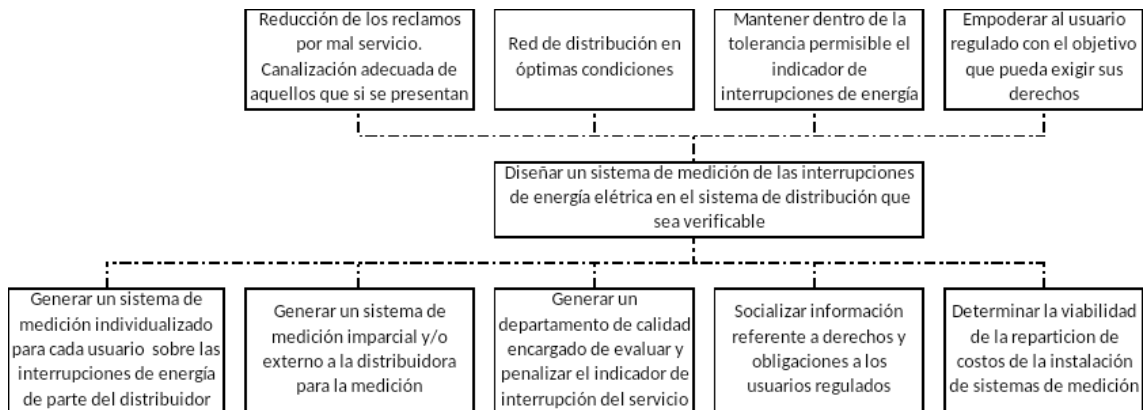
## 14. APÉNDICES

### Apéndice 1. **Árbol de problemas**



Fuente: elaboración propia.

### Apéndice 2. **Árbol de soluciones**



Fuente: elaboración propia.

### Apéndice 3. Matriz de coherencia

	Preguntas	Objetivos	Marco Metodológico
Problema	¿El proceso de medición de la calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica en Guatemala es adecuado?	Evaluar si el proceso de medición de calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica en Guatemala es adecuado.]	
No se tiene certeza a que el proceso de edición de la calidad en el servicio de distribución con relación a la disponibilidad de energía eléctrica en Guatemala es adecuado.	¿Cómo debe ser la capacidad de energía eléctrica que debe ser proporcionada para su uso en equipos eléctricos en cantidad y calidad?	Establecer la capacidad de la energía eléctrica para ser proporcionada en suficiente calidad y cantidad para su uso en los equipos eléctricos	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Establecer oferta y demanda de potencia en Guatemala y su proyección a largo plazo. Determinar la variabilidad existente de la demanda por día y año a través de análisis histórico</li> <li>2. Determinar las exigencias que impone sobre la planificación y operación del sistema de distribución la variabilidad de la demanda por medio de entrevista a expertos de la CNEE y distribuidora.</li> </ol>
	¿Cuál es la influencia que ejercen las condiciones internas y externas de las distribuidoras sobre la capacidad de suplir energía eléctrica en cualquier momento dado?	Determinar la influencia que ejercen condiciones internas y externas en la capacidad de suplir energía eléctrica en cualquier momento dado.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Realizar muestra de casos extremos históricos sobre influencia de otros usuarios sobre la red y su efecto en la continuidad del servicio. Complementar con entrevista a expertos</li> <li>2. Realizar muestra de casos de máxima variación para ambientes urbanos/rurales y su efecto en la continuidad del servicio. Complementar con entrevista a expertos.</li> <li>3. Realizar entrevista a expertos para determinar el efecto de la asimetría informativa sobre el indicador, así como el efecto de inversiones específicas</li> <li>4. Realizar encuesta para determinar la percepción de los usuarios (residenciales, comerciales e industriales) respecto a la calidad del servicio de distribución a través de muestras por máxima variación.</li> </ol>
	¿Cuáles son los parámetros de control establecidos en el instrumento de medición que aseguran la conformidad de los resultados obtenidos?	Describir si el proceso de medición actual establece parámetros de control que aseguren la conformidad de los resultados obtenidos	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar la percepción de los componentes del indicador a través de un cuestionario a expertos, que complemente con una entrevista de aquellos puntos que vean con deficiencia sobre la esencia del indicador de calidad de servicio.</li> <li>2. Realizar investigación de la percepción técnica actual del proceso de medición a través de entrevistas con expertos; la muestra será determinada por cadenas/redes de expertos.</li> </ol>
	¿En qué consisten los errores que pueden presentarse en el proceso de medición actual con relación a los indicadores de continuidad del servicio de distribución de energía eléctrica?	Identificar los errores que pueden presentarse en el proceso de medición actual con relación a los indicadores de continuidad de servicio.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Encuesta con expertos para determinar la percepción de la frecuencia y tipo de errores presentes entre la toma de datos y su publicación.</li> </ol>

Fuente: elaboración propia.