



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

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Diego Andrés Gómez Godínez

Asesorado por el Ing. Luis Manuel Pérez Archila

Guatemala, octubre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE
SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA
INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

DIEGO ANDRÉS GÓMEZ GODÍNEZ

ASESORADO POR EL ING. LUIS MANUEL PÉREZ ARCHILA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO 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. Jose 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

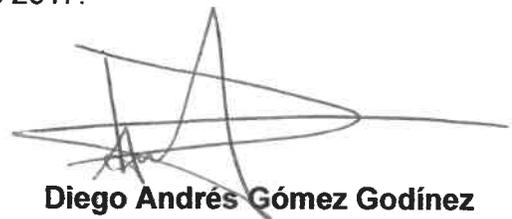
DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Anibal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 1 de marzo de 2017.



Diego Andrés Gómez Godínez



Ciudad de Guatemala, 26 de marzo de 2018

Ingeniero
Saúl Cabezas Duran
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Presente. -

Por medio de la presente me dirijo a su persona con la finalidad de informar que, en mi carácter como Asesor del Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante: **Diego Andrés Gómez Godínez**, con carné No. **2012-13427**, ha sido concluido satisfactoriamente, considerando que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para continuar con la fase de revisión por parte de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Aprovecho la oportunidad para expresarle mi consideración y estima personal.

Atentamente,

Luis Manuel Pérez Archila
Ingeniero Electricista
Colegiado activo 11492

Luis Manuel Pérez Archila
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 11492



REF. EIME 40. 2018.
10 DE MAYO 2018.

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED
ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO,**
del estudiante; **Diego Andrés Gómez Godínez,** que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA A TODOS

M.B.A. Ing. Saul Cabezas Durán
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 4648

Ing. Saul Cabezas Durán
Coordinador de Potencia





REF. EIME 40. 2018.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen el Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: **DIEGO ANDRÉS GÓMEZ GODÍNEZ** titulado: **ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriño González



GUATEMALA, 28 DE MAYO 2018.

Universidad de San Carlos
De Guatemala

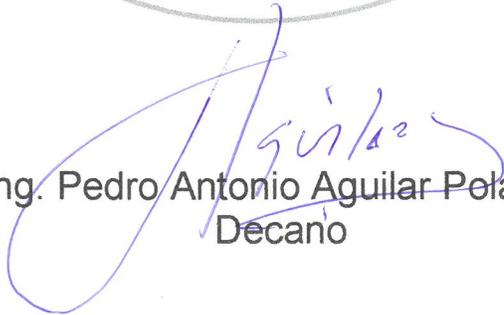


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.410.2018

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 del trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL Y MEDICIÓN, ASOCIADO A RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID), EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario: **Diego Andrés Gómez Godínez** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, Octubre de 2018

/echm

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por ser la fuerza que guía mis pasos y por permitirme llegar a este día tan anhelado.
- Mis padres** José Víctor Gómez Maldonado y Lilian Carolina Godínez Maldonado, porque son mi ejemplo, mis maestros, mis amigos y, sobre todo, son el amor de mi vida, este triunfo es para ustedes.
- Mis hermanos** José Alejandro Gómez Godínez y Víctor Fernando Gómez Godínez, por su amor y apoyo incondicional, por ser mis mejores amigos, consejeros y acompañantes en toda nueva aventura.
- Familiares** Abuelos, abuelas, tíos, tías, primos, primas, sobrinos y sobrinas, por su apoyo y cariño incondicional.
- Amigos** Por su apoyo para afrontar cada desafío de principio a fin de la carrera, y por su acompañamiento y cariño incondicional, seguramente seguiremos reuniéndonos por el resto de la vida

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por permitirme desarrollar mis estudios superiores satisfactoriamente.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento necesario para afrontar los desafíos profesionales.
Mis amigos de la Facultad	Por acompañarme en cada desafío de principio a fin de la carrera.
Mi asesor	Luis Manuel Pérez, por compartirme sus conocimientos, experiencias y recomendaciones para finalizar exitosamente este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
JUSTIFICACIÓN.....	XXV
INTRODUCCIÓN	XXVII
1. INFORMACIÓN GENERAL.....	1
1.1. Estructura del sistema eléctrico en Guatemala	1
1.1.1. Antecedentes.....	1
1.1.2. El subsector eléctrico.....	4
1.2. Entes del subsector eléctrico.....	5
1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM).....	5
1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	6
1.2.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM).....	7
1.3. Mercado eléctrico de Guatemala.....	8
1.3.1. Generación	9
1.3.2. Transmisión	10
1.3.3. Distribución	12
1.3.4. Comercialización	13
1.3.5. Gran usuario	14
1.3.6. Importaciones y exportaciones	14
1.3.6.1. Mercado eléctrico regional.....	14
1.4. Expansión del sistema eléctrico	16

1.4.1.	Expansión del sistema de transporte	16
1.4.2.	Interconexiones internacionales	18
1.4.2.1.	SIEPAC	18
1.4.2.2.	Interconexión con México.....	20
2.	REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y SU DESARROLLO.....	21
2.1.	Red de distribución.....	21
2.1.1.	Descripción general.....	21
2.1.2.	Elementos de una red de distribución	21
2.1.2.1.	Subestación eléctrica	22
2.1.2.2.	Líneas de distribución	23
2.1.2.3.	Transformadores de distribución	23
2.1.2.4.	Equipos de protección y maniobra	24
2.1.3.	Operación de una red de distribución.....	25
2.2.	Redes de distribución en el sistema eléctrico de Guatemala ...	26
2.2.1.	Red de EEGSA	26
2.2.1.1.	Cobertura energética.....	26
2.2.1.2.	Infraestructura de la red	28
2.2.2.	Redes de ENERGUATE.....	30
2.2.2.1.	DEOCSA	30
2.2.2.1.1.	Cobertura energética	30
2.2.2.1.2.	Infraestructura de la red.....	31
2.2.2.2.	DEORSA	32
2.2.2.2.1.	Cobertura energética	32
2.2.2.2.2.	Infraestructura de la red.....	34
2.2.3.	Otras redes de distribución.....	34

2.3.	Funcionamiento de las redes de distribución.....	36
2.3.1.	Función de la CNEE sobre la distribución	36
2.3.1.1.	Regulación de actividades de distribución.....	36
2.3.1.2.	Definición de tarifas	37
2.3.1.3.	Emisión de normas técnicas	39
2.4.	Función del AMM sobre la distribución	39
3.	CONCEPTOS GENERALES DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID).....	41
3.1.	Definición y características	41
3.2.	Marco del modelo de la arquitectura de una red eléctrica inteligente	43
3.2.1.	Capas de interoperabilidad.....	45
3.2.1.1.	Capa de componente	47
3.2.1.2.	Capa de comunicación	48
3.2.1.3.	Capa de información.....	48
3.2.1.4.	Capa de función.....	49
3.2.1.5.	Capa de negocio.....	49
3.2.2.	Dominios.....	50
3.2.2.1.	Generación	50
3.2.2.2.	Transmisión	51
3.2.2.3.	Distribución	51
3.2.2.4.	Generación distribuida renovable	52
3.2.2.5.	Consumo	52
3.2.3.	Zonas.....	53
3.2.3.1.	Proceso	53
3.2.3.2.	Campo	54
3.2.3.3.	Estación.....	54

	3.2.3.4.	Operación.....	54
	3.2.3.5.	Empresa.....	55
	3.2.3.6.	Mercado	55
3.3.		Sistemas asociados a red inteligente	56
	3.3.1.	Almacenamiento inteligente (<i>Smart Storage</i>).....	56
	3.3.2.	Hogar inteligente (<i>Smart Home</i>).....	57
	3.3.3.	Micro redes.....	58
	3.3.4.	Vehículo eléctrico	58
	3.3.5.	Generación distribuida renovable (GDR)	59
3.4.		Seguridad en una red inteligente	61
	3.4.1.	Seguridad cibernética (<i>Cyber Security</i>).....	61
3.5.		Eficiencia energética	62
4.		MEDICIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA EN UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE	65
4.1.		Medición convencional.....	65
	4.1.1.	Medidor electromecánico	66
	4.1.2.	Medidores electrónicos.....	67
4.2.		Medición inteligente.....	68
	4.2.1.	Medidores inteligentes (<i>Smart Metering</i>).....	68
		4.2.1.1. Características principales	69
		4.2.1.2. Tipos de medidores inteligentes.....	70
		4.2.1.3. Aplicaciones	72
	4.2.2.	Concentrador de datos.....	73
4.3.		Sistemas inteligentes de una red eléctrica	74
	4.3.1.	Lectura de medición automática (AMR)	75
	4.3.2.	Infraestructura de medición avanzada (AMI).....	76
	4.3.3.	Red eléctrica inteligente (Smart Grid)	78

4.4.	Sistemas asociados a la medición y control de una red inteligente	80
4.4.1.	Sistema de gestión de corte (OMS).....	80
4.4.2.	Sistema de información del cliente (CIS).....	81
4.4.3.	Sistema de información geográfica (GIS)	82
4.4.4.	Sistema de gestión de datos de medición (MDMS)	84
4.5.	Sistemas de telecomunicación	87
4.5.1.	Radiofrecuencia (RF).....	88
4.5.1.1.	RF MESH.....	88
4.5.1.2.	RF estrella	90
4.5.2.	WiMAX.....	91
4.5.3.	Redes celulares	93
4.5.4.	Fibra óptica	94
4.5.5.	<i>Ethernet</i>	96
4.5.6.	Arquitecturas híbridas.....	97
4.6.	Principales normas IEC en un sistema <i>Smart Grid</i>	97
4.6.1.	CIM y normas IEC 61968 y IEC 61970	98
4.6.1.1.	IEC 61968-9 interfaz para lectura de contador y control (MR)	99
4.6.1.1.1.	Modelo de referencia..	101
4.6.1.1.2.	Modelo de información	102
4.6.2.	Norma IEC 62056	102
4.6.3.	Norma IEC 61850	104
5.	ANÁLISIS REGULATORIO Y DE MERCADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I	107

5.1.	Estudio regulatorio	107
5.1.1.	Normativas actuales sobre sistemas de medición y control asociados a una red inteligente en Guatemala.....	107
5.1.2.	Normativas internacionales de sistemas de medición y control asociados a una red inteligente	110
5.2.	Estudio de mercado	112
5.2.1.	Elster	112
5.2.2.	<i>Itron</i>	113
5.2.3.	Aclara	114
5.2.4.	Siemens	114
5.2.5.	ABB	115
5.2.6.	Landis+Gyr	116
5.2.7.	<i>Schneider Electric SE</i>	117
5.2.8.	<i>General Electric</i>	119
6.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I.	121
6.1.	Análisis del sistema actual de las redes de distribución del S.N.I.	121
6.1.1.	Calidad del servicio técnico	122
6.1.2.	Calidad del servicio comercial	133
6.2.	Propuestas para la optimización del sistema de control y medición en las redes de distribución	139
6.2.1.	Propuestas técnico-económica relacionada con la red de comunicación	140

6.2.2.	Propuesta técnico-económica relacionada con el equipo de medición.....	145
6.2.3.	Propuesta técnico-económica relacionada con los sistemas de gestión de datos.....	149
6.2.4.	Costos de instalación.....	152
6.3.	Análisis de costo referencial de una propuesta de plan piloto.....	154
6.4.	Análisis de beneficio de la implementación de los sistemas de medición y control.....	158
6.4.1.	Beneficios para el distribuidor.....	159
6.4.2.	Beneficios para el consumidor.....	161
6.4.3.	Otros beneficios.....	163
CONCLUSIONES		165
RECOMENDACIONES.....		167
BIBLIOGRAFÍA.....		169
APÉNDICES		173
ANEXOS		179

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Entes del subsector eléctrico	5
2.	Sistema nacional interconectado	12
3.	El mercado eléctrico regional y sus partes.....	15
4.	Línea SIEPAC	19
5.	Número de clientes de EEGSA 2014 – 2017	27
6.	Modelo estructural de una red eléctrica inteligente (Smart Grid)	44
7.	Interoperabilidad entre sistemas	45
8.	Categorías y componentes de la interoperabilidad entre sistemas	46
9.	Capas de interoperabilidad extendida	47
10.	El concentrador de datos y su ubicación en la red inteligente.....	75
11.	Alcance de los sistemas de medición inteligente	77
12.	Esquema de una red eléctrica inteligente (Smart Grid).....	79
13.	Esquema de un sistema de información geográfica (GIS)	84
14.	Esquema del sistema MDMS	87
15.	Esquema de red RF del sistema Gridstream de Landis+Gyr	90
16.	Esquema equivalente de una red RF con topología en estrella	91
17.	Tipos de fibra óptica	95
18.	Esquema del modelo de referencia de la interfaz	101
19.	FIU para DEOCSA y DEORSA	130
20.	FIU para EEGSA.....	130
21.	TIU para DEOCSA Y DEORSA.....	132
22.	TIU para EEGSA.....	132
23.	Montos reclamados, refacturados e indemnizados	136

24.	Porcentaje de reclamos en %	137
25.	Tiempo de resolución de reclamos en días	137
26.	Reconexiones en plazo, fuera de plazo y pendientes	138

TABLAS

I.	Capacidad instalada del SNI.....	9
II.	Obras del PET y división de anillos.....	17
III.	Energía distribuida y longitudes de líneas de EEGSA	29
IV.	Índice de cobertura por departamentos (DEOCSA).....	31
V.	Índice de cobertura por departamentos (DEORSA).....	33
VI.	Índice de cobertura de empresas municipales.....	35
VII.	Índices globales de las tolerancias para las interrupciones	123
VIII.	Índices individuales de las tolerancias para las interrupciones	124
IX.	Índice global EEGSA	125
X.	Índice global DEORSA.....	126
XI.	Índice global DEOCSA.....	126
XII.	Rango de parámetros FIU y TIU	128
XIII.	Frecuencia de interrupción por usuario –FIU-.....	129
XIV.	Promedio de tiempo de interrupción por usuario –TIU-	131
XV.	Cuadro comparativo de las redes de comunicación	141
XVI.	Equipo en las redes de comunicación y su precio	144
XVII.	Características técnicas para un medidor inteligente.....	146
XVIII.	Precios medidores inteligentes monofásicos y trifásicos	149
XIX.	Costos por unidad de medidor monofásico, trifásico y colector	154
XX.	Costo total de medidores para la propuesta de plan piloto	155
XXI.	Costo total de colectores para la propuesta de plan piloto	157
XXII.	Costo total de inversión referencial para propuesta de plan piloto.....	158

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
GHz	Gigahercio
GWh	Gigavatiohora (s)
hr	Hora (s)
Hz	Hercio
KHz	Kilohercio
km	Kilometro (s)
kV	Kilovoltio (s)
kW	Kilovatio (s)
m	Metro (s)
US\$	Moneda de dólar estadounidense
%	Porcentaje
Q	Quetzal, moneda de Guatemala
s	Segundo (s)
V	Voltio (s)

GLOSARIO

AAC	Conductor de aluminio.
ACSR	Conductor de aluminio reforzado con acero.
Actuador	Dispositivo que por medio de la utilización de un tipo de energía activa un efecto de proceso de automatización.
Agentes del MM	Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la Ley General de Electricidad.
AMM	Administrador del mercado mayorista.
Ancho de banda	Capacidad de transporte de datos de un canal de comunicación. Rango de frecuencia donde se concentra la mayor potencia de la señal.
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares. <i>American National Standards Institute</i> . Organización sin fines de lucro que supervisa el desarrollo de estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en los Estados Unidos.

AT	Alta tensión.
BT	Baja tensión.
Cadena de suministro	Se refiere al conjunto de fases, etapas o procesos involucrados para suministrar energía eléctrica a los clientes consumidores.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Corriente eléctrica	Flujo de electrones que recorre un material conductor de electricidad. Su unidad de medida es el amperio.
CU URD	Conductor de cobre para distribución residencial subterránea.
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
DEORSA	Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima.
<i>Display</i>	Dispositivo que permite mostrar información al usuario de forma visual.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.

Eficiencia energética	Es el conjunto de acciones que permiten optimizar la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos.
Energía eléctrica	Es la forma de energía causada por un diferencial de potencial entre dos puntos entre los cuales se establece una corriente eléctrica.
ETCEE	Empresa de transporte y control de energía eléctrica.
Factor de potencia	Relación entre la potencia activa y la potencia aparente. Describe la capacidad de un sistema para absorber potencia activa.
Fase	Señal u onda con magnitud que varía cíclicamente.
Firmware	Software que maneja físicamente al hardware para que las instrucciones externas se ejecuten de forma correcta.
FIU	Frecuencia de interrupción por usuario.
Gbps	Gigabit por segundo.
IEEE	Instituto de ingeniería eléctrica y electrónica. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> por sus siglas en inglés. Asociación mundial dedicada a la estandarización y desarrollo en áreas técnicas.

IEC	Comisión electrotécnica internacional. <i>International Electrotechnical Commission</i> por sus siglas en inglés. Organización de normalización en los campos de la eléctrica, electrónica y tecnologías relacionadas.
Impedancia	Medida de oposición a la corriente alterna que un material presenta.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Inflación	Aumento generalizado y sostenido del nivel de precios existentes en el mercado durante un período de tiempo, frecuentemente un año.
Interfaz	Es la representación de la conexión funcional entre dos sistemas, programas, dispositivos o componentes ya sea de hardware o software.
Línea	Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo con su función.
Mbps	Megabit por segundo.
Min	Minuto (s)
MW	Megavatio (s).

MT	Media tensión.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
Mercado mayorista	Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúa a corto y a largo plazo entre agentes del mercado.
NTDOID	Norma técnica de diseño y operación de las instalaciones y distribución.
NTSD	Norma técnica del servicio de distribución.
OPGW	Hilo de guarda que contiene en su núcleo fibra óptica.
Pico de demanda	Cantidad de energía demandada superior a la nominal.
Potencia activa	Parte real de la potencia aparente, la cual es la utilizable físicamente. Parte resistiva.
Potencia aparente	Potencia eléctrica total de una máquina o sistema.
Potencia eléctrica	Es la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado.

Potencia reactiva	Parte imaginaria de la potencia aparente, realmente no entrega trabajo útil, pero si produce los campos necesarios para que la máquina o sistema funcione.
Red de comunicación	Es toda la infraestructura o medio técnico que permite la comunicación entre equipos informáticos.
SCADA	Sistema de supervisión y adquisición de datos (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
Sensor	Dispositivo que detecta y mide magnitudes físicas o químicas y las transforma a señal eléctrica.
Señal analógica	Es una onda sinusoidal con variación continua de amplitud y periodo en función del tiempo.
Señal digital	Es el tipo de señal que presenta su contenido en valores discretos. Se utiliza en la lógica binaria.
Servidumbres	Una servidumbre legal de utilidad pública es toda aquella que sea necesario constituir teniendo como fin la construcción de obras e instalaciones para la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.
Sistema monofásico	Sistema eléctrico caracterizado por constituirse de una sola fase eléctrica.

Sistema trifásico	Sistema eléctrico caracterizado por constituirse de tres fases eléctricas.
SNI	Sistema nacional interconectado.
Sobrecarga	Es un excedente del límite de corriente eléctrica que puede soportar un material conductor.
Software	Es el soporte lógico de un sistema informático que comprende del conjunto de componentes lógicos que hacen posible la realización de tareas específicas.
Telecomunicaciones	Es toda transmisión y recepción remota de información a cierta distancia, las señales viajeras son comúnmente electromagnéticas, aunque pueden ser de cualquier naturaleza.
Tele-medida	Es el proceso que permite la comunicación entre equipos de medida y sistemas de un distribuidor de energía eléctrica. Esta consiste en lectura de consumos de forma remota y en tiempo real.
Tensión	Voltaje o diferencial de potencial que existe entre dos puntos.
TIU	Tiempo de interrupción por usuario.
USD	Dólar estadounidense.

Transductor	Dispositivo capaz de recibir un tipo de energía, transformarla y entregar otro tipo de energía.
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana, Sociedad Anónima.
Valle de demanda	Cantidad de energía demandada inferior a la nominal.

RESUMEN

Este trabajo de graduación propone la implementación de sistemas de control y medición, asociados a una red eléctrica inteligente (Smart Grid), como estrategia para disminuir en gran parte la deficiente calidad del servicio de suministro de energía eléctrica que ofrecen las empresas distribuidoras, apuntando más a las rurales DEOCSA y DEORSA, ya que estas son las que presentan los índices más bajos de calidad. Además, se plantean argumentos de beneficios que podría ofrecer la integración de dispositivos, redes de comunicación y software inteligentes como la mejora en la eficiencia y control eficaz del sistema eléctrico del país en general.

En el capítulo 1 se describen la estructura del sistema eléctrico de Guatemala, los entes del subsector eléctrico y las operaciones de la cadena de suministro y desarrollo de proyectos para el flujo de energía eléctrica en el sistema de potencia.

En el capítulo 2 se establecen las operaciones que se llevan a cabo en una red de distribución y las funciones de las Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista sobre las empresas distribuidoras del país. Así también, se establece el estado actual de cobertura energética e infraestructura de la red de las que se compone cada empresa distribuidora del sistema eléctrico de Guatemala.

En el capítulo 3 se definen los conceptos generales de una red eléctrica inteligente como sus características, la arquitectura de la que se compone y los sistemas asociados, entre otros.

En el capítulo 4 se determinan los dispositivos, redes de comunicación, software y hardware que deben ser implementados para el desarrollo de un sistema inteligente de medición y control en una red de distribución de energía eléctrica, además de explicar los funcionamientos y sus correspondientes funciones. Además, se definen las interfaces de sistemas de gestión, presentando la interfaz correspondiente y modelo de información.

En el capítulo 5 se define el estudio regulatorio y estudio de mercado, presentando las normativas actuales relacionadas a los sistemas de medición y control y las que se deben implementar para establecer sistemas inteligentes. Así también, se describen las empresas disponibles para realizar negocios de compra de los diferentes dispositivos y software inteligente y desarrollo de instalaciones.

En el capítulo 6 se expone el estudio técnico-económico para la implementación de los sistemas de medición y control en las redes de distribución del sistema nacional interconectado. Se establece el análisis de calidad del servicio técnico y comercial actual de cada distribuidor. Por otro lado, se detallan las propuestas y el plan de desarrollo para la ejecución del proyecto de optimización del sistema de medición y control, asociado a la inteligencia, de las redes de distribución. Y para finalizar, se expone el análisis de los beneficios para el distribuidor, el consumidor, y otros beneficios, de la implementación de los sistemas de medición y control inteligentes.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio de prefactibilidad para la implementación de un sistema de medición y control, asociado a una red eléctrica inteligente, en las redes de distribución rural del sistema nacional interconectado.

Específicos

1. Determinar la estructura del sistema eléctrico de Guatemala exponiendo los componentes que regulan y decretan su funcionamiento.
2. Analizar las funciones de las redes de distribución rural y el impacto que actualmente trasciende en el sistema eléctrico de Guatemala.
3. Delimitar los conceptos de una red eléctrica inteligente y los principios de su funcionamiento.
4. Definir las consideraciones técnicas para la implementación de un sistema inteligente en las redes de distribución.
5. Analizar los aspectos económicos para la implementación del sistema de control y medición en las redes de distribución del sistema nacional interconectado.

6. Estudiar los beneficios de la implementación de dispositivos y sistemas inteligentes en la medición y el control en las redes de distribución del sistema nacional interconectado.

JUSTIFICACIÓN

Un sistema eléctrico de potencia se compone de redes de generación, transmisión y distribución. En la actualidad, las redes de generación y transmisión de Guatemala se están expandiendo y, así mismo, siempre se está en la búsqueda de la mejora en relación con la calidad, confiabilidad y seguridad del flujo de energía. Respecto de las redes de distribución, el sistema de la Empresa Eléctrica de Guatemala, la cual suministra a la población central del país, cuenta con una alta calidad de energía y gran alcance de suministro, sin embargo, aún debe mejorar el servicio en algunos aspectos. Por otro lado, las redes de distribución que suministran a la población rural del país presentan una considerable deficiencia energética.

Se debe considerar una gran importancia en el desarrollo de las redes de distribución ya que estas están en contacto directo con la mayor parte de consumidores en un sistema eléctrico. En tal sentido debe tomarse en cuenta que una parte importante para el desarrollo de un país es una alta calidad de suministro de energía eléctrica.

La integración de conceptos de red eléctrica inteligente puede ser la solución para el desarrollo de las redes de distribución del sistema eléctrico guatemalteco, aprovechando los avances tecnológicos y aplicándolos en el ámbito eléctrico para el ofrecimiento de un servicio con alta capacidad.

La implementación de sistemas de medición y control, asociados a una red eléctrica inteligente, puede ser la solución para problemas frecuentes como cortes de energía eléctrica por fallas en líneas, baja calidad energética, robo de

energía eléctrica, entre otros. Así también, una red eléctrica inteligente ofrece beneficios tanto para usuarios como para proveedores de energía. Los beneficios pueden ser el monitoreo del servicio eléctrico, medición bidireccional, flujo de energía bidireccional, entre otros.

INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de distribución es la red encargada de suministrar energía eléctrica a los usuarios finales, trasladando potencia y energía desde la subestación de distribución hasta los centros de carga que le corresponda suministrar. Una red de distribución se conforma de las subestaciones de distribución, de circuitos primarios y secundarios.

A lo largo de los años los sistemas de distribución han funcionado radialmente y con servicios energéticos simples. Las redes de distribución rurales de Guatemala presentan baja eficiencia energética debido a la antigüedad de los elementos que componen las redes, entre otros factores que también influyen en la baja calidad de servicio. La red de distribución que suministra la población central del país no contiene baja eficiencia de energía, sin embargo, puede mejorar a gran escala el servicio eléctrico.

Un sistema innovador que se encuentra evolucionando los sistemas eléctricos es la red eléctrica inteligente. Una red eléctrica inteligente (Smart Grid) es la integración dinámica del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia y los avances tecnológicos en información y comunicación, enlazando y controlando el conjunto como un solo sistema con el fin de garantizar eficiencia y calidad, y utilizar racionalmente la energía eléctrica.

En una red inteligente se desarrollan sistemas de medición y control, los cuales son parte fundamental para aportar información a todos los participantes que intervienen en la red y, a partir de esta información, controlar los diferentes parámetros.

La implementación de los sistemas de medición y control en las redes de distribución del sistema nacional interconectado puede aportar una gran cantidad de beneficios, suficientes para desarrollar la eficiencia energética y alta calidad de servicio eléctrico. Por lo que es conveniente realizar estudios correspondientes para conocer los distintos factores que intervienen en el desarrollo del proyecto, así como factores técnicos, ambientales, sociales, legales y económicos. También se debe investigar las diferentes técnicas y estudios para la adaptación de los sistemas que se proyecta implementar.

La implementación de sistemas inteligentes en las redes de distribución del sistema nacional interconectado puede ser una solución para varios factores que afectan el servicio eléctrico en el país. A continuación, se presentarán en este trabajo de graduación, los estudios, conceptos, estructura y consideraciones para llevar a cabo el desarrollo de integración de los sistemas de medición y control dentro del margen de redes eléctricas inteligentes.

1. INFORMACIÓN GENERAL

1.1. Estructura del sistema eléctrico en Guatemala

El sistema eléctrico de Guatemala se compone de entes que administran, regulan y planean su desarrollo, normas técnicas y un mercado eléctrico que fomenta la competencia.

1.1.1. Antecedentes

La primera empresa eléctrica en Guatemala fue la Empresa de Energía Eléctrica de Guatemala (EEGSA), establecida el 7 de diciembre de 1894. Más adelante, en el año de 1959 es creado el INDE, al cual se le otorga monopolio del sector eléctrico. En los próximos años, es creado el sistema interconectado INDE-EEGSA, que inicia la especialización en generación y distribución. En la década de 1960 EEGSA, debido a la cercanía del fin de la concesión prevista para 1972, deja de invertir en generación. En la década de 1970, debido a la crisis petrolera mundial, se inicia el deterioro de la posición financiera de la EEGSA, mientras que el INDE regula y compete en el mercado, ejerciendo monopolio de generación y distribución.

INDE-EEGSA tiene poder sobre la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, esta fortalece la estructura hidroeléctrica con la puesta de las plantas de Aguacapa (90 MW) y Chixoy (300 MW). Sin embargo, en años anteriores se establecieron crisis técnicas, financieras y políticas en el ámbito del subsector eléctrico, lo cual causó el impulso hacia una reforma.

Al ser la demanda mayor que la oferta, es necesaria la implementación de mayor producción de energía eléctrica, así como, el desarrollo de los sistemas de transmisión y distribución. No obstante, debido a que el gobierno no cuenta con los recursos económicos-financieros, se considera la integración de empresas inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y que optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.

Al desmonopolizarse el sistema de generación de energía eléctrica, se hace urgente la descentralización y desmonopolización de los sistemas de transmisión y distribución, para ello hay que tomar en cuenta el cumplimiento del mandato constitucional contenido en el artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, con el objetivo de agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes del país y, entonces, mejorar el nivel de vida de los guatemaltecos.

Se constituye el decreto número 93-96 del congreso de la República, en la cual se establece la Ley General de Electricidad y su reglamento que determina preceptos para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, donde se establece un marco legal para llevar a cabo las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, desarrolladas por personas individuales o jurídicas con participación estatal, privada o mixta.

Se considera la necesidad de establecer las normas jurídicas fundamentales para facilitar la actuación de los diferentes sectores del sistema eléctrico, buscando su máximo funcionamiento, lo cual hace imperativa la creación de una comisión técnica calificada. Por lo tanto, se constituye la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE, la cual será presentada como

un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas – MEM, teniendo independencia funcional de este último.

La CNEE es la encargada de llevar el control regulatorio de las actividades técnicas y comerciales en toda la cadena de suministro del sistema nacional interconectado. Dentro de las normas técnicas que emite la CNEE las que podrían considerarse más destacables en el ámbito de la distribución son:

- Norma técnica de diseño y operación de las Instalaciones de distribución – NTDOID-: esta norma tiene como objetivo establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y calidad del servicio.
- Norma técnica del servicio de distribución – NTSD-: el objetivo de estas normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el de utilización de tales servicios. También las tolerancias permisibles, métodos de control, indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de parámetros como la calidad del productor suministrado por el distribuidor, incidencia del usuario en la calidad del producto, la calidad del servicio técnico y la calidad del servicio comercial.

En el artículo 44 del decreto número 93-96 del Congreso de la República, se establece que la función de la administración del mercado mayorista estará a cargo del Administrador del Mercado Mayorista – AMM.

1.1.2. El subsector eléctrico

El subsector eléctrico, siendo parte del sector energético en Guatemala, es el encargado del suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio. Está integrado por un marco institucional compuesto por entes propuestos en la Ley General de Electricidad. Las partes que sustentan al subsector eléctrico y que hacen que funcione correctamente son:

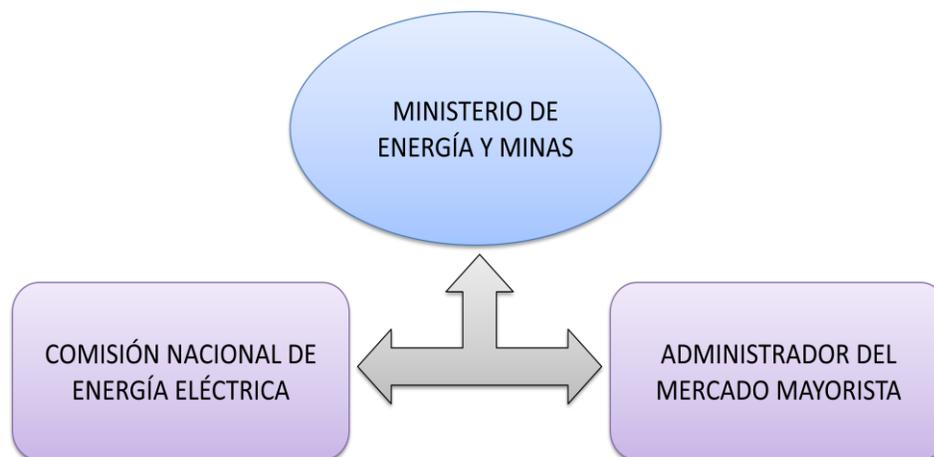
- Política energética: define los objetivos que deberán considerarse en la realización de toda acción institucional, regulatoria o evolutiva del mercado y sistema eléctrico, con la finalidad de fortalecerlo.
- Marco institucional: está conformado por tres entidades que están descritas en la Ley General de Electricidad, las cuales son, como se presentan en la figura 1, el Ministerio de Energía y Minas –MEM- (ente rector), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM- (ente operador).
- Marco regulatorio: determina toda ley, reglamento, norma, resolución y acuerdo gubernativo, que rige al subsector eléctrico para que se lleve a cabo toda actividad de forma legal y correcta.
- Mercado eléctrico: en el cual se llevan a cabo las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica) del subsector eléctrico.

- Sistema eléctrico: este sistema está conformado por la infraestructura física que permite cumplir, tanto cualitativa como cuantitativamente con el suministro de energía eléctrica. El sistema eléctrico se divide en los sistemas de generación, transporte y distribución de energía.

1.2. Entes del subsector eléctrico

Los entes del subsector eléctrico son el Ministerio de Energía y Minas – MEM-, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- y el Administrador del Mercado Mayorista –AMM-.

Figura 1. Entes del subsector eléctrico



Fuente: elaboración propia con programa de Power Point 2007.

1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

En el artículo 3 de la Ley General de Electricidad se define al Ministerio de Energía y Minas como el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al

subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

El Ministerio de Energía y Minas, como ente rector, contiene entre sus principales funciones, con relación al subsector eléctrico, autorizaciones para la instalación de centrales generadoras, construcciones de los sistemas de transporte y de la distribución de energía eléctrica. Fomenta la competitividad en el subsector eléctrico, las autorizaciones se otorgan a instituciones que haya participado en la convocatoria a un concurso público, de conformidad con los términos del reglamento de la Ley. La institución ganadora de este concurso es la que obtenga la adjudicación del proyecto determinado y, por ende, la autorización para llevarlo a cabo.

El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de la inscripción y de la vigencia del registro de los agentes y grandes usuarios que participan en el mercado eléctrico, así también es el encargado de la acreditación y consecuencias de los incumplimientos. Otra de las funciones que realiza el Ministerio de Energía y Minas es el desarrollo de informes de evaluación socio-económica de proyectos de electrificación rural.

1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

En el artículo 4 de la Ley General de Electricidad se define a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la comisión, como un órgano técnico del Ministerio. La función general de la comisión es regular las actividades de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica emitiendo normas técnicas para fortalecer el proceso de regulación, velando por el cumplimiento de estas y de las demás funciones definidas en la Ley.

La comisión tendrá presupuesto propio y fondos privativos, y los destinará para el financiamiento de sus fines. La comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas.
- Atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo con la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.
- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando estas no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución de acuerdo con lo dispuesto en la ley y su reglamento.

1.2.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada, sin fines de lucro, encargada de la administración del mercado mayorista, que vela por la correcta operación y funcionamiento del sistema eléctrico. En el artículo 44 de

la Ley General de Electricidad se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), cuyas funciones son:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadoras, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores,
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados,
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agentes del mercado mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo con las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista. El funcionamiento del mercado mayorista se normará de conformidad con la Ley y su reglamento.

1.3. Mercado eléctrico de Guatemala

El mercado eléctrico se entiende como el sistema donde se lleva a cabo transacciones en relación con procesos eléctricos, en este participa toda persona individual o jurídica que ofrezca un servicio o producto. En el ámbito de mercado eléctrico, producto se refiere a potencia o energía eléctrica.

1.3.1. Generación

La generación de energía eléctrica consiste en la transformación de un tipo de energía a energía eléctrica. Guatemala se compone de centrales generadoras de energía por medios hidráulicos, carbón, biogás, gas natural, geotermia, biomasa, solar, diésel, búnker y eólico. El proceso de generación es la primera etapa del sistema de suministro de energía eléctrica. Los agentes generadores presentan el dato de su capacidad de potencia máxima instalada al AMM, para que este gestione y garantice el despacho de potencia y energía al sistema eléctrico nacional. El sistema nacional interconectado presenta una capacidad instalada 4072.29 MW de placa y 3 349,94 MW efectiva, datos presentados por el AMM en julio de 2016.

La generación eléctrica por medios hidráulicos es 31,59 % de la capacidad total instalada, la térmica constituye el 64,33 %, el fotovoltaico 2,15 % y eólico 1,92 %. El resumen detallado presentado de la capacidad instalada, gestionada por el AMM, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla I. **Capacidad instalada del SNI**

Generador	Datos de placa potencia en MW	Potencia efectiva en MW
Hidráulico anterior	508,13	468,16
Hidráulica gestión AMM	843,37	754,05
GDR hidráulico	86,17	84,68
TOTAL HIDRÁULICO	1 437,67	1 306,91

Continuación de la tabla No. I

Térmico anterior	781,81	479,23
Térmico gestión AMM	1621,94	1 355,69
Geotérmico gestión AMM	49,20	33,56
GDR térmico gestión AMM	14,75	9,55
TOTAL TÉRMICO	2467,71	1 878,03
Fotovoltaico GDR gestión AMM	12,50	11,50
Fotovoltaico gestión AMM	80,00	80,00
TOTAL FOTOVOLTAICO	91,00	90,00
Eólico gestión AMM		
TOTAL EÓLICO	75,90	75,00
Capacidad TOTAL	4 072,29	3 349,94

Fuente: AMM. *Informes anuales del Mercado Mayorista. Capacidad instalada año 2017.*

http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145. Consulta: 28 de marzo de 2018.

1.3.2. Transmisión

El sistema de transmisión es la red constituida por todos los elementos necesarios para lograr transportar la energía eléctrica a grandes distancias, desde el punto de entrega de la generación hasta el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios, y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.

El sistema principal es el sistema de transmisión compartido por los generadores y el sistema secundario es aquel que no forma parte del sistema principal; los sistemas de distribución privada y final no forman parte del sistema secundario.

El sistema de transmisión de Guatemala está compuesto por líneas de transmisión de 69 kV, 138 kV, 230 kV, las cuales interconectan las subestaciones del sistema nacional interconectado, y una línea de 400 kV que es la correspondiente conexión con el sistema eléctrico de México. En la figura 2 se pueden observar las líneas de transmisión de las que se compone el sistema nacional interconectado.

Actualmente, las líneas de transporte de 230 kV predominan en la región central, conformando el anillo metropolitano y es parte de la conexión con la subestación de la hidroeléctrica Chixoy, así también, existen líneas de 230 kV conectadas a la subestación Los Brillantes en Retalhuleu, La Esperanza en Quetzaltenango y una línea que se conecta a Santa Ana, El Salvador. Las líneas de 138 kV conectan la región de oriente del país en su mayoría, aunque también se presentan en la región sur. El nivel de tensión de 69 kV es muy utilizado en el sistema nacional interconectado, presentándose en todas las regiones del país, constituyendo la mayor cantidad de kilómetros de líneas de transmisión del sistema eléctrico.

En el marco del mercado eléctrico, los actores o funcionarios del sistema de transmisión, designados como transportistas, reciben remuneración de los servicios suministrados por medio de un pago denominado peaje. El peaje consiste en el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para el transporte de potencia y energía eléctrica por parte de terceros. Actualmente, ETCEE y TRELEC son las entidades propietarias de la mayor parte de kilómetros de líneas de transporte en el sistema nacional interconectado.

Figura 2. Sistema nacional interconectado



Fuente: AMM. *Informe Estadístico Anual del año 2017.*

http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145. Consulta: 28 de marzo de 2018.

1.3.3. Distribución

La Ley General de Electricidad define al sistema de distribución como el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y funcionamiento de los voltajes que especifique el reglamento.

La distribución eléctrica, en el sistema eléctrico de Guatemala, se encuentra constituida por tres redes, las cuales son: la red eléctrica de EEGSA que cubre la mayor demanda del país y se encuentra en la región central, DEOCSA que entrega el servicio eléctrico a la región occidental de país, y DEORSA que cubre con la demanda de la región oriental. Las redes de DEOCSA y DEORSA pertenecen a la institución de ENERGUATE.

La función del sistema de distribución, dentro del marco del mercado eléctrico, consiste en el suministro de energía eléctrica a los grandes usuarios y usuarios domiciliarios. El sistema de distribución recibe la potencia y energía del sistema de transporte y la distribuye a los consumidores.

Los niveles de voltaje en la distribución final son normalizados debido al hecho de cumplir con los requerimientos de los clientes o consumidores finales. Los niveles de voltaje de distribución son de 34,5 kV y de 13,8 kV los cuales, en el punto final de entrega al consumidor, se encargan de disminuir el voltaje al nivel correspondiente requerido por el consumidor. Los niveles de voltaje comunes utilizados por el usuario son de 240/120 voltios para uso monofásico y 240/208 en trifásico.

En los sistemas de distribución se encuentran constituidos sistemas de medición y control, los cuales se encargan de gestionar el suministro de energía eléctrica a los distintos puntos de consumo. Más adelante se extenderá el contenido acerca de los sistemas mencionados.

1.3.4. Comercialización

En la Ley General de Electricidad el comercializador se define como 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.

El comercializador puede intervenir en el mercado mayorista como intermediario, tanto en el medio de generación como el de utilización de la energía eléctrica. Cualquier institución que se encuentre dentro del mercado mayorista puede negociar un contrato con un comercializador, para que este gestione la potencia y energía perteneciente a determinada institución.

1.3.5. Gran usuario

La Ley General de Electricidad define al usuario como el titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica, por lo que, el gran usuario será aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado por el reglamento de la Ley. Un gran usuario puede recibir la energía, ya sea de una distribuidora o directamente del sistema de transporte.

1.3.6. Importaciones y exportaciones

Actualmente, se considera que Guatemala constituye un sistema de generación con gran capacidad, ya que esta es mayor que la demanda. Además, exporta gran parte de energía eléctrica a los sistemas conectados al sistema nacional interconectado, los cuales son el MER y el sistema de potencia de México.

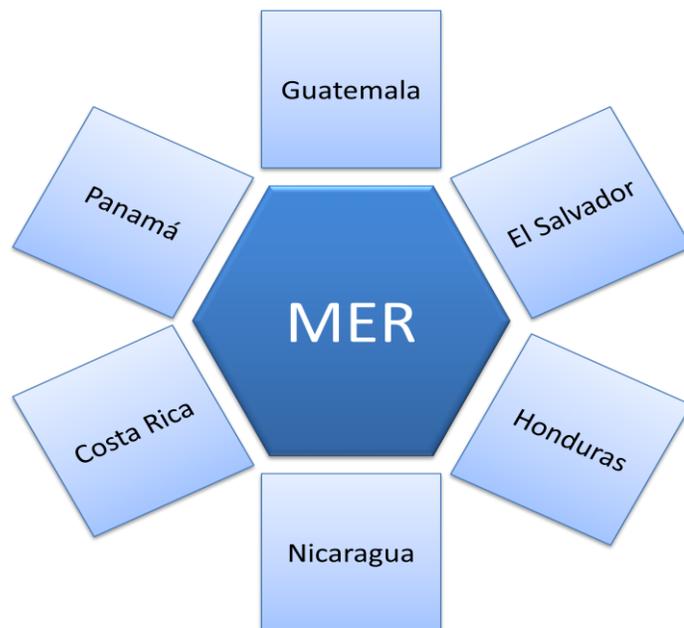
1.3.6.1. Mercado eléctrico regional

El mercado eléctrico regional (MER) está constituido por la conexión entre los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa

Rica, Panamá, que en adelante se denominarán “las partes”, presentándose de forma gráfica en la figura 3.

En el artículo 4 del tratado marco del mercado eléctrico de América Central, que se denominará en adelante como el tratado, se describe que el MER operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Figura 3. **El mercado eléctrico regional y sus partes**



Fuente: elaboración propia con programa de Power Point 2007.

El mercado eléctrico regional, que en adelante será denominado mercado, se compone de dos organismos regionales con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines del tratado y para ordenar las

interrelaciones entre agentes del MER. Los organismos regionales son la Comisión regional de interconexión eléctrica (CRIE) y el ente operador regional (EOR).

1.4. Expansión del sistema eléctrico

En la década de 2000 se plantearon planes de expansión del sistema de transmisión y generación de energía eléctrica, proyectos que aún se encuentran en ejecución y desarrollo.

1.4.1. Expansión del sistema de transporte

Con la reforma de la descentralización, el plan de desmonopolización y la constitución de los entes del subsector eléctrico, la continuación del desarrollo del sistema eléctrico sería la del fortalecimiento del sistema de generación y transporte. Debido a que el sistema nacional interconectado está constituido por redes radiales, este no cumple con los criterios de seguridad, calidad y desempeño del suministro de energía eléctrica. Por ello, se establece el plan de expansión del sistema de transporte, en el que se tomará en cuenta la ubicación de las posibles futuras centrales generadoras, para así entonces abastecer la demanda creciente suministrando energía eléctrica hacia los centros de carga con los estándares de calidad y seguridad establecidos.

El plan de expansión del sistema de transporte (PET) se enfoca en la constitución de redes anilladas o malladas con la finalidad de que el mismo cumpla con el criterio de seguridad operativa, lo que significa que, al perder un elemento de la red, puede continuar con su desempeño normal.

Los anillos establecidos en el PET son: anillo metropacífico, anillo hidráulico, anillo atlántico, anillo occidental y anillo oriental, así como se presenta en la tabla II, la cual enumera en forma resumida las obras del plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018. Los kilómetros estimados de líneas de transmisión y el número de subestaciones, ampliaciones y refuerzos se han de aplicar en el plan determinado.

Tabla II. **Obras del PET y división de anillos**

Anillo	Ubicación geográfica	Kilómetros estimados de líneas	No. Subestaciones, ampliaciones y refuerzos
Anillo metropacífico	Región Central y Sur	144	17
Anillo hidráulico	Región Noroccidental	464,3	8
Anillo atlántico	Región Nororiental	585	4
Anillo oriental	Región Suroriental	55	4
Anillo occidental	Región Suroccidental	146	7
Otras obras	Interconexión (Guatemala-México) y Comp. reactiva		
Total		1 394,3	40

Fuente: CNEE. *Plan de Expansión Sistema de Transporte 2008-2018*.

<http://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/PET%20esp.pdf>. p. 2.

Para una continuación del fortalecimiento del sistema de transporte del sistema nacional interconectado se presenta un segundo plan de expansión del sistema de transporte, el cual es denominado PET-NAC. El proyecto PET-NAC

se establece como la ramificación del sistema de transporte para la ampliación de la cobertura de la electrificación en las regiones rurales. Este nuevo plan de expansión constituiría, en su mayoría, el reforzamiento y construcción de líneas y subestaciones de 69 kV.

El PET-NAC identifica ocho áreas geográficas que abarcan todo el territorio nacional: área zona reina, área noroccidente, área suroccidente, área sur, área metropolitana, área suroriente, área nororiente y área Petén.

1.4.2. Interconexiones internacionales

Para establecer un sistema eléctrico de Guatemala con mayor estabilidad eléctrica se planteó interconectarlo con el sistema eléctrico de México y con el del resto de América Central, proyecto que se llevó a cabo al final de la década de 2000.

1.4.2.1. SIEPAC

El proyecto sistema de interconexión eléctrica para América Central (SIEPAC) tiene como propósitos la creación y puesta en marcha del Mercado eléctrico regional, como un mercado eléctrico mayorista centroamericano, y sus organismos regionales CRIE (ente regulador) y EOR (ente operador). Se definió a la empresa propietaria de la red para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

El desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado línea SIEPAC, como se puede observar en la figura 4, está constituido por líneas de transmisión a 230 kV de un circuito, con capacidad de 300 MW, con torres previstas para un segundo circuito futuro, de las siguientes longitudes estimadas: Guatemala 293 km, El Salvador 283 km, Honduras 269 km,

Nicaragua 307 km, Costa Rica 493 km y Panamá 150 km. La línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías en 15 subestaciones con cable OPGW de 36 fibras.

La unidad ejecutora adscrita al organismo regional de integración, coordinación y cooperación del sector eléctrico es llamada Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). El financiamiento de este programa proviene de una cooperación técnica del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Figura 4. **Línea SIEPAC**



Fuente: CRIE. <<http://crie.org.gt/wp/mapa-con-linea-siepac/>> Consulta: 5 de diciembre de 2017.

1.4.2.2. Interconexión con México

La interconexión entre el sistema eléctrico de Guatemala y de México, iniciando operación comercial en 2010, consiste en una línea de transmisión de 103 km a un nivel de tensión de 400 kV. En la parte de México, la longitud de la línea corresponde a 32 kilómetros y se conecta a la subestación Tapachula en Chiapas, y en el lado de Guatemala se cuenta con 71 kilómetros de línea y se conecta a la subestación “Los Brillantes” en Retalhuleu. La línea de transmisión permite efectuar transacciones de energía entre los dos sistemas eléctricos.

Por medio de un contrato que se estableció entre México y Guatemala, el sistema eléctrico de Guatemala puede adquirir 120 MW del sistema eléctrico de México, con la posibilidad de ser ampliada hasta 200 MW. El sistema mexicano también puede adquirir energía, de ser necesario, del sistema guatemalteco. Se establece, entonces, un mercado eléctrico entre México y Guatemala y así también, se promueve la integración del sistema eléctrico mexicano al mercado eléctrico del sistema de América Central.

2. REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y SU DESARROLLO

2.1. Red de distribución

La red de distribución hace referencia a un conjunto de líneas de transporte de energía eléctrica en la última etapa de la cadena de suministro.

2.1.1. Descripción general

Generada la energía eléctrica y transportada sobre líneas de transmisión, es entregada a las redes de distribución para que estas, con todo lo que deriva un sistema completo, transporten la energía y la distribuya hacia los distintos puntos de consumo.

La distribución eléctrica puede ser considerada la etapa más importante en la cadena de suministro de energía, ya que las redes de distribución tienen contacto directo con el consumidor, debiendo atender uno de los aspectos más relevantes para el cliente: la calidad de servicio de energía eléctrica. La red de distribución de energía eléctrica se compone de las líneas de transporte de la energía, elementos de los puntos de conversión, equipos de medición, protección, control, infraestructura mecánica y civil, entre otros.

2.1.2. Elementos de una red de distribución

Una red de distribución eléctrica se compone principalmente de una subestación transformadora de un alto a medio voltaje, de sus líneas de

distribución para realizar el transporte de la energía hacia los puntos de consumo, del equipo de protección y maniobra que mantenga un constante control sobre la red, y finalmente, de transformadores de distribución para la realizar la conversión final de nivel de tensión para que esta pueda ser utilizada en sitios de consumo domiciliarios, residenciales o industriales.

2.1.2.1. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es un nodo del sistema de potencia, su función principal es la transformación de tensión para el transporte de potencia de un lugar a otro, pueden ser, dependiendo de la distancia requerida, de diferentes niveles de tensión. Una subestación eléctrica tiene funciones de transformación o de maniobra, o puede ser ambas.

Una subestación eléctrica está constituida de un conjunto de elementos que se coordinan para realizar la función fundamental de la subestación. El elemento principal de la subestación es el transformador de potencia, el resto de equipo es utilizado para la función y protección de este, los cuales son, el interruptor de potencia, el seccionador, transformador de corriente, transformador de voltaje y el pararrayos. Así también, una subestación está compuesta de sistemas de protección, control y medición, sistemas de automatización, entre otros sistemas que se apoyan de la tecnología de la electrónica y la comunicación.

Adicional en una subestación se pueden encontrar dispositivos auxiliares y complementarios para el correcto funcionamiento de la coordinación de sistemas y equipos en su conjunto para la constitución completa de la subestación.

2.1.2.2. Líneas de distribución

Las líneas de distribución tienen el mismo objetivo y función que las líneas de transmisión, con la diferencia de que las de distribución transportan la energía eléctrica desde una subestación hasta los puntos de consumo donde se entrega al cliente final.

Las líneas de distribución son conductores, comúnmente de aluminio o aleaciones de este elemento, en los que fluye corriente eléctrica a un determinado nivel de tensión. El propósito principal en las líneas de distribución es la constitución de parámetros electromecánicos que establezcan la menor cantidad de pérdidas de energía en el proceso del transporte de ésta de un punto a otro. Las propiedades de la estructura de las líneas de distribución deben ser suficientes para satisfacer los parámetros fundamentales en el suministro de la energía eléctrica, como la regulación de tensión.

En la estructuración de las líneas de distribución se debe tomar considerable importancia a los elementos de protección, medición y control. Los elementos de medición tomarán los datos acerca de la demanda del consumidor, se protegerán las líneas por medio de sistemas de reconexión automática y se controlará el flujo de energía por medio de los interruptores montados en estructuras correspondientes de las líneas de distribución.

2.1.2.3. Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución se encuentran en puntos determinados donde precisamente se encuentra la carga, son los responsables de la transformación del nivel de tensión que hay en la línea de transporte al nivel de tensión que requiera el usuario residencial, comercial o industrial,

según sea el caso; el transformador suministra la energía demandada en puntos específicos.

Hay de distintos tamaños de transformadores en función de la cantidad de potencia a suministrar, así también, por el tipo de carga que exista, puede haber un solo transformador para carga monofásica o un banco de transformadores para cargas trifásicas. Los transformadores de distribución tienen la propiedad de suministrar potencias iguales o inferiores a 500 kVA. La mayoría de transformadores de distribución son diseñados para montaje en postes, aunque hay algunos que se montan en plataformas debiéndose a un gran tamaño físico.

2.1.2.4. Equipos de protección y maniobra

Una red de distribución debe estar protegida ante fallas en el sistema, como puede ser un cortocircuito que provoca una alta elevación de corriente, suficiente para causar serios daños. Así también, se debe destacar la necesidad de control de flujo de energía en las líneas de distribución, ya que en una red de distribución deben realizarse operaciones de conexión/desconexión para las distintas tareas de las que se compone el sistema, como las reconexiones de suministro a consumidores o mantenimientos planificados.

Los elementos de maniobra en un sistema de distribución son aquellos que permiten conducir, interrumpir y establecer el flujo de energía de forma planificada y monitorizada por un centro de control. Por otro lado, el equipo de protección son el conjunto de elementos que permiten la detección de condiciones anormales por medio de un transductor que transmite señales a un relevador, para que este último controle la operación de un interruptor, y así interrumpir alguna falla presentada en algún circuito de la red.

2.1.3. Operación de una red de distribución

Cuando se constituye una red eléctrica es necesaria una gran cantidad de gestiones en el proceso, como el conocimiento topológico de la red y la planificación de la construcción de las obras civiles, mecánicas, eléctricas, etcétera, para hacer de esta una red que cumpla con los requerimientos inicialmente planteados.

La operación de una red de distribución se realiza desde un centro de operaciones, en la cual, se coordinan las funciones de vigilancia y gestión de los sistemas de suministro y el control de la expedición de las cuadrillas para mantenimientos. Al centro de operación llega toda la información de los parámetros eléctricos de los distintos puntos de suministro de la red de distribución, se utiliza para tal función el sistema de Control supervisorio y adquisición de datos (SCADA, *Supervisory Control And Data Acquisition*). Por medio de la adquisición de datos se monitorean los parámetros como la corriente, voltaje y fallas en los puntos que se requiera medir.

Utilizando los sistemas para la supervisión y control de la red eléctrica, se puede determinar si en algún punto de la red se ha presentado alguna falla, necesitando entonces la aplicación de mantenimiento. Se establece un tiempo que transcurre sin suministro de energía la región de la red que ha sido afectada debido a la falla, este tiempo es medido y determinado como tiempo de interrupción por usuario (TIU).

En las redes de distribución de Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene normado el parámetro TIU, para el cual como se indica en la Ley General de Electricidad y las normas técnicas del servicio de distribución, se procede a una indemnización por parte del distribuidor hacia los

consumidores, la cual es proporcional al tiempo de interrupción sobrepasado del límite propuesto en la norma. Así mismo se determina la frecuencia de interrupción de usuario (FIU), igualmente normado y regulado por la CNEE, que indica la cantidad de interrupciones consecutivas acumulables en un periodo de tiempo.

Las empresas distribuidoras pueden ser multadas si no cumplen con las condiciones del tiempo y frecuencia de interrupciones normalizados, por lo que los distribuidores sostienen planes de mantenimientos preventivos y predictivos.

2.2. Redes de distribución en el sistema eléctrico de Guatemala

El sistema eléctrico guatemalteco se compone de 19 empresas de distribución, de las cuales 16 son distribuidoras eléctricas municipales y 3 privadas. Las empresas privadas son EEGSA, DEORSA y DEOCSA, las últimas dos corresponden a la empresa distribuidora ENERGUATE.

2.2.1. Red de EEGSA

La región a la que la red de distribución de EEGSA suministra es la de mayor carga en el país, no obstante, es la que cuenta con la mayor cobertura.

2.2.1.1. Cobertura energética

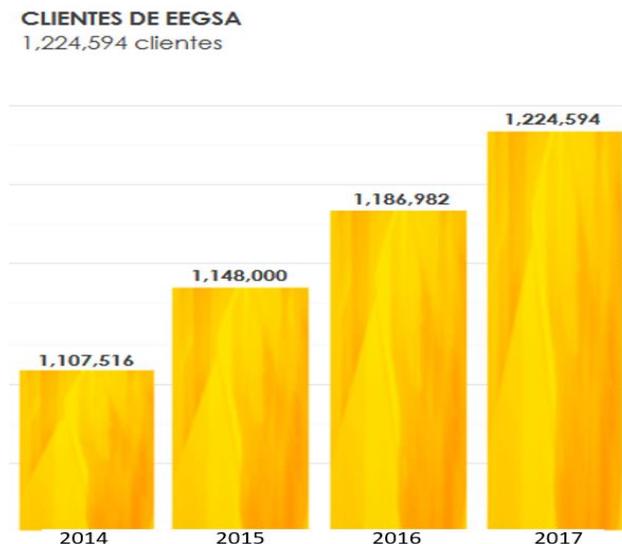
El valor del índice de cobertura energética se refiere a la cantidad de viviendas que poseen el servicio de energía eléctrica en relación con el total de viviendas de una región determinada. Para establecer el número de viviendas en el país se debe tomar de base la información de la encuesta de condiciones de vida (ENCOVI) que es proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística

-INE-. Tomando el valor de viviendas determinadas por la encuesta mencionada y, al presentar las empresas distribuidoras y municipales un informe de la cantidad de usuarios a los que se les suministra energía eléctrica en un tiempo definido, se tendrán las variables necesarias para determinar el índice de cobertura energética, el cual se calculará de la siguiente manera:

$$\text{Índice de cobertura eléctrica (\%)} = \frac{\text{usuarios con energía eléctrica}}{\text{viviendas totales}} (100)$$

En base a los datos que se tienen en el documento de índice de cobertura eléctrica 2016, publicado por el Ministerio de Energía y Minas el 9 de mayo de 2017, se realiza un cálculo aproximado de un 99,03 % de cobertura eléctrica de la distribuidora EEGSA, el resultado es un promedio de los departamentos de Guatemala (99,98 %), Escuintla (99,29 %) y Sacatepéquez (99,81 %).

Figura 5. **Número de clientes de EEGSA 2014 – 2017**



Fuente: Informe Anual 2017 de EEGSA.

Determinando cifras relevantes de la distribuidora EEGSA se presenta en la figura 5 un pequeño historial de la cantidad de clientes que ha suministrado años anteriores y se puede observar un incremento anual promedio del 3,41 % desde el 2014 hasta el último registrado que es el año 2017.

2.2.1.2. Infraestructura de la red

Según la resolución UIP-RFUIP2017-17, presentada en el anexo II, respectivamente dictada por la unidad de información pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se comprende que en la red eléctrica de EEGSA se contiene en su mayoría lo siguiente:

- Transformadores de distribución con capacidad de 10, 25, 45, 50, 60, 75, 100 kW, y hay también, aunque en cantidad reducida capacidades de 150 y 225 kW. En la mayor parte de la red se utiliza solo un transformador (monofásico), aunque también hay una parte significativa de un banco de 3 transformadores (trifásico).
- En el nivel de baja tensión se maneja en su mayoría el voltaje de 120/240 voltios, sistema aéreo, aunque existen algunas regiones con sistema subterráneo.
- El equipo de protección y maniobra que se tiene a disposición en nivel de tensión de 13,2/7,62 kV, en la mayor parte de la infraestructura de la distribución, equipos como fusibles, cuchillas, seccionadores automatizados e interruptores.
- La red de EEGSA cuenta con postes de sostenimiento de equipo eléctrico, en su mayoría de concreto normal pero también hay de

madera y tipo metálico tubular. También es posible encontrar de madera y concreto tipo H.

- Se tienen medidores electromecánicos en su mayoría monofásicos de 15 amperios con voltaje de 120/240 voltios.
- En baja tensión el tipo de cable utilizado es el entorchado monofásico de aluminio con voltajes comunes de 120/240 voltios.
- En media tensión el tipo de cable utilizado son el AAC 336, el ACSR 2, en su gran mayoría aéreos. En algunos tramos es utilizado el CU URD subterráneo.

Otros datos relevantes son las longitudes de líneas de media y baja tensión y la energía distribuida en GWh:

Tabla III. **Energía distribuida y longitudes de líneas de EEGSA**

Año	2013	2014	2015	2016
Energía distribuida (GWh)	4 194,12	4 359,02	4 586,50	4 778,48
Red media tensión (km)	7 543,00	7 672,00	7 806,20	7 928,90
Red baja tensión (km)	7 550,00	7 970,00	8 150,50	8 313,20

Fuente: MEM. *Índice de cobertura eléctrica 2016*. Estadísticas Energéticas. Sub sector eléctrico.

Consulta: 24 de enero de 2018.

2.2.2. Redes de ENERGUATE

ENERGUATE es la empresa distribuidora que suministra energía eléctrica a 297 municipios en 20 departamentos de Guatemala. Hay municipios en donde el suministro de energía es por parte de distribuidoras municipales. Para el resto del área rural el suministro será por parte de ENERGUATE. ENERGUATE es dueña de Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. –DEORSA- y Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A. –DEOCSA-, hoy día a estas distribuidoras también se les conoce como ENERGUATE Oriente y ENERGUATE Occidente, respectivamente.

2.2.2.1. DEOCSA

La red de DEOCSA es la que permite el suministro de la energía eléctrica en la región occidental del país.

2.2.2.1.1. Cobertura energética

La Distribuidora de Occidente, Sociedad Anónima, –DEOCSA– presta el servicio de distribución final de electricidad a la región occidental del país, suministrando energía eléctrica en los departamentos de Escuintla, Suchitepéquez, Retalhuleu, San Marcos, Quetzaltenango, Sololá, Totonicapán, Chimaltenango, Huehuetenango y Quiché.

Tomando en consideración la ecuación para determinar el índice de cobertura energética, en la cual es necesaria conocer el número total de viviendas en una región específica y la cantidad de usuarios con energía eléctrica. Así entonces, se determina con mayor detalle, en la siguiente tabla

presentada, la cobertura energética a nivel departamental; adicional, se incluye el área en km cuadrados de cada departamento.

Tabla IV. **Índice de cobertura por departamentos (DEOCSA)**

Departamento	Área (km²)	Viviendas	Usuarios	Índice
Quiché	8 378	167 967	146 722	87,35 %
Suchitepéquez	2 510	111 007	101 031	91,01 %
Huehuetenango	7 400	222 254	208 490	93,81 %
Retalhuleu	1 856	66 963	63 644	95,04 %
San Marcos	3 791	203 072	195 853	96,44 %
Totonicapán	1 061	92 242	90 658	98,28 %
Sololá	1 061	80 357	79 058	98,38 %
Chimaltenango	1 979	121 128	119 599	98,74 %
Quetzaltenango	1 953	197 081	195 490	99,19 %
Total/promedio	29 989	1 262 071	1 200 545	95,36 %

Fuente: MEM. INE. BANGUAT. *Índice de cobertura eléctrica 2016*. Estadísticas energéticas. Sub sector eléctrico. Consulta: 24 de enero de 2018.

2.2.2.1.2. Infraestructura de la red

Según la resolución UIP-RFUIP2017-17, presentada en el anexo II, respectivamente dictada por la unidad de información pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se comprende que en la red eléctrica de DEOCSA se tienen las siguientes características:

- Los transformadores de distribución tienen capacidades de 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 kW, y así también, pero en menor cantidad, de 100 y 150 kW.
- En media tensión se tienen voltajes de 34,5/1,8 kV, incluyendo equipos de protección y maniobra.
- Se tienen medidores electromecánicos en su mayoría monofásicos de 15 amperios con voltajes de 120/240 voltios.
- Las líneas de media tensión son establecidas en su mayoría en sistemas aéreos y muy pocas subterráneas, tanto monofásicos como trifásicos.

2.2.2.2. DEORSA

La red de DEORSA es la que permite el suministro de la energía eléctrica en la región oriental del país.

2.2.2.2.1. Cobertura energética

La Distribuidora de Oriente, Sociedad Anónima, –DEORSA– presta el servicio de distribución final de electricidad a la región oriental del país, suministrando energía eléctrica a los departamentos de Guatemala, El Progreso, Santa Rosa, Jalapa, Jutiapa, Chiquimula, Zacapa, Izabal, Baja Verapaz, Alta Verapaz, Quiché y Petén.

Al conocer la cantidad total de viviendas en una región determinada y la cantidad de las cuales posean suministro de energía eléctrica, entonces se conocerá el índice de cobertura eléctrica al utilizar la ecuación correspondiente.

En la tabla V se presenta la cobertura energética a nivel departamental de la región de occidente, adicional se presenta el área en kilómetros cuadrados de cada departamento.

Tabla V. **Índice de cobertura por departamentos (DEORSA)**

Departamento	Área (km²)	Viviendas	Usuarios	Índice
Alta Verapaz	8 686	203 945	90 463	44,36 %
Petén	35 855	124 183	83 207	67,00 %
Baja Verapaz	3 124	60 900	50 142	82,33 %
Izabal	9 038	83 579	71 493	85,54 %
Jalapa	2 063	68 117	60 286	88,50 %
Chiquimula	2 376	85 489	75 925	88,81 %
Jutiapa	3 216	113 109	106 916	94,53 %
Zacapa	2 690	63 989	62 148	97,12 %
Santa Rosa	2 955	84 848	82 575	97,32 %
El Progreso	1 922	45 327	45 102	99,50 %
Total/promedio	71 925	933 486	728 257	84,50 %

Fuente: MEM. INE. BANGUAT. *Índice de cobertura eléctrica 2016*. Estadísticas Energéticas.
Sub Sector Eléctrico. Consulta: 24 de enero de 2018.

2.2.2.2. Infraestructura de la red

Según la resolución UIP-RFUIP2017-17, presentada en el anexo II, respectivamente dictada por la unidad de información pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se comprende que en la red eléctrica de DEORSA se tienen las siguientes características:

- Los transformadores de distribución tienen capacidades de 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75 kW y así también, pero en menor cantidad de 100 y 150 kW. Se tienen sistemas de un solo transformador (monofásicos) así también bancos de transformadores (trifásicos).
- En media tensión se tienen voltajes de 34,5/13,8 kV, incluyendo equipos de protección y maniobra.
- Se tienen medidores electromecánicos en su mayoría monofásicos de 15 amperios con voltajes de 120/240 voltios.
- La red de media tensión es establecida en su mayoría en sistemas aéreos y muy pocas subterráneas, tanto monofásicos como trifásicos.

2.2.3. Otras redes de distribución

En el sistema eléctrico guatemalteco existen 16 empresas municipales que suministran energía eléctrica, adquiriendo la tarea como distribuidoras de energía. Los municipios en donde se encuentran las distribuidoras municipales que suministran energía eléctrica, tomando en cuenta los parámetros necesarios para el cálculo del índice de cobertura, son los siguientes:

Tabla VI. **Índice de cobertura de empresas municipales**

Municipio	Viviendas	Usuarios	Índice
Guastatoya	11 488	11 424	99,44 %
Quetzaltenango	60 929	60 876	99,91 %
Retalhuleu	21 946	21 938	99,96 %
Patulul	8 299	6 915	83,33 %
San Marcos	12 993	12 986	99,95 %
San Pedro Sacatepéquez	21 117	21 115	99,99 %
Tacaná	11 779	11 769	99,92 %
Huehuetenango	38 015	38 006	99,98 %
Santa Eulalia	7 137	6 522	91,38 %
Joyabaj	17 745	17 737	99,96 %
Ixcán	18 225	18 206	99,90 %
Zacapa	22 591	22 582	99,96 %
Gualán	10 905	10 897	99,93 %
Puerto Barrios	27 838	27 830	99,97 %
Jalapa	29 244	29 236	99,97 %
San Pedro Pinula	13 934	7 306	52,43 %

Fuente: MEM. *Índice de cobertura eléctrica 2016*. Estadísticas energéticas. Sub sector eléctrico.

Consulta: 24 de enero de 2018.

2.3. Funcionamiento de las redes de distribución

Las redes de distribución deben atender funciones técnicas reguladas, se deben aplicar tarifas a los usuarios que la utilicen, entre otras funciones que se detallarán a continuación.

2.3.1. Función de la CNEE sobre la distribución

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como ente regulador del subsector eléctrico, tiene funciones que se aplican en las distintas actividades, emitiendo normas técnicas para el fortalecimiento del proceso de regulación y definiendo tarifas para la distribución de energía eléctrica.

2.3.1.1. Regulación de actividades de distribución

En el artículo 4, inciso f), de la Ley General de Electricidad se establece que la CNEE debe emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley y su Reglamento.

En el artículo 17 del reglamento de Ley General de Electricidad se establece que se requerirá autorización para instalar y operar redes de distribución con carácter de servicio de distribución final. La autorización faculta al titular a usar bienes de dominio público en el área de la autorización y a imponer servidumbres a particulares según lo establecido en la Ley, para el desarrollo de las obras de distribución.

En el artículo 101 del reglamento de Ley General de Electricidad se define la responsabilidad y alcance del distribuidor, donde se indica que, el distribuidor

tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de distribución a todos sus usuarios y grandes usuarios en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el reglamento y en las normas técnicas que emita la comisión.

Según artículo 102 del reglamento de la ley, se establece que la calidad del servicio de distribución será fiscalizada por la comisión, mediante los indicadores del reglamento y las normas técnicas.

2.3.1.2. Definición de tarifas

Según artículo 4, inciso c), de la Ley General de Electricidad, la CNEE define las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo con la presente ley, así como la metodología para su cálculo.

El artículo 71 de la ley determina que las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculadas por la comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del Valor agregado de distribución –VAD–. Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, la comisión agregará los peajes por subtransmisión que sean pertinentes.

El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

El artículo 79 del reglamento de la Ley indica lo siguiente: Los precios máximos de distribución se calcularán para cada nivel de tensión, los que

estarán compuestos por las tarifas base y fórmulas de ajuste periódico, de acuerdo con los artículos 77 y 78 de la Ley. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- Cargo por consumidor
- Cargo por potencia de punta
- Cargo por potencia fuera de punta
- Cargo por energía

Las tarifas base serán ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen la variación de los costos de distribución. La comisión determinará el periodo de ajuste que será de cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente.

El artículo 99 del reglamento de la ley determina la aplicación de las tarifas. En este artículo se define que en el momento de aprobación del estudio tarifario la comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo resuelva, publicarlas en el *Diario de Centroamérica*, en un plazo que nunca podrá exceder de nueve meses contados a partir de la fecha de vencimiento de la vigencia de los cinco años del pliego tarifario anterior. En caso de que la comisión no haya publicado las nuevas tarifas, se seguirán aplicando las del pliego tarifario anterior con sus fórmulas de ajuste. Las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación.

2.3.1.3. Emisión de normas técnicas

El artículo 78 del reglamento de la Ley específica las normas técnicas que regularán la actividad de la distribución, estas normas técnicas son las siguientes:

- Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID), que incluirán todos los requerimientos necesarios para el diseño y la operación de instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y los bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas normas.
- Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD), que incluirá el régimen de calidad del servicio de distribución, las sanciones asociadas a la calidad del servicio, las multas e inhabilitaciones a consumidores por instalaciones no adecuadas, auto conexión, robos y falta de pago.

2.4. Función del AMM sobre la distribución

El Administrador del Mercado Mayorista tiene función de la administración de las transacciones entre los agentes del mercado mayorista, entre ellos los distribuidores, en los que debe coordinar la operación para que se cumplan los acuerdos y negociaciones entre la generación y el usuario, así como lo puede ser el distribuidor.

Según el artículo 86 del reglamento de la Ley General de Electricidad, se indica que el AMM presentará a la comisión el cálculo de los precios de energía

y potencia para ser trasladados a las tarifas para cada uno de los distribuidores. Estos cálculos se realizarán de acuerdo con la metodología establecida en el reglamento de la ley. Así también, para el cálculo, se seguirán los procedimientos para la programación de largo plazo y cálculo de precios para trasladar las tarifas de las normas de coordinación comercial.

Como se indica en el artículo 88 del reglamento del administrador del mercado mayorista, el AMM elaborará un informe de costos mayoristas en bandas horarias correspondientes. El AMM calculará el costo de la compra mayorista de energía en sus componentes de mercado a término y mercado de oportunidad. Asimismo, adicionará las siguientes componentes de costos:

- Servicios complementarios que no correspondan a reserva de potencia.
- Sobrecostos por generación forzada.
- El cargo por pérdidas como participante consumidor, más los cargos por pérdidas correspondientes a los contratos de potencia en que compra en el nodo de la central.
- Los cargos por peaje atribuibles a los contratos de potencia de participantes distribuidores que compran en el nodo de la central.
- La cuota por administración y operación y toda cuota por pagar al administrador del mercado mayorista por su administración.

3. CONCEPTOS GENERALES DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE (SMART GRID)

3.1. Definición y características

El Instituto nacional de estándares y tecnología (*National Institute of Standards and Technology*, NIST) define al Smart Grid como una red modernizada que permite flujos de energía bidireccionales y usa comunicación bidireccional y capacidades de control que llevarán a una variedad de nuevas funcionalidades y aplicaciones. En 2010 ABB lo define como el conjunto de tecnologías avanzadas basadas en sistemas digitales que pueden ser ligadas tanto en los límites de generación y transmisión como a través de toda la red de distribución.

Para estructurar una red inteligente se necesita que a esta se le integren sistemas de comunicación tecnológicamente eficientes, sistemas de control avanzados, sensores de impedancias, componentes de monitoreo en tiempo real, sistemas de almacenamiento de energía, líneas de potencia que permitan el flujo bidireccional, entre otros.

Al lograr la implementación de la mayoría de los componentes y sistemas, anteriormente descritos, se permitiría obtener beneficios como la reducción de costos por sobrecargas en líneas de transporte eléctrico. También la reducción del número y tiempo de apagones o interrupciones forzosas de líneas, disminuir el tiempo del restablecimiento de algún componente de la red por mantenimiento preventivo o correctivo, reducir en un porcentaje significativo los picos de demanda en horas específicas, tener un mayor control del consumo de

energía, entre otros beneficios que puede ofrecer la integración de la inteligencia en las redes eléctricas de potencia.

Con mayor detalle se presentan a continuación algunas características de las que se compone una red inteligente:

- Integrar una gran cantidad de sensores, transductores y actuadores, así como sistemas de medición y automatización en todos los niveles de la red.
- Implementar sistemas de control tomando en cuenta la información que recolecte el sistema de medición inteligente.
- Prevenir en la red, es decir, introducir la detección de disturbios y respuesta automática para la agilización del restablecimiento de la parte afectada de la red.
- Permitir que el usuario también pueda ser parte de la generación de energía, estableciendo así la generación distribuida.
- Posibilitar al consumidor gestionar su demanda de energía, así como ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precios y programaciones de operación predefinidos.
- Incentivar a los consumidores y generadores a mejorar la calidad energética, implementando tarifas que dependan de tal calidad.
- Almacenar energía eléctrica para la utilización en casos necesarios como en los picos de demanda.

- Brindar mantenimiento basado en la medida constante de las condiciones de la red.

Al establecer un plan para la integración de inteligencia en una red eléctrica se debe considerar que se producirán cambios en el mercado de transacciones de potencia y energía, entre agentes del mercado mayorista, debido a la consecuencia natural de la integración de la inteligencia en la red eléctrica. Así entonces, se deberá establecer normas técnicas y protocolos para la modificación, ampliación y/o adicionamiento de nuevos componentes tecnológicos, así también, se deberá adicionar leyes, acuerdos y normas técnicas en relación con los sistemas de comunicación, control y medición que se agreguen a la red.

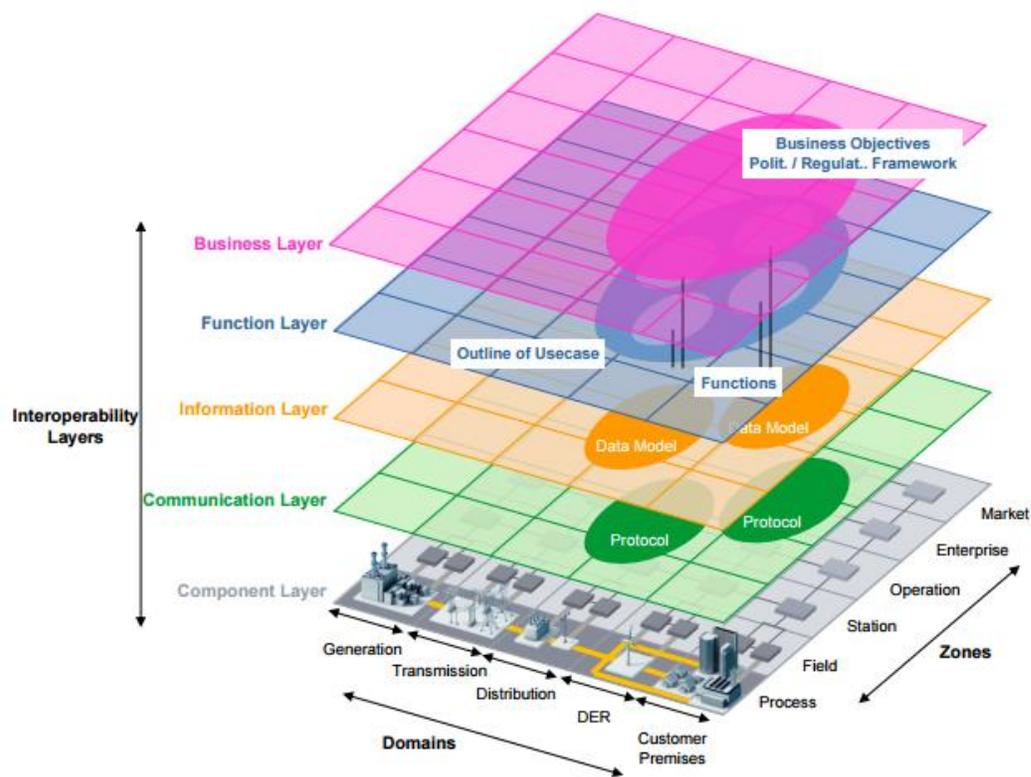
3.2. Marco del modelo de la arquitectura de una red eléctrica inteligente

En el modelo estructural presentado en la figura 6, puede observarse que se representa la definición de una red eléctrica inteligente en un marco tridimensional, con una interacción dinámica entre dimensiones. En una dimensión se presentan los puntos de vista de la interoperabilidad que puede existir tanto en una red eléctrica actual y en una futura implementación de red inteligente, componiéndose de cinco capas de interoperabilidad: negocio, función, información, comunicación y componente.

En otra dimensión se presentan los dominios, la cual se refiere a la cadena de conversión y utilidad de la energía eléctrica en un sistema, los cuales son: generación, transmisión, distribución, distribución de energía renovable y el consumidor. En la tercera dimensión, se expone las zonas del plan de red inteligente, zonas que representan los niveles de la jerarquía administrativa del

sistema de potencia, los cuales son: proceso, campo, estación, operación, empresa y mercado. El modelo estructural SGAM es un método para asignar y categorizar completamente los procesos, productos y utilidades operacionales y alinear sus estándares.

Figura 6. **Modelo estructural de una red eléctrica inteligente (Smart Grid)**



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI. *Smart Grid Reference Architecture*.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf.

Consulta: 15 de enero de 2018.

3.2.1. Capas de interoperabilidad

En el estudio de la red eléctrica inteligente, la interoperabilidad se puede definir como la capacidad de dos o más dispositivos, desde el mismo o diferente proveedor, de intercambiar información y usarla para la función correcta. El concepto del intercambio de información se presenta en la siguiente figura.

Figura 7. **Interoperabilidad entre sistemas**



Fuente: elaboración propia con programa de Power Point 2007.

La figura 7 describe la interoperabilidad entre dos sistemas o componentes, la cual se puede extender para describir con mayor detalle el intercambio de información en una función, donde las capas se podrían agrupar en categoría técnica, informacional y organizacional, así como se presentan en la figura 8.

Las categorías se componen de bloques que definen las partes esenciales para establecer la comunicación de la interoperabilidad entre dos dispositivos o sistemas; Es decir, las agrupaciones de las tres categorías establecen la interoperabilidad y cada categoría es un grupo de componentes, los cuales, cada uno describe un proceso para que de estos en conjunto resulte la función

específica de la categoría. Las categorías y sus componentes se explican en la siguiente figura:

Figura 8. **Categorías y componentes de la interoperabilidad entre sistemas**

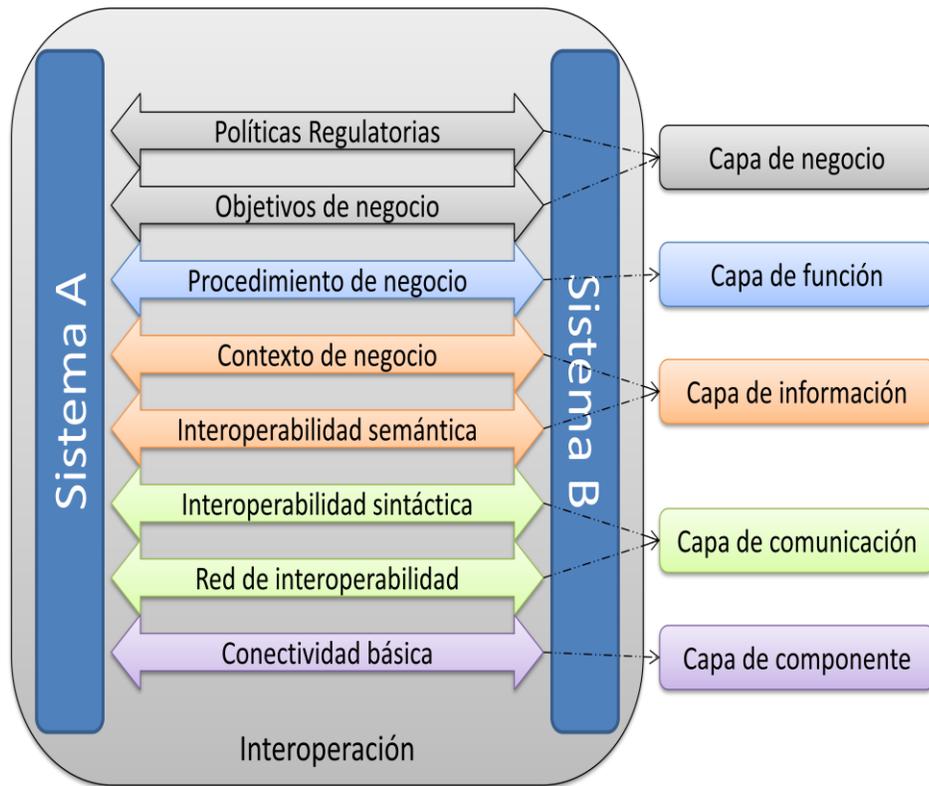


Fuente: elaboración propia con programa de Power Point 2007.

El marco de referencia del modelo de arquitectura de la red eléctrica inteligente consiste en representar en capas los componentes, la comunicación, la información, la función y el negocio. En cada capa se puede establecer la interacción entre la administración de la información (zonas) y los dominios del sistema eléctrico de potencia. Esto permite presentar la red actual y la evolución futura de la red hacia la inteligencia para establecer flexibilidad, consistencia e interoperabilidad.

La descripción de todo lo descrito anterior se puede comprender mejor en la presentación extendida de las capas de interoperabilidad de la siguiente figura:

Figura 9. **Capas de interoperabilidad extendida**



Fuente: elaboración propia con programa de Power Point 2007.

3.2.1.1. **Capa de componente**

La capa de componente se refiere a los elementos físicos de los que está constituida la red eléctrica en las distintas fases de la cadena de suministro de la energía. La infraestructura física de la red eléctrica, los sistemas de protección, control y medición, los componentes alámbricos e inalámbricos, los

dispositivos que hacen posible la comunicación, los componentes inteligentes como las computadoras que organizan y contienen software avanzados para la optimización y control de la energía en la red eléctrica. Todos estos elementos que constituyen el sistema físico de la red eléctrica es lo que se considera la capa de componente en el modelo de referencia de la arquitectura de la red eléctrica inteligente.

3.2.1.2. Capa de comunicación

El establecimiento de una comunicación completa y eficiente, entre todas las partes que participan en el ámbito de la energía eléctrica, implantará un eficaz control del flujo de energía.

La capa de comunicación describe los mecanismos y protocolos para establecer la conexión, entre los componentes que constituyen la red, para permitir el intercambio de información fundamental, para que así, la función y servicios pragmáticos de una red eléctrica puedan realizarse adecuadamente cumpliendo con sus objetivos primordiales.

3.2.1.3. Capa de información

La capa de información describe el contenido de mensajes enviados y/o recibidos que se establecen en la conexión de los distintos componentes de la red. Esta capa describe la información intercambiada entre las funciones, servicios y componentes.

El contenido de la información que se intercambia es la parte fundamental de un sistema, ya que determina los antecedentes y estados actuales de sus componentes, y así se establece el criterio para definir las funciones siguientes

de estos componentes. La información fundamental representa la semántica de la comunicación, determinando un orden en las funciones y servicios para permitir una adecuada interoperabilidad.

3.2.1.4. Capa de función

La capa de función describe las funciones y servicios incluyendo la relación entre estos, desde el punto de vista de la arquitectura del modelo de referencia de la red inteligente. La función es independiente de las aplicaciones y sistemas de los elementos físicos de los que se compone la red. La capa de función se refiere a la funcionalidad de la integración del conjunto de elementos en cada parte de la cadena de suministro de energía, con el fin de diagnosticar constantemente la eficacia de la red.

3.2.1.5. Capa de negocio

La capa de negocio describe los puntos de negocio que se pueden tratar en el ámbito eléctrico de la red inteligente. Dentro del modelo de referencia de la arquitectura de la red inteligente en esta capa se contiene la parte regulatoria, políticas del mercado y la economía que se puede manejar en la estructuración de la red. En esta capa del modelo de referencia se determina que se impulsa a la competencia de los productos y servicios para que se establezca una red eléctrica con libertad de expandir su calidad de suministro de energía y extender positivamente el mercado para un mayor desarrollo del sistema eléctrico.

3.2.2. Dominios

En el contexto del modelo de referencia de la arquitectura de la red eléctrica inteligente se determinan los dominios los cuales, en conjunto, son la cadena de conversión y suministro de la energía eléctrica. El inicio de la cadena de suministro de la energía eléctrica se encuentra en la generación, etapa de producción, continuando con la etapa de transporte donde al final de esta se entrega a la red de distribución. Se distribuye la energía de manera que se cubra la demanda requerida por el consumidor final. Adicional, existe una parte de distribución de energía generada por medios renovables.

3.2.2.1. Generación

La energía eléctrica que fluye en las líneas de transporte y es utilizada para cualquier fin de consumo industrial y residencial debe ser producida en algún punto inicial. La energía eléctrica es generada gracias a la capacidad de convertir un tipo de energía en otra. En la actualidad, en Guatemala la energía eléctrica generada proviene de plantas hidráulicas, geotérmicas, solares, eólicas, de búnker, de carbón, de diésel, de biogás y gas natural. La sumatoria de generación de todas estas plantas constituye la energía eléctrica total que fluye en el sistema eléctrico.

Básicamente, los componentes necesarios para la generación de energía eléctrica son: el equipo mecánico que manipula la energía inicial, la máquina eléctrica rotatoria que transforma la energía primaria en eléctrica, los elementos eléctricos que manipulan la energía eléctrica generada y una subestación con todos los componentes que la conforman.

3.2.2.2. Transmisión

La energía generada es transportada por medio de líneas de transmisión desde los establecimientos de las plantas generadoras hasta la entrega de esta a las líneas de distribución. Debido a las grandes distancias entre las plantas generadoras y los puntos de entrega a la red de distribución, la tensión en la salida de la generación se amplifica, por lo que, la línea de transmisión se constituye de manera que puedan soportar altos niveles de tensión, con infraestructura suficiente para un transporte con la menor pérdida de energía posible.

El sistema de transporte se compone de subestaciones eléctricas, ya sean elevadoras o reductoras de tensión, estructuras mecánicas que sostengan las líneas de transmisión y todos los demás elementos eléctricos, las propias líneas de transmisión, los sistemas de protección, control y medición, entre otros.

3.2.2.3. Distribución

La red de distribución se entiende desde que se recibe la energía, de las líneas de transmisión, hasta la entrega de ésta al consumidor final. Las líneas de distribución se diferencian de las de transmisión, más que por el nivel de tensión por la cantidad de potencia que pueden transportar. Sin embargo, comúnmente estas se constituyen para soporte de niveles de tensión medias y bajas.

En la Ley General de Electricidad se define al sistema de distribución como el conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución y que funcionen a los voltajes que especifique el reglamento.

El sistema de distribución se compone de las líneas de distribución, las estructuras mecánicas que soportan todos los elementos necesarios para el transporte, sistemas de control, medición y protección, sistemas auxiliares, entre otros.

3.2.2.4. Generación distribuida renovable

La generación distribuida renovable proviene de la capacidad de inyección de generación de energía renovable en las redes de distribución. Este tipo de distribución tiene la característica de presentar una escala pequeña de generación de origen renovable y una tecnología e infraestructura suficiente para la conexión a la red principal. En la Ley General de Electricidad describe que el aporte de potencia neto al sistema eléctrico es inferior o igual a cinco megavatios (5 MW). En la misma ley se describe que se consideran energías renovables a aquellas que utilizan la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio de Energía y Minas determine.

3.2.2.5. Consumo

La red de distribución entrega la energía al consumidor final, el cual se define como el poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Existen dos tipos de consumidores, el usuario y el gran usuario, la diferencia entre los dos es la cantidad de potencia y energía que consume.

El gran usuario es aquel cuya demanda de potencia excede a cien kilovatios, el cual también, no está sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro son libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Por otro lado, los consumidores que demandan potencia inferior a cien kilovatios, como los residenciales o domiciliarios, es

suministrada por una distribuidora, para lo cual, la comisión establecerá las tarifas de estos consumidores.

3.2.3. Zonas

Las zonas, en el modelo de referencia de la arquitectura de la red eléctrica inteligente, representan los niveles de jerarquía de la administración del sistema de potencia. Las zonas describen cómo la energía se mide y controla desde los componentes físicos, análogos y digitales de una subestación eléctrica, hasta las empresas que se dedican a la operación de la administración de la energía eléctrica y el mercadeo en sí de esta en toda la cadena de suministro.

La administración del sistema de potencia contiene zonas relacionadas secuencialmente. Los datos que se recolectan en la zona de campo son usualmente agregados a la zona de estación en orden para darle utilidad a esta cantidad de datos para la comunicación y proceso en la zona de operación.

El motivo de separar los procedimientos en zonas es para proporcionar un resultado funcional. Las diferentes funciones son asignadas por zonas específicas. Las funciones de tiempo real son aplicadas usualmente en la zona de campo o estación y, las funciones de monitoreo y control se llevan a cabo en la de operación. Para finalizar, las zonas de empresa y mercado son estrictamente más económicas y contienen políticas, recordando siempre encontrarse dentro de la cadena de suministro del sistema eléctrico.

3.2.3.1. Proceso

La zona de procesos se refiere a los componentes físicos que permiten la generación, transformación y conmutación de la energía, así como:

generadores, transformadores, interruptores, líneas de transporte, cables, cargas eléctricas y cualquier sensor y actuador que sea parte del direccionamiento y de las conexiones entre procesos eléctricos. La zona de procesos describe toda la parte física que posibilita el inicio de la cadena de suministros.

3.2.3.2. Campo

La zona de campo describe el equipo y el desarrollo de la medición, protección, control y monitoreo de los procesos del sistema de potencia. Los elementos que constituyen la zona del campo son los relés de protección, las bahías de control y los diferentes tipos de dispositivos electrónicos inteligentes como los medidores y recolectores de datos que al utilizarlos puedan resolver y establecer los resultados de los procesos anteriormente descritos.

3.2.3.3. Estación

La zona de estación representa la estructuración de los sistemas y equipo que habiliten la actuación de los procesos de la zona de campo. Estos sistemas son en su mayoría de medición y recolección de datos. La concentración de datos, la automatización de subestación, el sistema local SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), la planta de supervisión, entre otros, son sistemas que forman parte de la zona de estación.

3.2.3.4. Operación

El monitoreo y control de las funciones de las subestaciones, plantas generadoras, líneas de transporte, entre otras, se llevan a cabo desde una localidad central de operaciones, la cual sería definida en este contexto como la

zona de operación. El centro operador del sistema de control de potencia lleva a cabo las funciones de administrar el flujo de energía en toda la red eléctrica.

Los sistemas que intervienen en esta administración son: el sistema administrativo de distribución (*Distribution Management Systems – DMS*), el sistema administrativo de energía (*Energy Management Systems – EMS*), los sistemas de generación y transmisión, los sistemas de las micro redes, el sistema virtual de la planta de potencia, incluso se incluyen, los sistemas de los vehículos eléctricos.

3.2.3.5. Empresa

En esta zona se encuentran todas las instituciones que participan en la estructuración, funcionalidad y administración del sistema eléctrico de potencia. Se incluyen toda empresa que se dedique a la conformación del funcionamiento completo del sistema, desde la comercialización de equipo eléctrico y servicios hasta la comercialización y organización del flujo de potencia. Por lo que en esta zona se establecen las empresas generadoras, transportistas, distribuidoras, comercializadoras, y los distintos servicios que estos ofrecen. Cabe mencionar que en esta zona se incluye la logística, la formación del personal, la relación cliente-administrador, la facturación, entre otras, de las empresas que la conforman.

3.2.3.6. Mercado

En la zona del mercado se establecen todos los procesos y operaciones que determinan el comercio a lo largo de la cadena de conversión y suministro. En esta zona se incluye el comercio de todo equipo eléctrico, servicios, mercado mayorista y minorista, entre otros.

3.3. Sistemas asociados a red inteligente

El movimiento innovador de la implementación de inteligencia a las redes eléctricas de potencia ha provocado el desarrollo de sistemas inteligentes en cada etapa de la cadena de suministro de energía, así como la generación distribuida renovable en la etapa de generación, los sistemas de medición y control inteligentes en las redes de transmisión y distribución, el sistema de “hogar inteligente” en el consumo. Así también, el sistema de almacenamiento inteligente y el sistema del vehículo eléctrico pueden ser influyentes en sostener la eficiencia energética que es de gran importancia en la actualidad.

3.3.1. Almacenamiento inteligente (*Smart Storage*)

En un sistema eléctrico de potencia ideal la cantidad de energía consumida es igual a la generada, sin embargo, en el sistema real la energía generada debe mantenerse por encima de la demandada ya que el demandante debe tener siempre energía disponible para consumir. Por lo tanto, en el funcionamiento habitual del sistema eléctrico existen excesos de flujo de potencia generada no necesaria, o más bien, sin demandante que la consuma, por lo que puede ser tratada como energía perdida o sin utilidad.

Para manipular o dar utilidad a los excesos de energía que fluyen en la red eléctrica actualmente se ha establecido el desarrollo del sistema de almacenamiento inteligente, el cual, consiste en el almacenamiento de la energía cuando haya excedentes como sucede en los valles de la curva de demanda y la entrega de esta cuando sea necesario el abastecimiento como en los picos de demanda. De este modo se puede aprovechar el almacenamiento de la energía cuando esta es más barata, para luego inyectarla al sistema en horas pico de demanda.

3.3.2. Hogar inteligente (*Smart Home*)

El intercambio de información entre el proveedor y el consumidor de energía puede establecerse por medio de los sistemas de comunicación que se presentan en una red eléctrica inteligente. El medidor inteligente es el dispositivo de interfaz entre el proveedor y el consumidor. Por medio de esta comunicación el proveedor puede enviarle información suficiente para que el usuario gestione su consumo y pueda reducir sus costos.

La información que recibe el medidor inteligente puede ser interpretada por un sistema de gestión de energía doméstica, y que a través de una computadora o un dispositivo que permita conectarse a este sistema, el usuario podría decidir qué aparato o electrodoméstico será desconectado o disminuir el consumo de los dispositivos, así estos lo permitan. El sistema de gestión de energía doméstica permite monitorear en tiempo real los precios de la utilidad de los distintos dispositivos que se tengan en el hogar. También se pueden establecer configuraciones que automaticen la mayor utilidad de energía cuando los precios sean bajos, y menor cuando estos sean altos.

Algunas características adicionales del hogar inteligente son la interconexión entre los electrodomésticos y/o aparatos y que estos puedan ser controlados inalámbricamente a larga distancia. Por ejemplo, el encendido o apagado del aire acondicionado o una lavadora cuando la persona consumidora así lo desee. La red eléctrica inteligente permite que la generación doméstica que puede producir algún hogar pueda suministrarse a hogares contiguos si así éstos los necesitan, estableciéndose así una red en isla.

3.3.3. Micro redes

Una micro red consta de un conjunto de cargas eléctricas y generación distribuida que tiene la característica de estar conectada a la red de distribución principal en un punto denominado punto de conexión común – PAC, y así también, tiene la capacidad de funcionar de forma aislada cuando en la red principal exista algún tipo de falla y se produzca entonces desconexión entre los dos sistemas.

Una micro red básicamente se compone de generación distribuida, almacenamiento distribuido y consumo, que se encuentran conectados entre sí por medio de circuitos eléctricos, térmicos y sistemas de comunicación. La conexión, por medio de la comunicación, entre los distintos elementos permite el control del sistema de la micro red en su totalidad.

La micro red también se compone de cargas, tanto eléctricas como térmicas, para las cuales se debe cumplir con el suministro de energía con la mayor calidad y al menor costo posible.

Aunque en una micro red la generación distribuida no necesariamente debe ser renovable se debe promover la generación de energía renovable para mermar cada vez más la producción de material contaminante, esto también debe ser considerado en la conformación de una micro red.

3.3.4. Vehículo eléctrico

Las grandes compañías multinacionales, como General Motors, Toyota, Ford y Tesla Motors, ya se encuentran produciendo y estructurando todos los

componentes y factores que deben ser considerados para el funcionamiento eficaz del sistema de los vehículos eléctricos.

La utilización de vehículos eléctricos puede ser una muy viable solución a la reducción del uso de combustibles contaminantes para la movilización vehicular. Sin embargo, dependen de las generadoras eléctricas y estas utilizan combustibles fósiles convencionales que provocan contaminación. Por lo tanto, debe imponerse un horario de carga de los vehículos eléctricos, el cual serían las horas de menor demanda y mejor aún si la generación renovable se encuentra en su plenitud.

Una característica destacable del sistema de los vehículos eléctricos es que tienen la funcionalidad de ser utilizados como almacenadores de energía pudiendo entregarla en momentos donde sea necesaria para la red, es decir, una cantidad significativa de vehículos con energía almacenada que inyecte su energía a la red en horas picos de demanda evitará inconvenientes eléctricos. La forma de la inyección de la energía almacenada en los vehículos también permitirá la función en isla de una red.

Actualmente, en el mercado del sistema de los vehículos eléctricos ya se encuentran trabajando las entidades interesadas en la disponibilidad de estaciones de carga, el tipo de pago, y la implementación de la tarifa.

3.3.5. Generación distribuida renovable (GDR)

La necesidad de aumentar la eficiencia de la red eléctrica ocasionó que se concentrara la implementación de la generación de energía descentralizada, ofreciendo a la red un conjunto de beneficios. La generación descentralizada o distribuida se caracteriza principalmente por un conjunto de fuentes

generadoras de pequeña capacidad con ubicación cercana a la carga o consumo. Un gran beneficio de la generación distribuida es la reducción de las pérdidas en las líneas de transporte por la peculiar corta distancia de separación entre generación y carga.

Por consecuencia, la generación distribuida renovable ofrece las anteriores características y adicionalmente las ventajas de utilizar energía renovable para la generación. Las redes que pertenecen a la generación de energía renovable se conectan al sistema de distribución principal formando parte de este.

Las redes de generación distribuida renovable deben ser compuestas por sistemas inteligentes de comunicación e información que posibiliten el funcionamiento adecuado teniendo en cuenta que estos estarán conectados a la red de distribución principal. Una característica destacable de las redes de generación distribuida renovable es que pueden operar en la configuración de isla cuando, por algún motivo de falla, exista una desconexión de la red principal.

En el artículo 1 de las definiciones del Reglamento de la Ley General de Electricidad se define a la generación distribuida renovable como la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco megavatios (5 MW). Se toma en cuenta que las tecnologías de recursos renovables son aquellas que utilizan energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa, entre otras.

3.4. Seguridad en una red inteligente

En una red eléctrica inteligente la actividad de transferencia de información de un punto a otro se realiza inalámbricamente, por lo que de cierta forma esta información se encuentra en el aire y con cierta vulnerabilidad, es decir, con facilidad de acceder a ella si no se toman medidas de protección apropiadas. El acceso a la red trata con la autenticación e identificación de las máquinas y usuarios conectados.

Es importante aclarar que la protección en la comunicación no solo se realiza por los robos de información, sino también a los ataques de empleados descontentos, agentes de espionaje industrial, inconvenientes en la infraestructura de la información que se deba a errores de usuarios, fallas de equipos, entre otros.

3.4.1. Seguridad cibernética (*Cyber Security*)

La seguridad debe implementarse en todas y cada una de las fases del desarrollo del sistema, desde el diseño hasta la implementación, mantenimiento y actualización. De forma simplificada un sistema de seguridad cibernética básicamente se puede representar en tres niveles:

- Agente de seguridad: realiza la detección de intrusiones basándose en la CPU (unidad central de procesamiento) apoyándose en la memoria del dispositivo por proteger (como la unidad terminal remota –RTU, o bien controlador lógico programable –PLC), el tiempo de escaneo, el patrón de protocolo, elementos de comunicación, entre otros. Algunas de sus funciones son: traducir entre diferentes protocolos, recopilar el patrón de tráfico de datos e informar de estos al administrador de

seguridad, cifrar y descifrar los datos intercambiados, entre otros.

- **Conmutador de seguridad administrado:** es el elemento de la seguridad cibernética que realiza la función de la detección de intrusiones, es decir, ejecuta la operación de la detección de intrusos, basándose en el retardo del paquete de datos, el perfil de ancho de banda asignado y el patrón de protocolo. Realiza su función como dispositivo de red, conecta controladores, RTU, HMI y servidores en el centro de subestación y control. El conmutador protege el ancho de banda y prioriza los datos.
- **Administrador de seguridad:** es el elemento que realiza la detección de la intrusión en el nivel más alto, supervisando el sistema de la red y el estado del sistema de automatización. Se encuentra en el centro de la red de automatización del sistema de energía, en el cual, se administran las funciones que se establecen y se dicta cómo se ejecutarán estas por medio de los agentes de seguridad, y así también, las funciones correspondientes al conmutador de seguridad administrado. Se conecta directa o indirectamente al conmutador de seguridad administrado.

3.5. Eficiencia energética

La eficiencia energética es la práctica de producir más bienes y servicios utilizando la misma o menos cantidad de energía. Es posible alcanzar una escala significativa de eficiencia energética por medio de inversiones tecnológicas, administración y hábitos culturales.

La eficiencia energética tiene significancia y relación con la red eléctrica inteligente ya que ésta última se caracteriza por permitir la distribución eléctrica desde los proveedores hasta los consumidores por medio de tecnología digital con el fin de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la confiabilidad.

En Guatemala ya se ha iniciado el desarrollo de la eficiencia energética, integrando un proyecto de Ley de eficiencia energética, en la cual, se establece la implementación de un Plan integral de eficiencia energética –PIEE.

En marzo de 2009, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- y el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, suscribieron la carta convenio de cooperación no rembolsable identificada como “Cooperación Técnica No Rembolsable No. ANT/OC-11261-GU”, con el fin de contratar los siguientes estudios: diseño de un programa de incentivos de eficiencia energética, definición y esquemas de financiamiento del plan integral de eficiencia energética y creación del órgano técnico nacional de eficiencia energética. El proyecto de Ley de eficiencia energética en términos generales comprende:

- Creación del Consejo nacional de eficiencia energética (CONEE), como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, responsable de elaborar y ejecutar el plan integral de eficiencia energética, elaborar planes y monitorear la ejecución de los programas de eficiencia energética que se implementen en el país.
- El plan integral de eficiencia energética debe ser elaborado y ejecutado por el CONEE.
- Financiamiento del uso eficiente de la energía, para el efecto, se crea el Fondo de eficiencia energética –FODEE, para la administración y

ejecución de todo lo que compete al proyecto. El fondo estará a cargo del CONEE.

- Mecanismos para la promoción del uso eficiente de la energía, en este se incluyen otros mecanismos que no se haya descrito en los anteriores procesos, como la certificación, acreditación y el etiquetado de los equipos consumidores de energía para la difusión y el conocimiento del público consumidor y desarrollo de tecnologías eficientes en el mercado, entre otros.

El Departamento de eficiencia energética de la CNEE han presentado los informes de los proyectos piloto de eficiencia energética que se realizaron en instalaciones de empresas e instituciones invitadas por la CNEE. Los proyectos piloto tienen influencia en ahorro de energía en los siguientes ámbitos:

- Iluminación
- Aire acondicionado
- Factor de potencia
- Leña con estufas ahorradoras y eficientes

4. MEDICIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA EN UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

4.1. Medición convencional

El modelo convencional, sistema actual, de la lectura y control de suministro de energía eléctrica es en cierto punto poco eficiente, ya que el proceso es manual y, por ende, un tanto apegado a la incerteza. En el modelo convencional de medición y control de energía en las redes de distribución se llevan a cabo por medio de personal que se encarga de llegar a sitio y tomar la lectura de la medición de energía o bien realiza actividades operativas de mantenimiento, corte, reconexión, entre otros.

La medición convencional se practica por medio de personal que llega a cada punto donde se encuentre un medidor de energía, toma la lectura del medidor y, dependiendo de la tarifa que tenga el cliente, calcula el monto equivalente a la energía consumida. De forma similar ocurre con el control de la red, para la cual, se tiene un centro de operaciones a la que le llega toda la información de los parámetros eléctricos en los distintos puntos de suministro de la red de distribución; Si en el monitoreo constante se detecta una falla, se procede a ordenar la expedición de cuadrillas para el mantenimiento u operación que se deba realizar para el restablecimiento de la red.

4.1.1. Medidor electromecánico

Los contadores de energía convencionales y que actualmente se encuentran en operación en las redes de distribución de Guatemala son los de tipos electromecánicos. Los contadores eléctricos, también llamados vatíhorímetros, son dispositivos que miden el consumo de energía eléctrica y comúnmente son calibrados en unidades de facturación. Actualmente, hay dos tipos de contadores, los electromecánicos y los digitales, la diferencia entre estos es que el segundo utiliza un convertidor analógico digital ofreciendo mayor facilidad para la toma de lectura por el *display* integrado.

El funcionamiento del contador electromecánico se basa en el uso de dos juegos de bobinas, un juego de bobinas para el voltaje de entrada y otro para la corriente. Estos dos juegos de bobinas actúan sobre un disco conductor magnético. Las sumas vectoriales de los flujos de los juegos de la bobina producen un par de giro sobre el disco, el cual es proporcional a la potencia consumida por el circuito. El disco está acoplado a un sistema de engranes que transmite el movimiento a las agujas de la carátula que determinan el consumo correspondiente, se debe considerar que a mayor potencia consumida mayor es la rapidez de giro del disco y se acumulan estos en el tiempo.

Actualmente, se tienen derivaciones de contadores de tipo electromecánico siendo uno de estos el digital. Así también, se tienen tipos de contadores que miden el consumo de un dispositivo de forma individual, lo cual, permite una mayor gestión del consumo por parte del consumidor.

4.1.2. Medidores electrónicos

También llamados medidores de estado sólido debido a que estos se componen de elementos fijos. A los medidores electrónicos o digitales, se les adiciona muchas funciones que no se podían realizar con los medidores electromecánicos, es por lo cual poco a poco, en Guatemala, se están sustituyendo todos los contadores electromecánicos por los electrónicos. El método para la renovación del tipo de medidor es que por cada medidor electromecánico que haya terminado su vida útil se sustituye por uno nuevo de tipo electrónico.

Los medidores electrónicos se componen de cuatro bloques fundamentales para su funcionamiento correcto, las cuales son:

- Interface de entrada: se encarga de traducir los valores de entrada de voltaje y corriente a valores que puedan ser interpretados por la electrónica de medición, la cual es la siguiente interface. La cantidad de entradas del medidor contenidas en la interface de entrada será congruente con el número de fases de corriente y voltaje que se deban medir y algunas otras adicionales para operaciones de control. También puede denominarse transductores de entrada.
- Interface de medida: en esta interface se lleva a cabo la operación de transformar de valores analógicos a digitales, a través de convertidores analógico-digitales, los valores de corriente y voltaje provenientes de la interface de entrada. Estas señales digitales, que representan los valores de corriente, voltaje y potencia del sistema, son entregadas a la siguiente interface.

- Interface de procesamiento: aquí se integran, por medio de un microprocesador interno, los valores digitales que provienen de la interface de medida, resultando los valores correspondientes de energía consumida en cada fase de servicio y la energía total.
- Interface de salida: en esta se encuentra el *display*, en el cual se puede observar los datos, otorgados por el medidor, almacenados en su memoria interna correspondiente.

4.2. Medición inteligente

Actualmente, la tecnología ha permitido introducir inteligencia a la medición de energía eléctrica en varios puntos a la vez en una red de distribución, generando una gran cantidad de información valiosa que se puede almacenar, analizar y controlar remotamente por medio de dispositivos inteligentes.

4.2.1. Medidores inteligentes (*Smart Metering*)

Los medidores inteligentes son medidores digitales con la capacidad de recopilar y almacenar la información de parámetros eléctricos medidos, ya sea en la parte domiciliar, residencial o industrial, y enviarlos remotamente al centro de operaciones y servicios.

El funcionamiento principal de los medidores inteligentes se basa en los medidores electrónicos, con la diferencia esencial de las capacidades que ofrecen los medidores inteligentes, así como lo son: la memoria interna masiva, la comunicación remota y la capacidad de cierre y apertura del suministro de energía.

Los medidores inteligentes se han diseñado para evolucionar a los sistemas eléctricos y sus características especiales pueden ser la solución a inconvenientes que se dan en algunas redes eléctricas con un relativo alto grado de deficiencia; Algunas de estas características son la comunicación bidireccional entre el suministrador y el medidor del consumidor, almacenamiento de información, avisos de evento del comportamiento de la red a los consumidores, capacidades de conectar y desconectar remotamente el suministro de energía, entre otros.

En la actualidad, la implementación de los medidores inteligentes se ha destacado con mayor presencia en países más avanzados tecnológicamente y económicamente, como lo es en Estados Unidos y algunos países de Europa. Sin embargo, sería conveniente que en Guatemala se tome en cuenta la planificación a largo plazo de la implementación de medidores inteligentes y sus sistemas, para que, desde ya, paralelamente a la constitución de completar la cobertura de servicios energéticos en el país, se vaya desarrollando la parte tecnológica y así considerar soluciones posibles a problemáticas como la calidad de suministro en áreas rurales o pérdidas debidas al robo de energía.

4.2.1.1. Características principales

Los medidores inteligentes tienen la funcionalidad de ser sensores integrados en la red que puede detectar alguna interrupción ocurrida y enviar la información, como el área específica donde ocurrió la falla de forma instantánea, al centro de operaciones de la distribuidora de energía eléctrica. Las principales características de los medidores inteligentes son las siguientes:

- Almacenamiento de información en intervalos programables.

- Comunicación bidireccional entre el suministrador y el medidor del consumidor.
- Avisos a los consumidores sobre información relevante de la red como aperturas programadas por mantenimiento.
- Capacidad remota de cierre y apertura de servicio por medio de un interruptor integrado en el medidor.
- Mayor control del factor de potencia.
- Mejor control de la calidad de suministro por medio de alarmas integradas en el medidor.
- Permisividad de aprovechamiento de la tarifa con discriminación horaria.
- Monitoreo del comportamiento de la red eléctrica.
- Posibilidad de integrar una tarjeta de comunicación de red tipo HAN (*Home Area Network*) que permita la comunicación y control de dispositivos que se encuentren en el hogar.

4.2.1.2. Tipos de medidores inteligentes

Los medidores inteligentes pueden clasificarse por su forma, por el tipo de cliente o tipo de carga, por su tecnología de comunicación, entre otras. Por efecto de conocer las características que ofrecen los medidores por nivel de

carga y voltaje, los siguientes tipos se enfocarán en la clasificación por el tipo de clientes, los cuales cada uno presenta las siguientes características:

- Medidores residenciales: en Guatemala hasta la actualidad se ha iniciado con la implementación de medidores inteligentes con diseño adaptado para clientes de consumo reducido, los niveles de voltaje que se manejan son 120, 120/240 y 120/208 voltios para la región rural, urbana y edificios correspondientemente.
- Medidores comerciales: tienen características adicionales, como la posibilidad de medir energía reactiva y activa en potencias relativamente altas. Son diseñados para manejar niveles de voltaje 120/208 y 120/240 voltios. Estos medidores tienen la posibilidad de integrarse de un interruptor de control de suministro. La mayor parte de estos medidores son para servicio monofásico, aunque también hay trifásicos.
- Medidores industriales: permiten medir una elevada cantidad de energía para servicios trifásicos, contienen características más especiales como medir la calidad del servicio, medir potencias reactivas y activas, entre otras.
- Medidores con parámetros avanzados de calidad de energía: son utilizados por entidades del mercado mayorista, como son los grandes usuarios y generadores. Están diseñados para manejar protocolos de comunicación más destacados y que permitan enviar señales a interruptores de potencia que se encuentren en la red para la administración de ésta. Estos medidores son utilizados actualmente en Guatemala.

4.2.1.3. Aplicaciones

La utilización de los medidores inteligentes, aunque no significaría implementación total de una red inteligente, sería la conformación de una parte importante de esta. Cabe mencionar que para constituir una red inteligente debe integrarse sistemas, dispositivos, estandarizaciones, medidores, entre otros. Algunas de las aplicaciones más relevantes de los medidores inteligentes, para la iniciación de la conformación de una red eléctrica inteligente, son los siguientes:

- Eficiencia energética: es la descripción de la utilización optimizada y controlada de energía eléctrica por parte de los consumidores y la administración del flujo por parte de los suministradores.
- Control de consumo de energía por parte del cliente: permite el medidor por medio del display integrado. Esto permite que el cliente pueda gestionar su demanda y, por ende, gasto monetario en energía eléctrica.
- Apertura y cierre remoto del servicio: es un gran beneficio para ambas partes; Por parte del distribuidor el ahorro de la gestión y personal para realizar un corte o reconexión que debe hacerse en sitio, y por parte del consumidor por la reconexión instantánea y así evitar pérdidas por falta de energía después de haber pagado la falta que haya provocado el corte.
- Energía prepaga: implica un gran beneficio para ambas partes. Esta aplicación sería un nuevo tipo de tarifa en Guatemala. Consiste en el pago anticipado de la cantidad de energía que debe ser suministrada

por el distribuidor y consumidor por el demandante. Esto provoca que ambas partes puedan tener una gestión óptima de sus activos.

- Implementación de una red en el hogar con el protocolo de red HAN (*Home Area Network*): consiste en la conexión y comunicación entre los dispositivos que se encuentren en un hogar, para administrar el tiempo de funcionamiento y por ende el consumo de cada uno de esos dispositivos.
- Posibilidad de gestionar y controlar la energía generada por parte del consumidor, para que ésta sea entregada a la red y reciba el cliente beneficios por la energía inyectada.

4.2.2. Concentrador de datos

Cuando los medidores toman las lecturas de los parámetros eléctricos, como el consumo de energía de un cliente, deben enviarlos a otro dispositivo para que este sea el que se encargue del direccionamiento de los datos a los sistemas más avanzados de gestión y control. Este dispositivo es el concentrador de datos.

El concentrador de datos también es llamado puerta de enlace (*Gateway*) por ser el dispositivo de vínculo entre los medidores inteligentes y la red de comunicación.

El concentrador de datos es un dispositivo que recolecta los datos provenientes de los medidores inteligentes, los almacena y los envía a sistemas de gestión y control por medio de redes de comunicación. La recolección de datos generalmente se realiza de forma programada, en intervalos

determinados de tiempo (15 minutos o una hora) dependiendo de la programación preestablecida.

Comúnmente la red de comunicación entre los medidores y el concentrador de datos es de tipo inalámbrica, así también entre estos últimos y la central de la distribuidora.

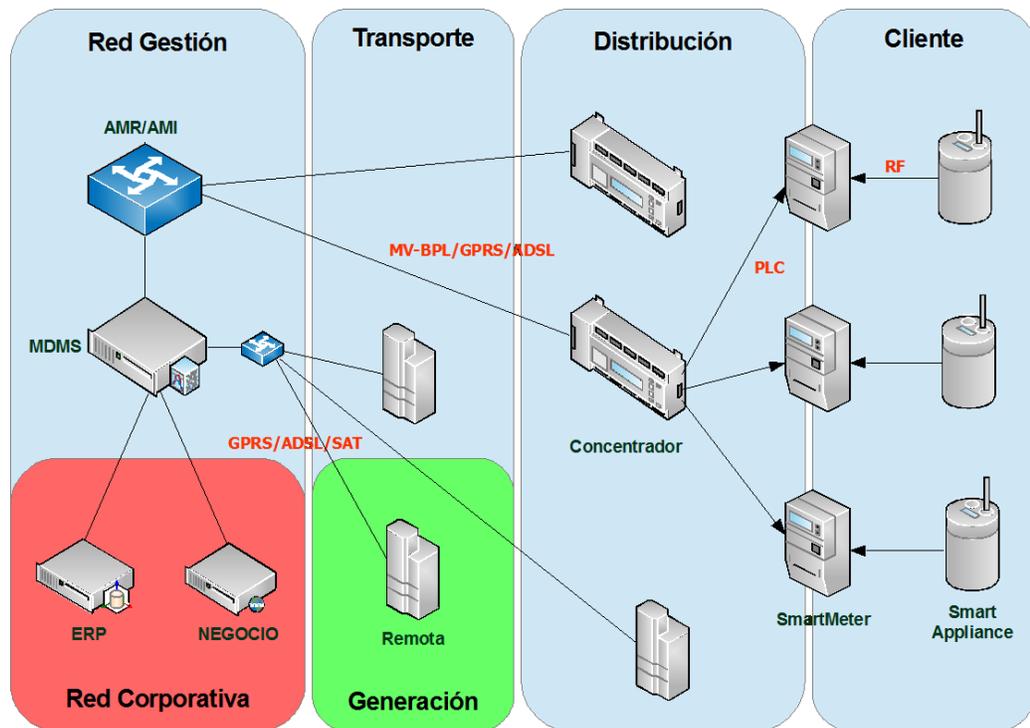
Los concentradores de datos, por lo general, se componen de características especiales, como el monitoreo del estado y funcionamiento de dispositivos, actualización remota del firmware, comunicación basada en protocolos IP, compresión de datos para la reducción del ancho de banda, seguridad integrada, soporte de gran variedad de tecnologías, entre otras.

Los concentradores de datos normalmente están ubicados en los transformadores de distribución, o bien en las subestaciones eléctricas. En la figura 10 se presenta el esquema de la funcionalidad del concentrador de datos, además de observar la ubicación del dispositivo dentro del sistema inteligente.

4.3. Sistemas inteligentes de una red eléctrica

Una red eléctrica inteligente debe tener sistemas que analicen, almacenen y gestionen los datos de información recopilada y controlen la red según resultados obtenidos.

Figura 10. El concentrador de datos y su ubicación en la red inteligente



Fuente: S21sec. *La smart grid desde el punto de vista de los "los malos"*.

<https://www.s21sec.com/es/blog/2015/05/la-smart-grid-desde-el-punto-de-vista-de-los-malos/>.

Consulta: 15 de noviembre de 2017.

4.3.1. Lectura de medición automática (AMR)

La lectura de medición automática (AMR, *Automatic Meter Reading*) es un sistema tecnológico que permite la medición y recolección de parámetros eléctricos, su almacenamiento y envío de forma remota a los centros de operaciones para el análisis, facturación y la administración del suministro de energía a los clientes y de la red en general. Cabe mencionar que al sistema AMR ya se le integran medidores inteligentes.

La característica principal del sistema AMR es la recolección remota de información de consumo en tiempo real, ya que le permite a la distribuidora ahorrar en los costos de servicio de revisión personal en sitio de los contadores, además de realizar facturaciones más precisas evitando estimaciones de consumo, ya que esto último causa conflictos con los clientes y con el ente regulador.

El sistema AMR se compone de los medidores inteligentes, que son los encargados de medir y almacenar la información de los parámetros eléctricos de un consumidor, y de redes de comunicación, ya sea alámbrica o inalámbrica, las cuales son el medio por el que se transporta los datos desde el medidor hasta el centro de operaciones del proveedor.

El sistema AMR ha tenido mucha integración en diferentes sistemas, tanto en algunos con amplio desarrollo tecnológico como en otros en los que no se ha establecido la suficiente inteligencia en la red.

La comunicación del sistema AMR es unidireccional, por lo que solo es posible la transmisión de información del medidor, programado para envíos en intervalos predefinidos, al centro de operaciones; Lo cual, es una desventaja en el sentido de no permitirle al proveedor la posibilidad de realizar consultadas a los medidores remotamente.

4.3.2. Infraestructura de medición avanzada (AMI)

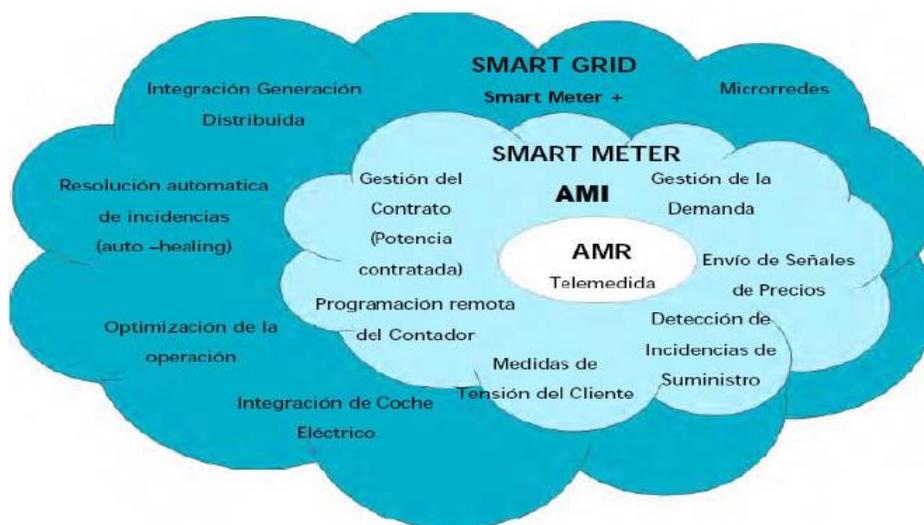
La infraestructura de medición avanzada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*) es un sistema de medición, recolección, almacenamiento y análisis de datos eléctricos de consumidores en una red, para lo cual utiliza dispositivos de medición como lo son los medidores inteligentes, redes de

comunicación entre el distribuidor y el cliente, sistemas de gestión de datos, entre otros.

El sistema AMI puede decirse que es la evolución del sistema AMR, ya que este primero cuenta con comunicación bidireccional, permitiendo al proveedor enviar información que le será útil al consumidor para propósitos de gestión de consumo, calidad de servicio, mensajes informativos acerca de suspensión de servicio por mantenimiento, entre otros. En la actualidad a nivel global se considera que la implementación del sistema AMI es la introducción a la red inteligente.

Los sistemas AMR y los AMI son parte fundamental de la integración de la red inteligente, los AMI contiene aplicaciones inteligentes adicionales en comparación a lo que presenta el sistema AMR que se limita a la tele-medida.

Figura 11. Alcance de los sistemas de medición inteligente



Fuente: CORONEL, Marco. *Estudio para la implementación del sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la empresa eléctrica regional centro sur C.A.* p. 63.

Una de las principales funcionalidades del sistema AMI es proporcionar al proveedor la información de parámetros eléctricos, como el consumo de energía en tiempo real, y permitir a los clientes gestionar sobre el uso de energía basándose en las tarifas horarias.

4.3.3. Red eléctrica inteligente (Smart Grid)

Como se pudo observar en la figura 10, en el alcance de los sistemas inteligentes, la red eléctrica inteligente (Smart Grid) es la más completa, es un sistema automatizado, en la cual la energía eléctrica puede ser consumida o inyectada por parte de un agente doméstico en la red de distribución. La red inteligente es un sistema compuesto por una gran variedad de sistemas que se comunican entre sí para ofrecer todas sus funciones.

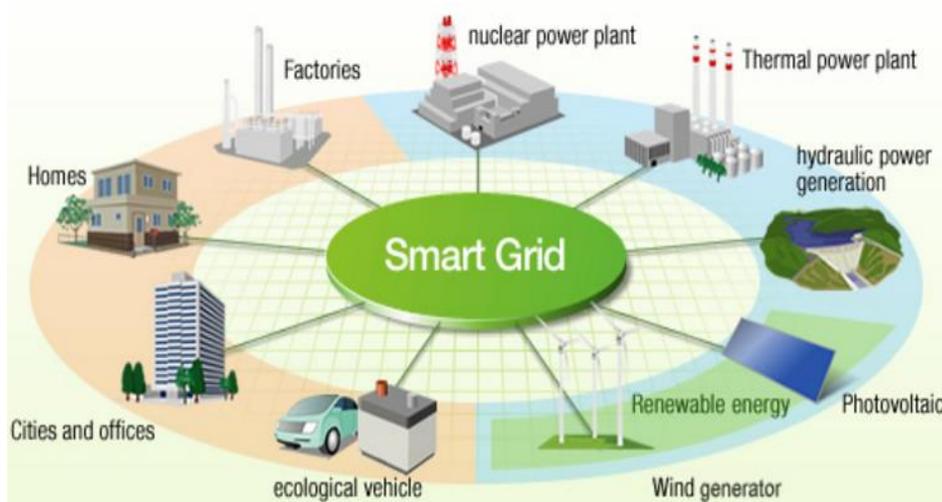
Las principales características que describe una red inteligente son la aplicación del procesamiento digital que permite el flujo de datos y la gestión de la información por medio de sistemas que se comunican de manera inalámbrica y constante, con la posibilidad de verificar, a tiempo real en línea, las estadísticas y datos de los parámetros eléctrico que requiera cualquier agente.

En la figura 12 se puede observar que la micro red, la generación distribuida, la integración del auto eléctrico y el hogar inteligente son algunos de los sistemas que forman parte de la red inteligente. Los sistemas y aplicaciones de las que se forma la red inteligente ofrecen los siguientes beneficios:

- Transmisión de electricidad con mayor eficiencia.
- Mayor rapidez en la restauración del servicio tras perturbaciones eléctricas.

- Reducción de costos de operación y administración de los servicios públicos y, en última instancia, menores costos de energía para los consumidores.
- Pico de demanda reducido, lo que también ayudaría a reducir las tarifas de energía eléctrica.
- Mayor integración de sistemas de energía renovable a gran escala.
- Mayor seguridad.

Figura 12. **Esquema de una red eléctrica inteligente (Smart Grid)**



Fuente: MDV. *Smart grid technology*. <http://www.mdv.com.my/en/btatechbytes-smart-grid-technology/>. Consulta: 18 de noviembre de 2017.

4.4. Sistemas asociados a la medición y control de una red inteligente

En la actualidad hay varios sistemas asociados a la medición y control de una red inteligente, de los cuales se explicarán los más importantes.

4.4.1. Sistema de gestión de corte (OMS)

El sistema de gestión de corte (OMS, *Outage Management System*) es un sistema tecnológico de información y control del cual se constituye el centro de operaciones de la distribuidora para llevar a cabo la localización de interrupciones, el aislamiento de la falla y la restauración del servicio.

Las funciones de las que se compone el sistema OMS en general son la localización de falla, aislamiento y restauración del servicio, automatización avanzada de la distribución, y el análisis y modelado de la operación de distribución, las cuales en conjunto presentan un control con un significativo apego a una red inteligente. Distintos dispositivos inteligentes integrados en la red permiten la funcionalidad del sistema OMS, dentro de los cuales se encuentra la aportación importante de los medidores inteligentes.

Para la localización de las fallas se considera importante el aporte de información presentada por el sistema SCADA, que en conjunto con las aportaciones del sistema OMS. En caso de una falla, puede establecerse el instrumento de protección que despeje la falla, y así entonces, determinar con mucha precisión el punto probable donde ocurrió la falla para restablecer el servicio y re energizar la región afectada mientras se elimina la falla.

En el sistema OMS se encuentra incluido un sistema de comunicación que permite que las operaciones de los dispositivos y aplicaciones, que habilitan la

posibilidad del funcionamiento del sistema OMS, se recolecten y transmitan al centro de control del distribuidor para analizar y determinar el comportamiento adecuado para mantener una alta calidad de servicio.

4.4.2. Sistema de información del cliente (CIS)

El sistema de información del cliente (CIS, *Customer Information System*) es el sistema que se encarga de recibir la información de los parámetros eléctricos recolectados por los medidores inteligentes de cada consumidor de la red. El sistema CIS permite que el centro de control de la distribuidora tenga almacenada la información para cuando el cliente requiera conocer alguna variable de interés de su consumo, como puede ser la demanda máxima, demanda instantánea, factor de potencia, entre otros.

El sistema CIS se encarga básicamente de la automatización de búsqueda de información específica que requiera el cliente, por lo que, se necesita de un sistema que almacene y administre toda la información recolectada. Este sistema último existe y se denomina MDM (*Meter Data Management*). Por lo tanto, dentro del entorno de funcionalidad de un sistema AMI, es esencial que se utilice el sistema CIS y es común que este último requiera como interface el sistema MDM.

El objetivo del sistema CIS es ofrecerle al cliente la posibilidad de solicitar información sobre su consumo, ya sea por medio de personal del proveedor de energía o por un medio automatizado como un software en línea también administrado por el proveedor. Por lo que, el cliente podrá gestionar su consumo en tiempo real, teniendo la posibilidad de utilizar la opción de tarifas horarias o bien controlar el consumo de energía para no sobrepasar la contratada, entre otras aplicaciones.

4.4.3. Sistema de información geográfica (GIS)

Un sistema de información geográfica (GIS, *Geographic Information System*) es una aplicación con gran capacidad para recopilar, organizar, mantener y gestionar dispositivos, y los datos de estos, en forma de un mapa geográfico. Todo componente (activo) del sistema de distribución tiene una ubicación física en la red con sus datos asociados.

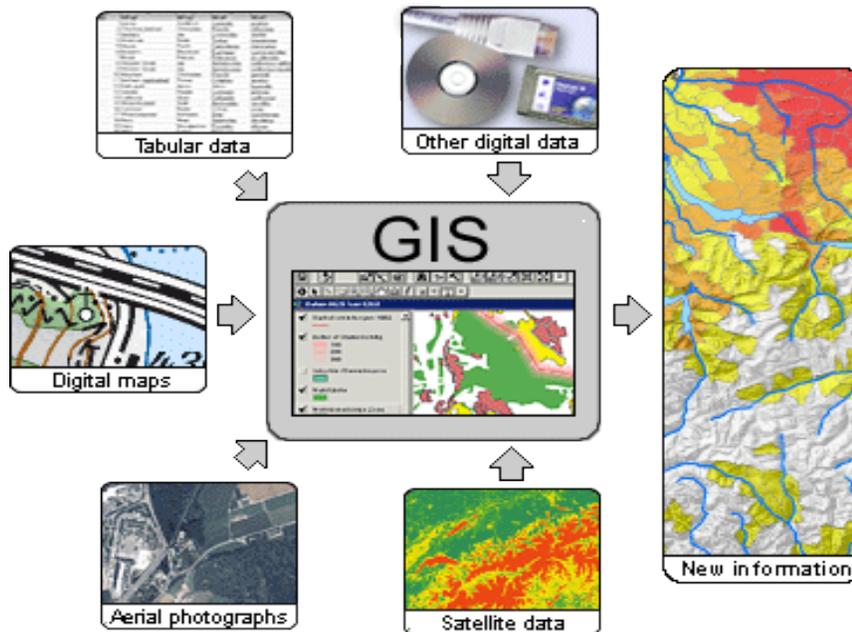
El sistema GIS está constituido por hardware, software y datos, que en el enfoque geográfico sirven para inspeccionar, consultar y analizar los datos de muchas maneras. Se puede observar en la figura 13 como se relacionan los datos, patrones y tendencias en forma de mapas, informes y gráficos basados en el sistema GIS. La tecnología GIS puede integrarse en cualquier marco de sistema de información empresarial.

El sistema de información geográfica tiene funciones que hacen más eficiente la administración de la red y la coordinación de los elementos de las que se compone esta. Las funciones de las que se constituye el sistema GIS son las siguientes:

- **Gestión de datos:** con la habilidad de mapear la ubicación de una gran cantidad de elementos de circuito eléctrico de la red en forma geográfica, es posible administrar los datos que fluyen a través de la red. Incluso los activos pueden vincularse directamente con el sistema de información de clientes correspondiente, lo que permite monitorear constantemente las órdenes de trabajo, gestionar las interrupciones y como parte del mapeo se incluye la administración de la vegetación.

- Planificación y análisis: el sistema GIS le permite a la distribuidora analizar las causas de problemas en la red, como las interrupciones, y la forma en que se puede desarrollar la satisfacción del cliente. Por lo que, con resultados del comportamiento de la red ofrecidos por los análisis geográficos, se puede determinar la ubicación correcta y el tipo de tecnología que debe instalarse para el desarrollo de soluciones.
- Automatización de la fuerza de trabajo: aprovechando la característica del mapeo geográfico de la red que ofrece el sistema GIS, es posible programar con mayor eficiencia el envío de personal de servicio técnico, permitiendo visualizar la ubicación y el estado del trabajo que se debe realizar para el mantenimiento constante del sistema eléctrico.
- Conciencia situacional: el sistema GIS a través de los resultados gráficos e informes habilitados en algún portal web, puede revelar el cumplimiento de los requisitos reglamentarios del sistema, y así también, mantener informado a los clientes.

Figura 13. **Esquema de un sistema de información geográfica (GIS)**



Fuente: GITTA. *What is GIS?*. http://www.gitta.info/what_gis/en/html/index.html. Consulta: 22 de noviembre de 2017.

4.4.4. **Sistema de gestión de datos de medición (MDMS)**

El sistema de gestión de datos de medición (MDMS, *Meter Data Management System*) se encarga de almacenar y administrar los datos que proveen los dispositivos que integran el sistema de medición inteligente, además de organizarlos en un formato de datos común. Así también, ofrece el monitoreo en tiempo real, informes de gestión, gráficos y estadísticas, con facilidades de exploración para la integración del servicio al cliente.

La solución MDMS se expone como una red que interconecta todos los puntos de colección de datos, interfaces y sistemas diferentes, y así permite la

planificación y gestión de un sistema inteligente de suministro de energía eléctrica. Adicional, puede proporcionar facilidad para la conexión/desconexión remota de los medidores, verificación del estado de energía, verificación de la restauración del suministro y lectura bajo demanda de medidores remotos.

La plataforma MDMS ofrece las soluciones de validar, gestionar y controlar datos de medidores y dispositivos de red inteligentes, complementándose con extensiones de aplicaciones que analizan el uso y los patrones de eventos, convirtiendo los datos en información para el negocio.

Una parte del sistema MDMS se encuentra directamente vinculado al sistema de información al cliente (CIS) para el despliegue de los valores facturados y tiempo de uso. Las funciones y características de las que se forma el sistema MDMS son las siguientes:

- Recolección y sincronización de datos: una parte de la plataforma MDMS se encarga de coordinar con los dispositivos de control de campo y sincronizarse con los sistemas colectores para que estos puedan recolectar datos en horarios determinados. El debe contar con posibilidad de soportar formatos de datos que tenga cada medidor independientemente de su marca. Así, el mismo software podría convertir cada lectura de los medidores en una estructura común de datos para establecer la normalización de datos.
- Validación, estimación y edición (VEE): el sistema MDMS se encarga de inspeccionar constantemente los paquetes de datos. Si algunos de estos son inadecuados, se estima por medio de las reglas de negocio, interpolación, valores históricos, entre otros métodos. La plataforma MDMS proporciona interfaces gráficas para crear rutinas de validación

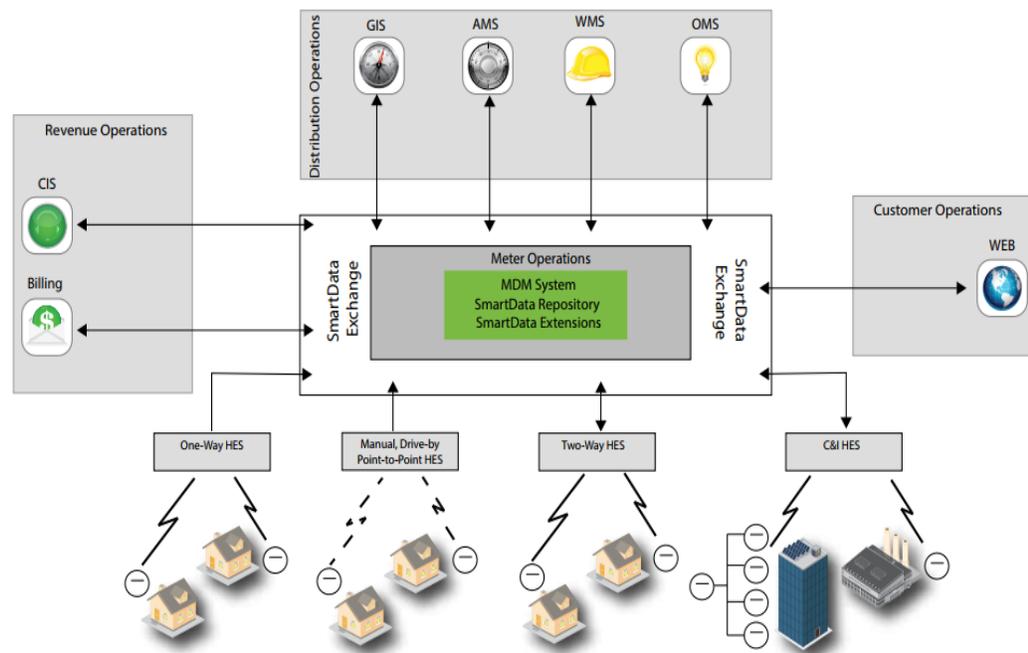
de datos sin necesidad de programación. Existe la posibilidad de edición de datos para cuando la estimación o validación ha fallado, o bien, se quieren hacer algunas modificaciones.

- Comando y control: la solución MDMS ofrece soporte de comando y control, proporcionando al personal de servicios públicos la capacidad de realizar una lectura de contador en tiempo real (a petición), verificación del estado de alimentación y conexión/desconexión remota a través de alguna interfaz del sistema MDMS, como bien puede ser un servicio web.
- Extractos de facturación: el sistema MDMS proporciona determinantes de facturación a las aplicaciones CIS basadas en el ciclo de facturación y las estructuras de tarifas pertinentes para cada punto de servicio. Esta capacidad se basa en las políticas de la utilidad específica. Los datos de uso de VEE se enmarcan y agregan automáticamente en la estructura de tarifas apropiadas para cada punto de servicio.
- Análisis e informes: los análisis e informes del MDMS garantizan que los datos actuales y válidos se correlacionen mediante la lógica empresarial incorporada para convertir los datos en conocimientos.
- Procesador de eventos: es una aplicación, dentro de la plataforma MDMS, que recibe y filtra datos de eventos no programados para proteger a las personas y las demás aplicaciones de una sobrecarga de datos; su ejecución se basa en las reglas de negocio.

Las anteriores son algunas de las funciones y características de la solución MDMS que representan la importancia que tiene este sistema para la

conformación de la inteligencia en una red eléctrica. En la siguiente figura se puede observar un esquema descriptivo del sistema MDMS.

Figura 14. **Esquema del sistema MDMS**



Fuente: Gridstream. *Meter Data Management for the Smart Grid*.

http://www.landisgyr.ch/webfoo/wpcontent/uploads/2013/04/PS_MDMS_Overview_Short_2013.pdf, p 2. Consulta: 22 de enero de 2018.

4.5. **Sistemas de telecomunicación**

Los sistemas de telecomunicación hacen referencia a las redes remotas de transmisión de datos entre los distintos puntos de medición, recolección, almacenaje y gestión de datos.

4.5.1. Radiofrecuencia (RF)

La radiofrecuencia es un medio de comunicación remota entre dispositivos de forma inalámbrica, la característica principal para enviar o recibir datos es el trabajar con la frecuencia de las ondas electromagnéticas.

El espectro de frecuencia se encuentra en rangos de kilohercios (KHz) hasta gigahercios (GHz). Para la correcta operación de un sistema de comunicación por radiofrecuencia es imprescindible conocer las bandas de frecuencia del sector de operación, en este sentido. Para el caso de Guatemala, en el anexo I se presenta la tabla nacional de atribución de frecuencias radioeléctricas obtenida en la página de la Superintendencia de Telecomunicaciones de Guatemala.

De manera resumida, el funcionamiento de este sistema se da por la modulación y demodulación de ondas. Lo cual consiste en inyectar una onda mensajera en una onda transportadora (modulación) en la parte transmisora y extraer esta onda mensajera filtrando la onda transportadora (demodulación) en la parte receptora de la señal.

4.5.1.1. RF MESH

La red por radiofrecuencia RF MESH es un sistema de comunicación inalámbrica bidireccional que puede estar integrada por aplicaciones que monitorean y controlan el comportamiento de la red, el flujo de información y de energía.

La tecnología radiofrecuencia tipo MESH es el medio de comunicación que permite la transmisión de los diferentes tipos de datos, es una plataforma

que utilizan los sistemas que conforman una red inteligente, como se puede observar en la figura 15 algunos de estos son el MDM, CIS, OMS, entre otros.

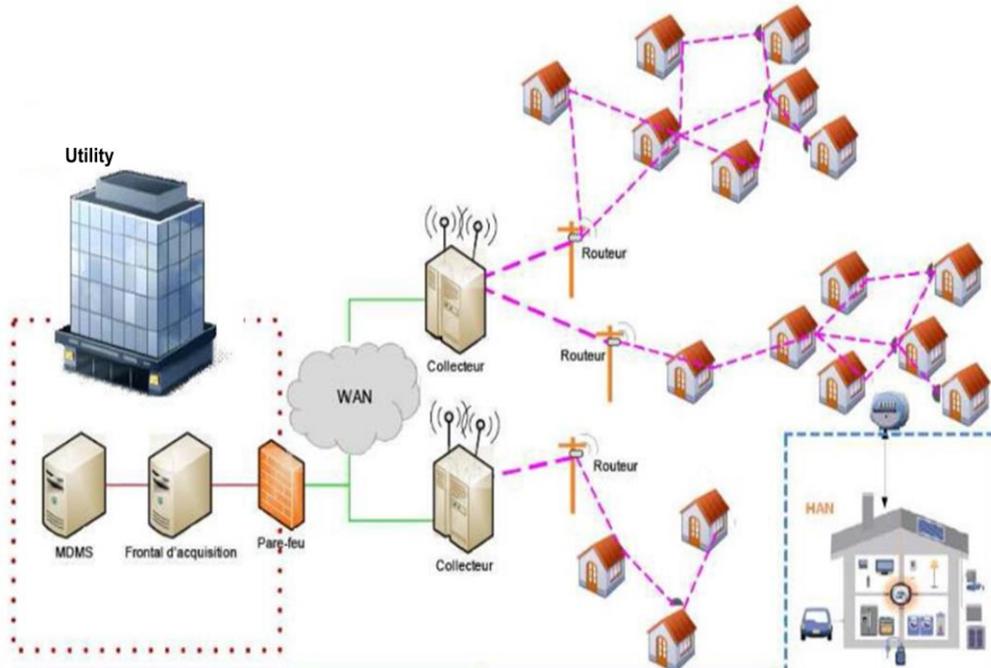
El funcionamiento de la red RF MESH se basa en la conectividad punto a punto, en la cual todos los dispositivos, medidores y ruteadores que integran la red están conectados entre sí, constituyendo una comunicación multi-canal que permite mayor cantidad de flujo de datos y una topología mallada que incrementa la eficiencia de la llegada de los datos al colector.

El ruteador o *router* se encarga de retransmitir la información cuando se necesita incrementar el alcance de los datos enviados desde los dispositivos al colector; Adicionalmente, el *router* posee la característica de transmitir información con línea de vista, es decir, que presentan mayor tolerancia a los obstáculos como la vegetación o infraestructura.

El sistema RF MESH presenta viabilidad para su utilización con los estándares actuales y futuros, presenta la posibilidad de adaptarse a los estándares futuros actualizando el *firmware* de los equipos remotamente.

Adicional, el sistema RF MESH presenta una velocidad de respuesta relativamente alta, opciones de integración de aplicaciones para el análisis, modelado, planeamiento y soluciones de problemas.

Figura 15. Esquema de red RF del sistema Gridstream de Landis+Gyr



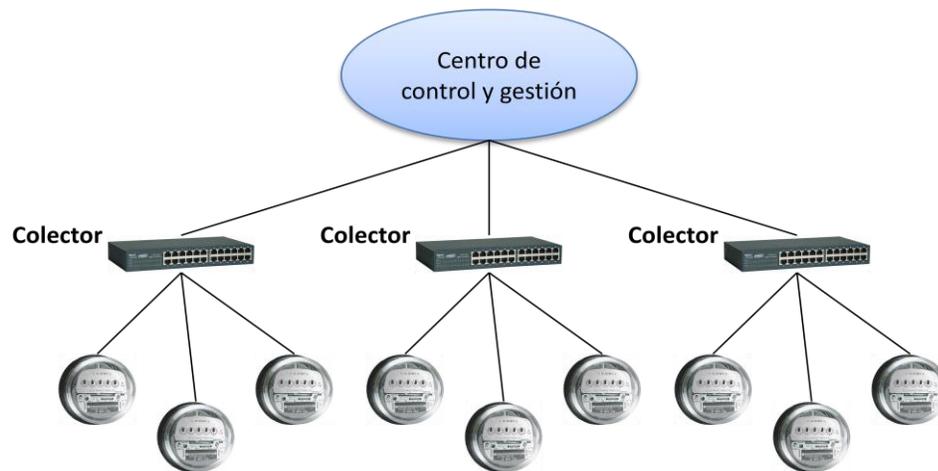
Fuente: bidon.ca. *Landis+Gyr Gridstream RF FOCUS AXR-SD*.

<https://www.bidon.ca/fr/notes/gridstream-rf-focus-axr-sd>. Consulta: 30 de noviembre de 2017.

4.5.1.2. RF estrella

La red de comunicación de radiofrecuencia con topología en estrella, se comporta de manera que todos los dispositivos de la red se encuentran conectados a un punto central de acceso (colector) dentro de la región de cobertura de este. El colector almacena la información recibida por los distintos dispositivos (medidores) y envía esta información, a través de otro medio transmisor, al centro de gestión y control.

Figura 16. **Esquema equivalente de una red RF con topología en estrella**



Fuente: elaboración propia con programa Power Point 2007.

Los nodos, en una red RF en estrella, consumen significativamente baja cantidad de energía, por lo que hace de estos una tecnología óptima en el uso de baterías, permitiendo la continuidad de servicio al existir alguna interrupción de suministro de energía. Adicional, el sistema RF en estrella se constituye de mayor alcance que un sistema MESH, y pueden superar inconvenientes como un sistema desordenado, interferencias, entre otros.

4.5.2. **WiMAX**

La red WiMAX (*Worldwide Interoperability for Microwave Access*, interoperabilidad mundial para acceso por microondas), es un sistema que transmite datos utilizando ondas de radio con rango de 2.5 a 5.8 GHz en el espectro de frecuencias. Surge como una evolución de la red Wifi, teniendo la primera mayor alcance y mayor ancho de banda.

El estándar de comunicación de la red WiMAX es la IEEE802.16, y dentro de esta se puede encontrar dos variantes: el estándar 802.16d para dispositivos fijos y el 802.16e para dispositivos móviles. Es una tecnología dentro de las llamadas tecnologías de última milla, también conocidas como bucle local que permite la recepción de datos por microondas y retransmisión por ondas de radio.

La red WiMAX tiene un alcance de cobertura de hasta 50 kilómetros y un ancho de banda de hasta 70 Mbps sin línea de vista, es decir, tiene significativa tolerancia a los obstáculos de señal. Cabe destacar que la tecnología de WiMAX permite a una gran variedad de dispositivos conectarse a esta red, como los teléfonos móviles, periféricos de PC, incluso a consolas de juego, reproductores de MP3 y dispositivos similares. WiMAX es muy similar a Wifi pero con mayor alcance y cobertura.

Las características que presenta la tecnología WiMAX, como el amplio ancho de banda y su gran alcance de cobertura, la hacen adecuada para aplicaciones como la comunicación inalámbrica entre dispositivos en entornos de ciudades e incluso países por medio de la utilización de componentes que lo permitan. Así también, ofrece una alternativa inalámbrica a la línea de abonado digital (DSL). Una de sus ventajas es dar servicios de banda ancha en zonas donde el despliegue de cable o fibra por la baja densidad de población presenta unos costos por usuarios muy elevados (zonas rurales).

Por lo anterior, puede determinarse que la red WiMAX es adecuada para el desarrollo del sistema de comunicación en redes inteligentes, donde se necesite la medición y control remoto.

4.5.3. Redes celulares

Las redes de comunicación celular actualmente se destacan como una de las tecnologías más avanzadas y que se actualizan con frecuencia, llamándose “generación” al cambio de antigua a nueva tecnología. La primera plataforma de comunicación celular que se presentó fue el servicio avanzado de telefonía Móvil (AMPS, *Advanced Mobile Phone Service*) con estándar analógico y basado en el principio de acceso múltiple por división de frecuencia (FDMA, *Frequency Division Multiple Access*) como tecnología para la comunicación.

La segunda generación, ya con estándar digital, se presenta en Europa como un sistema global para comunicaciones móviles (GSM, *Global System Mobile communication*) y en Norteamérica como D-AMPS. Esta última se basaba en el estándar IS-136 y utilizaba una combinación de TDMA (*Time Division Multiple Access*) y FDMA. Más adelante por medio de tecnología nueva a estas se les aumenta el ancho de banda y se disminuye la latencia de transmisión de datos, llamándose EDGE a la mejora de la GSM y 1XRTT a la evolución del D-AMPS. En general, la generación se denominaría como el servicio de radio de paquetes generales (GPRS, *General Packet Radio Service*).

A continuación, surgió la tercera generación, que introdujo una transmisión de datos a muy alta velocidad, compitiendo con la tecnología alámbrica, con la ventaja de alcanzar una mayor cobertura. En esta generación se introdujo el acceso a paquetes de alta velocidad (HSPA, *High Speed Packet Access*), que presentó mejoras en los canales de descarga y subida de datos, y la evolución de datos optimizada (EVDO, *Evolution Data Optimized*) que se caracterizaba por tener retransmisión de datos, mejora de rendimiento en el control de interferencias y altas velocidades de flujo de datos.

Por último, se ha dado la introducción de la cuarta generación, tecnología con estándar de evolución a largo plazo (LTE, *Long Term Evolution*). En Guatemala la tecnología LTE es totalmente compatible con el protocolo de internet, con velocidades de transmisión de datos de varios Mbps de subida y bajada, latencias de menos de 10 milisegundos, mejoras a grandes rasgos en el rendimiento, entre otras. La tecnología LTE de las redes celulares destaca en la consideración de la utilización para la transmisión de datos en la comunicación inalámbrica.

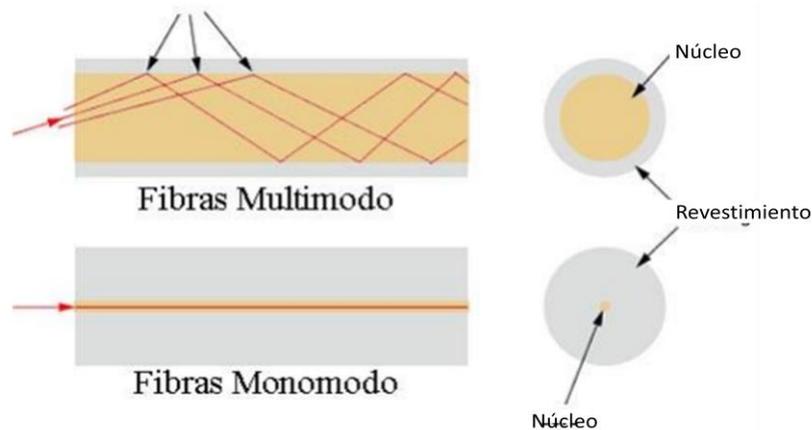
4.5.4. Fibra óptica

Actualmente la velocidad, capacidad y seguridad son los aspectos principales de máxima eficiencia en un sistema de comunicación, y son precisamente estos aspectos los que ofrece la fibra óptica. La fibra óptica se basa en un hilo muy fino compuesto por material transparente, generalmente vidrio o plástico, o en ocasiones ambos. El sistema de comunicación por fibra óptica se fundamenta en la transmisión de datos, en forma de pulsos de luz, de un punto a otro; el haz de luz, que representa los datos, se propaga en el núcleo de la fibra, de modo que el índice de refracción del núcleo sea mayor al del revestimiento y el ángulo de incidencia sea superior al ángulo límite.

En la figura 17 se puede observar que el haz de luz, que representa los datos transmitidos, puede tener trayectorias diferentes dependiendo del tipo de fibra que se utilice. La trayectoria tomada se denomina modo de propagación. Los tipos de fibra pueden ser: multimodo y monomodo. El tipo multimodo se denomina así ya que los haces de luz pueden tomar más de modo o trayectoria y su aplicación común es la transmisión de datos de corta distancia (menor a 2km). En la fibra monomodo el haz de luz solo se propaga de un modo y su

aplicación es para distancias grandes (hasta 100 km) y alta capacidad de ancho de banda (10 Gbps).

Figura 17. Tipos de fibra óptica



Fuente: Newlink-usa. *Fibra óptica*. <http://www.newlink-usa.com/uploads/specs/Guia%20de%20Fibra%20Optica.pdf>. p. 2. Consulta: 24 de enero de 2018.

Cabe destacar la característica de inmunidad a la interferencia que presenta la fibra óptica, esto debido al material no metálico que se utiliza y la forma de la señal no eléctrica de la transmisión de los datos. Adicional, la fibra óptica presenta otros beneficios como el gran ancho de banda, amplio rango de temperatura soportado, mejor relación coste/beneficio, gran disponibilidad de material para su fabricación, entre otros. Sin embargo, todo sistema contiene desventajas, algunas de estas en la fibra óptica pueden ser la inversión inicial mayor, en comparación a otros sistemas, conexiones y empalmes complicados, en ocasiones requiere cambios de equipo y herramientas.

4.5.5. Ethernet

Ethernet es una red que se encuentra dentro del entorno de las redes de área local (LAN) y que está normalizada por el estándar IEEE 802.3. Para la transmisión de datos utiliza método denominado “acceso múltiple con detección de portadora y detección de colisiones” (CSMA/CD), que para el principio de funcionamiento es el siguiente:

La transferencia de datos a través de la red se realiza por un nodo a la vez, es decir, cada estación se encuentra constantemente en la escucha del canal para monitorear si se encuentra o no ocupado, en caso de encontrarse libre, la estación o nodo efectúa su operación de envío de datos.

En caso dos estaciones envíen datos simultáneamente, todas las estaciones detectarán la colisión de datos y esperarán un tiempo aleatorio para volver a intentar el envío efectivo de los datos. Los paquetes que se transmiten a través de la red se constituyen de las direcciones de las estaciones destino, de envío y una secuencia variable de bits que representa el mensaje que se transmite. A cada dispositivo conectado en una red Ethernet se le asigna un direccionamiento de 48 bits con su propia interfaz instalada.

En la tecnología de red Ethernet se presentan velocidades de envío de paquetes de 10 Mbps (*Ethernet estándar*), 100 Mbps (*Fast Ethernet*) y 1000 Mbps (*Gigabit Ethernet*). La selección de la velocidad dependerá de la aplicación que se le dará a la red.

La velocidad, la organizada estructura de funcionamiento y la estandarización pueden ser características suficientes para pensar en la utilidad de red en un sistema inteligente de medición y control.

4.5.6. Arquitecturas híbridas

Hasta el momento se han estudiado algunos tipos de comunicación, tanto por medio inalámbrico como alámbrico, examinando que la transmisión de datos de un punto a otro en sistemas de comunicación entre dispositivos se puede realizar de una gran variedad de formas.

Es importante destacar que para la implementación de sistemas de comunicación no es necesario u obligatorio el uso de solo una forma de transmisión, es decir, se pueden combinar métodos de comunicación. La solución AMI es una combinación inteligente de múltiples tecnologías de comunicación, que incluyen RF, WiMax, red celular, fibra óptica, ethernet.

Las comunicaciones RF y WiMax son opciones entre medidores y concentradores de datos, y entre la etapa de los concentradores al centro de control son opciones la fibra óptica o la red celular. Algunas combinaciones comunes son RF – WiMax, fibra óptica – red celular, RF – red celular, entre otras, dependiendo de la configuración que mejor se adapte a la respectiva topología de la red en estudio.

Puede utilizarse la combinación de las diferentes formas de comunicación dando al interesado opciones de costo/beneficio, conveniencias de transporte, entre otros, además de ofrecer aumento de eficiencia de la transmisión al saber utilizar acoplamientos de sistemas.

4.6. Principales normas IEC en un sistema *Smart Grid*

Un sistema inteligente debe contar con normas que lo regulen para que el funcionamiento sea eficaz.

4.6.1. CIM y normas IEC 61968 y IEC 61970

El modelo de información común (CIM, *Common Information Model*) es un esquema que tiene como finalidad establecer un formato estándar de interoperabilidad para que todo dispositivo y aplicación, sea la plataforma o sistema informático que sea, pueda comunicarse y compartirse información entre éstos.

El estándar CIM está definido por el Comité Técnico 57 de la IEC y las interfaces del sistema entre aplicaciones se encuentran descritos por el Lenguaje de Modelado Unificado (UML, *Unified Modeling Language*) ya que esta es una modelación gráfica que contiene los paquetes de clases, clases de objetos, atributos y relaciones, que son necesarios para la compatibilidad entre la variedad de dispositivos y aplicaciones. Una característica especial del CIM es la habilidad de que sus funcionalidades sean válidas tanto en los sistemas de energía actuales como en los futuros.

Para la comunicación entre los componentes de la interfaz de referencia del modelo CIM debe haber compatibilidad en el formato y protocolo de mensaje, así como también en el contenido del mensaje que se debe interpretar por las distintas aplicaciones del sistema. Por lo anterior, la estandarización recomienda que las interfaces del sistema entre aplicaciones se definan utilizando UML, y para los elementos físicos los formatos de datos deben describirse bajo el lenguaje de marcas extensible (XML, *eXtensible Markup Language*) para permitir cualquier importación o exportación de información al sistema.

Las normas IEC 61968 definen los estándares para el intercambio de información entre los sistemas de distribución eléctrica (DMS). Las normas IEC

61970 definen los estándares para las interfaces de programas de aplicación para los sistemas de administración de energía (EMS).

4.6.1.1. IEC 61968-9 interfaz para lectura de contador y control (MR)

A continuación, se enlistan las funciones y componentes de las que se constituye cada subfunción de la IEC 61968-9:

- Componentes del sistema de medición:
 - Recolección de datos
 - Control de dispositivos finales
 - Reconfiguración de dispositivos finales
 - Corte/reconexión
 - Reinicio de demanda
 - Solicitud de lectura
 - Puntos de venta
 - Detección de interrupciones y verificación del restablecimiento
 - Confiabilidad y calidad de energía
 - Eventos sobre el equipo de medición

- Mantenimiento del medidor y gestión de activos:
 - Instalación, configuración, retiro, reparación, desconexión, reconexión de dispositivos finales.
 - Histórico de equipos de dispositivos finales.
 - Reconfiguración de dispositivos finales.
 - Reconfiguración de dispositivos finales.

- Lecturas especiales.
 - Solicitud del servicio del medidor.
 - Tarifas.

- Gestión de datos de medición:
 - Almacenamiento de los datos de medición
 - Uso del historial
 - Validación, estimación y edición
 - Datos de facturación del cliente

- Respuesta de la demanda:
 - Precios en tiempo real
 - Reducciones de emergencia
 - Reducciones económicas
 - Registro del programa

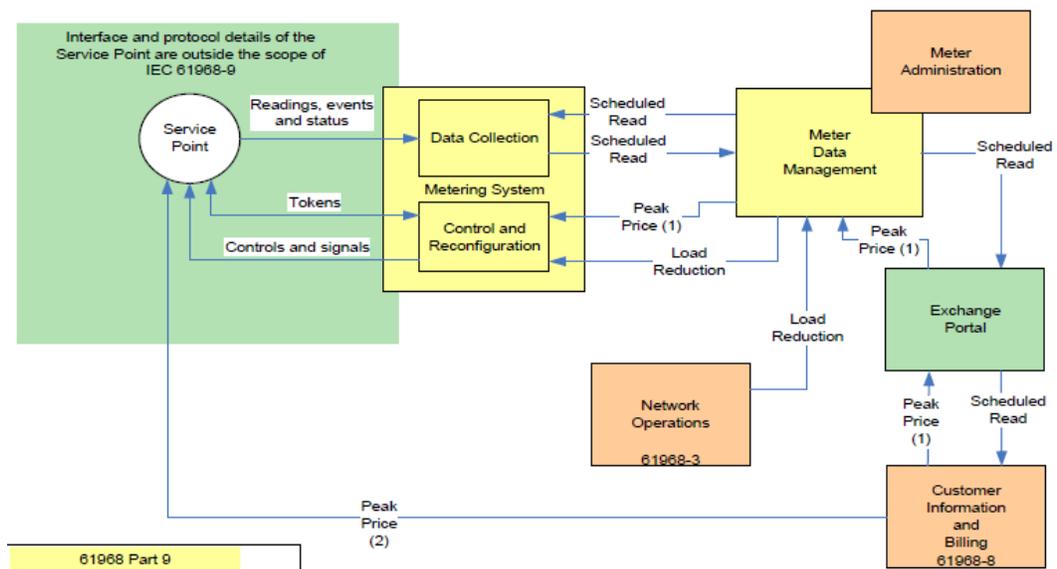
- Gestión de la carga:
 - Análisis de carga
 - Control de carga
 - Respuesta de la demanda
 - Ejecución de mediciones
 - Gestión de riesgos

4.6.1.1.1. Modelo de referencia

El modelo de referencia proporciona ejemplos de los componentes lógicos y flujos de datos relacionados con la norma IEC 61968-9. El medidor es tratado como un dispositivo final, el cual contiene aspectos como: identidad única, gestión como un activo físico, permite emitir eventos y recibir solicitudes de control, puede recolectar y reportar valores de medición.

El modelo de referencia describe la interoperabilidad entre los sistemas y aplicaciones inteligentes y el flujo de datos entre estos componentes. A continuación, se presenta gráficamente la funcionalidad del modelo de referencia:

Figura 18. Esquema del modelo de referencia de la interfaz



Fuente: SISCO. *61968-9 Meter Reading and Control*.

<http://cimug.ucaiu.org/Meetings/Milan2010/Presentations/CIM%20University/03%2061968-9%20Meter%20Reading%20and%20Control.pdf>. p. 6. Consulta: 26 de febrero de 2018.

4.6.1.1.2. Modelo de información

Hace referencia a la extensión del modelo de información común CIM, la cual es una base para cumplir con los requerimientos de las redes de distribución, así como para la integración con sistemas de información de la distribuidora de energía eléctrica. Este modelo introduce nuevas clases para el apoyo de la nomenclatura flexible de objetos identificados, el intercambio de diagramas de una sola línea y la consolidación de las partes de transmisión, distribución, conmutación, detección y equipos auxiliares.

En esta parte de la norma se describe la base del modelo de información, sin embargo, la extensión de contenido de este modelo se detalla en las normas IEC 61968 parte 11 o en la IEC 61970 parte 301.

4.6.2. Norma IEC 62056

La norma IEC 62056 en términos generales describe el intercambio de datos para la lectura de medidores, tarifas y control de carga.

La lectura automática del medidor (AMR), o más general – gestión del lado de la demanda - necesita definiciones universales, requiere estándares de comunicación. DLMS / COSEM es el lenguaje común para que los dispositivos asociados puedan comprenderse entre sí. DLMS es un concepto generalizado para el modelado abstracto de entidades de comunicación, y COSEM establece las reglas, basadas en estándares existentes, para el intercambio de datos con medidores de energía.

La norma IEC 62056 es un conjunto de estándares para el intercambio de datos de medición de electricidad, representan la versión estándar internacional

de la especificación DLMS / COSEM. La DLMS (*Device Language Message Specification*) es el paquete de estándares desarrollado y soportado por la asociación de usuarios DLMS y ha sido adoptado por el IEC TC13 WG14 en la serie de normas IEC 62056.

La especificación COSEM (*Companion Specification for Energy Metering*) incluye un conjunto de especificaciones que define las capas de transporte y aplicación del protocolo DLMS. La asociación de usuarios de DLMS define los protocolos en un conjunto de cuatro documentos de especificación, los cuales son:

- Libro azul: describe el modelo de objetos del medidor COSEM y el sistema de identificación de objetos OBIS.
- Libro verde: describe la arquitectura y los protocolos.
- Libro amarillo: trata todas las preguntas relativas a las pruebas de conformidad.
- Libro blanco: contiene el glosario de términos.

El IEC TC13 WG14 agrupa las especificaciones de DLMS con el título común: “Intercambio de datos de medición de electricidad – El conjunto de DLMS / COSEM”. El protocolo DLMS / COSEM no es específico de la medición de electricidad, también se utiliza para la medición de gas, agua y calor.

Algunos de los estándares más relevantes, considerando los propósitos del presente trabajo, son los siguientes:

- IEC 62056-1-0:2014 *Smart metering standardisation framework*: Proporciona información sobre los casos de uso de medición inteligente y sobre arquitecturas compatibles con la serie IEC 62056 DLMS/COSEM que especifica el intercambio de datos del medidor de

electricidad. Describe el marco de estandarización como los principios sobre los que se desarrollarán las normas, las formas en que las normas existentes se extenderán para apoyar nuevos casos de uso y para acomodar nuevas tecnologías de comunicación y los aspectos de interoperabilidad y seguridad de la información.

- IEC 62056-6-1:2017 *Object Identification System* (OBIS): especifica la estructura general del *Object Identification System* (OBIS) y el mapeo de todos los elementos de datos de uso común en el equipo de medición de sus códigos de identificación. La tercera edición cancela y reemplaza la segunda edición de IEC 62056-6-1, publicada en 2015. Constituye una revisión técnica. Los principales cambios técnicos con respecto a la edición anterior se enumeran en el anexo B (informativo).
- IEC 62056-6-2:2017 COSEM interface clases: especifica un modelo de un medidor tal como se ve a través de su interfaz de comunicación. Los bloques genéricos se definen utilizando métodos orientados a objetos, en forma de clases de interfaz para modelar contadores desde funcionalidades simples hasta muy complejas. Los anexos brindan información adicional relacionada con algunas clases de interfaz. La tercera edición cancela y reemplaza la segunda edición de IEC 62056-6-2 publicada en 2016. Constituye una revisión técnica. Los cambios técnicos significativos respecto de la edición anterior se enumeran en el anexo F (informativo).

4.6.3. Norma IEC 61850

Es un estándar para la automatización de subestaciones, la norma se divide en 10 partes en la que se aborda aspectos relacionados con

requerimientos generales del sistema, gestión de los proyectos de ingeniería y requerimientos de comunicaciones. A partir de ello, propone un modelo de datos sobre el cual describe las capacidades de los IEDs. Este modelo es descrito a través del lenguaje para descripción de subestaciones (SCL).

La funcionalidad estándar de una subestación es modelada a partir de los denominados nodos lógicos (LN) que, a su vez, se forman a partir de clases de datos comunes y atributos de datos comunes, siguiendo una abstracción de objetos. Junto con estos objetos, la norma define un conjunto de servicios en lo que se denomina interfaz de servicio de comunicación abstracta (ACSI).

Los apartados 8 y 9 de la norma explican cómo se pueden utilizar estos objetos y servicios en términos de protocolos concretos, particularmente MMS (ISO/IEC9506-1 e ISO/IEC 9506-2, GOOSE y *Sampled Value*. El último apartado de la norma trata sobre las pruebas de conformidad que debe superar un equipo o una arquitectura para ser homologado según el estándar.

Algunos de los estándares más relevantes dentro de la norma IEC 61850, considerando los propósitos del presente trabajo, son los siguientes:

- IEC 61850-3: 2013: define los requisitos generales, principalmente con respecto a la construcción, el diseño y las condiciones ambientales para IED de comunicación y automatización de servicios públicos (dispositivos electrónicos inteligentes) y sistemas en entornos de plantas de energía y subestaciones. Estos requisitos generales están en línea con los requisitos para los IED utilizados en entornos similares, por ejemplo, relés de medición y equipos de protección.

- IEC 61850-4:2011: se aplica a los proyectos asociados con el proceso cerca de los sistemas de automatización de las empresas eléctricas (UAS, sistema de automatización de servicios públicos), como los sistemas de automatización de subestaciones (SAS). Define la gestión de sistemas y proyectos para sistemas UAS con la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED) en la planta respectiva de la subestación y los requisitos del sistema relacionados. La segunda edición es una revisión técnica para alinear el documento más de cerca con las otras partes de la serie IEC 61850.
- IEC 91850-5:2013: se aplica a los sistemas de automatización de energía eléctrica con la parte central de los sistemas de automatización de subestaciones (SAS); estandariza la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes (IED) y define los requisitos del sistema relacionados a ser compatibles. Los principales cambios técnicos respecto de la edición anterior son la extensión de sistemas de automatización de subestaciones a sistemas de automatización de servicios públicos, la inclusión de interfaces para la comunicación entre subestaciones y los requisitos de la comunicación más allá del límite de la subestación.

5. ANÁLISIS REGULATORIO Y DE MERCADO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I

5.1. Estudio regulatorio

Es importante analizar regulaciones que se apliquen y adapten a las redes de distribución del sistema nacional interconectado para implementar un sistema de medición y control inteligente.

5.1.1. Normativas actuales sobre sistemas de medición y control asociados a una red inteligente en Guatemala

Actualmente en Guatemala no existe normativa alguna que regule específicamente el uso de medidores inteligentes para usuarios que tengan una demanda máxima menor de 100 kW, llamados usuarios regulados, ya que en realidad los parámetros a ser medidos para estos usuarios son simplificados. Sin embargo, se puede mencionar algunas normativas que aplican a estos usuarios:

- En el artículo 70 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se indica que el equipo de medición será propiedad del distribuidor, salvo en caso de grandes usuarios, que se deberán regir por las disposiciones sobre el tema que establezca el AMM.
- En el artículo 64, inciso c, de las NTSD se indica que la precisión de la medición del consumo de energía eléctrica definida como admisible

incluye al conjunto de equipos que conforman el equipamiento de medición y se discrimina de acuerdo con la potencia del usuario, permitiendo un error máximo de 3 % para usuarios con potencias de hasta 11 kW y 2 % para usuarios con potencias superiores a los 11 kW.

- En el artículo 36 de la NTGDR y usuarios autoprodutores con excedentes de energía se indica que el sistema de medición de energía eléctrica de las instalaciones de usuarios autoprodutores con excedentes de energía deberá tener características de medición, registro y lectura en forma bidireccional o de inyecciones y retiros de energía. Además de recalcar que, en el caso de usuarios regulados, el suministro e instalación del medidor será cubierto por el distribuidor.

Por otro lado, para el caso de los usuarios no regulados, que son los que tienen una demanda mayor o igual a 100 kW, y así también, tienen la posibilidad de comprar la energía ya sea en el mercado mayorista, optando por medio de un comercializador o directamente con un generador, o bien pueden comprar la energía a un distribuidor. El AMM se encarga de emitir las normas de coordinación comercial para los agentes del mercado mayorista, en las cuales se estipulan las características de los equipos de medición para este tipo de usuarios no regulados:

En la NCC número 14, artículo 14.3 de la habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial se indican las magnitudes a registrar y almacenar en la memoria del medidor:

- Registro acumulado de energía activa y reactiva, entregada y/o recibida.

- Potencia activa y reactiva máxima entregada y recibida.
- Potencia activa entregada y/o recibida instantánea.
- Factor de potencia instantáneo.
- Voltaje instantáneo en fases.
- Energía activa entregada y recibida para el periodo de integración.
- Energía reactiva entregada y recibida para el periodo de integración.
- Potencia activa máxima entregada y recibida para el periodo de integración.

En el artículo 14.7 se indica que los pulsos generados por los medidores de energía deberán ser almacenados en una ubicación de memoria con canales independientes para cada magnitud por registrar, con periodos ajustables entre 15 y 60 minutos, contando con una memoria no volátil que permita almacenar la información de los últimos 37 días con el apoyo de una batería incorporada ante la falla de su alimentación auxiliar.

En el artículo 14.8 se estipula que cada medidor deberá contar obligatoriamente con un medio de comunicación vía internet (enlace IP) disponible en todo momento, para efectuar remotamente desde el AMM la lectura de memoria de acuerdo con plazos establecidos.

Se puede observar en las anteriores normas, tanto las que son para usuarios regulados como en las de los usuarios no regulados, que se trata de los medidores, para lo cual se entiende que, respecto de los medios de comunicación, se practican las normativas que emite la Superintendencia de Telecomunicaciones –SIT-.

5.1.2. Normativas internacionales de sistemas de medición y control asociados a una red inteligente

El concepto de red inteligente es demasiado amplio e implica la integración de tecnologías relacionadas a la medición remota, almacenamiento de energía, sistemas de control, protocolos de comunicación, las mismas redes de transmisión, etcéteras, por lo que la información acerca de la normatividad de las redes inteligentes es poca y es comúnmente es más probable encontrar normas sobre conceptos específicos. A continuación, se describen algunos de estos conceptos específicos acerca de normativas:

- Infraestructura de medición avanzada (AMI):
 - IEC 61850 Redes y sistemas de comunicación en subestaciones.
 - IEC 61968 Integración de aplicaciones para prestadores del servicio – interfaces del sistema para administración de la distribución.
 - IEC 61334 Automatización de la distribución usando sistemas de línea de distribución portadora.
 - IEC 62056 Medición de electricidad – intercambio de datos para lectura de medidas, tarifas y control de carga.
 - IEC 62058 Equipo de medición de electricidad.

- Comunicación:
 - IEC 62325 marco para las comunicaciones del mercado energético.

- IEC 61085 consideraciones generales para servicios de telecomunicaciones para sistemas de potencia.
- Generación distribuida:
 - IEC 61400 turbinas eólicas
 - IEC 61508 seguridad funcional de sistemas eléctricos/electrónicos/programables relacionados con la seguridad.
 - IEC 62282 tecnologías de celdas de combustible.
 - IEC 62600 energía mareomotriz.
 - IEC 60904 dispositivos fotovoltaicos.
 - I/TS 62257 recomendaciones para pequeños sistemas de energía renovable e hídrica para electrificación rural.
 - Las demás relacionadas con redes y sistemas de comunicaciones, integración de aplicaciones y administración de sistemas de potencia.
- Hogares inteligentes:
 - ISO/IE 14543 tecnología de información – arquitectura de sistemas de hogares electrónicos (*Home Electronic Systems – HES*).
 - IEC 60364 instalaciones eléctricas de bajo voltaje.
 - Los demás referentes a sistemas fotovoltaicos, compatibilidad electromagnética y equipos de medición.

- Normas IEEE relacionadas con *Smart Grid*:
 - IEEE 1547-2003 estándar para la interconexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico de potencia.
 - IEEE 1547.3-2007 guía para monitorear, intercambiar información y realizar el control de la generación distribuida interconectada con el sistema eléctrico de potencia.
 - IEEE 1379-2000 práctica recomendada para la comunicación de datos unidades terminales remotas y dispositivos electrónicos inteligentes de una subestación.
 - IEEE C37.1-2007 norma para los sistemas SCADA y la automatización de sistemas.
 - IEEE 2030-2011 guía para la interoperabilidad de tecnologías de energía e información de redes inteligentes del sistema eléctrico de potencia con aplicaciones de uso final y cargas.

5.2. Estudio de mercado

Se debe realizar un estudio de mercado que ayude a tener una visión más clara de los posibles proveedores de dispositivos y softwares inteligentes que apliquen y se adapten a los requerimientos específicos de las redes de distribución del sistema nacional interconectado.

5.2.1. Elster

Elster es uno de los principales vendedores de sistemas de medición avanzada AMI a nivel mundial, la solución que presenta la empresa es el sistema EnergyAxis, el cual utiliza medidores inteligentes REX para aplicaciones industriales, comerciales y residenciales. La solución EnergyAxis

se establece en redes de radio frecuencia (RF) en malla 900 MHz, soporta la comunicación bidireccional entre el proveedor y los medidores. Elster se encuentra enfocada en programas de respuesta de la demanda, aplicaciones Smart Grid y eficiencia operativa.

Elster tiene su sede en los Estados Unidos, actualmente opera en más de 38 países. El despliegue más importante es con la empresa Arizona Public Services (APS) con 800 000 medidores inteligentes, sin embargo, este contrato no llega a ser de los más importantes en USA.

5.2.2. Itron

La marca Itron, con sede en Liberty Lake, Washington, Estados Unidos, es considerada entre las tres mejores soluciones para medición avanzada, AMI a nivel mundial, Itron ofrece una amplia gama de medidores inteligentes, así como la infraestructura de comunicación, la empresa ha vendido sus soluciones en 60 países y más de 3 000 empresas utilizan sus productos y servicios. Itron está incursionando en las redes HAN a través del protocolo ZigBee, lo cual se considera como una puerta de enlace para la comunicación a los aparatos electrodomésticos.

Proporciona una solución de sistema *OpenWay* basada en una arquitectura abierta que ayuda a las empresas de servicios a gestionar sus sistemas. Los mayores despliegues de Itron involucra acuerdos con grandes empresas como Southern California Edison (SCE), Sempra Energy de San Diego Gas & Electric, Center Point Energy (Houston) y Energy Detroit Edison (DTE).

5.2.3. Aclara

Aclara Technologies ofrece un conjunto integral de soluciones compuesto por medidores y dispositivos de borde, infraestructura de medición avanzada (AMI), software de interfaz de consumidor y de cabecera, servicios de instalación y provisión de mano de obra con un único punto de responsabilidad para los servicios. Aclara cuenta con 900 personas trabajando con más de 800 servicios de electricidad, gas y agua, la compañía se asocia a los clientes para proporcionar sistemas de comunicación robustas y seguras y expandir la conciencia situacional en sus redes de distribución que van más allá de AMI.

Aclara es una empresa que inició sus operaciones en 1997, con sede en Massachusetts, Estados Unidos. Aclara es una empresa con gran prestigio a nivel mundial y ofrece soluciones muy interesantes.

5.2.4. Siemens

Es una empresa alemana con más de cien años de historia, presente en diversos ámbitos de la ingeniería eléctrica. Siemens se centra en las áreas de electrificación, automatización y digitalización. Es uno de los mayores productores del mundo de tecnología de eficiencia energética, uno de los proveedores líderes de sistemas para la generación y transmisión de energía. Durante 2016, ha generado ingresos aproximados de 79,6 millones de euros.

Siemens tiene a su disposición sistemas integrales de AMI, es decir que ofrece medidores inteligentes, así como la red de comunicación para el transporte de datos. Así también, ofrece software de gestión de datos con gran capacidad y con las más nuevas aplicaciones disponibles, adicional dispone de otros sistemas que complementan a un sistema AMI eficiente y eficaz.

Una característica muy importante de recalcar es que en Guatemala reside una oficina filial de Siemens, que atiende los requerimientos de proyectos a realizar en el propio país, así como en otros a su entorno. Por lo tanto, con Siemens se tiene la gran ventaja de ofrecer servicios técnicos y económicos más precisos en relación con los requerimientos de las redes actuales de distribución del país.

5.2.5. ABB

ABB (*Asea Brown Boveri*) es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zurich, Suiza y cuyos mayores negocios son los de tecnologías en generación de energía eléctrica y en automatización industrial. El grupo de compañías de ABB opera en más de 100 países y emplea a más de 145 000 personas.

La división *Power Grids* es el primer suministrador mundial de productos eléctricos y de automatización, sistemas y soluciones de servicio, a lo largo de toda la cadena de valor: generación, transporte y distribución.

ABB ha sido seleccionado para proporcionar productos y servicios de redes inalámbricas para respaldar el despliegue de medidores inteligentes en la ciudad de Memphis, Tennessee, en los Estados Unidos. Se espera que la introducción de medidores inteligentes mejor la eficiencia de los suministros de electricidad, agua y gas y mitigue la pérdida y el robo. La red inalámbrica soportará comunicaciones de infraestructura de medición avanzada (AMI), cubriendo un área de alrededor de 2 030 kilómetros cuadrados y recolectará datos de casi 1 millón de medidores inteligentes.

Las redes inalámbricas de alto rendimiento, robustas y seguras de ABB están específicamente diseñadas para los servicios de distribución eléctrica. Las implementaciones anteriores exitosas de redes inalámbricas de ABB para *backhaul* de AMI incluyen a *Silicon Valley Power*, la junta de servicios públicos de Kansas City y *Idaho Falls Power*. Además de AMI, las redes inalámbricas de AMM admiten múltiples aplicaciones adicionales para la automatización de la distribución, la automatización de subestaciones, la seguridad física y la automatización de la fuerza de trabajo móvil.

ABB está involucrado en varios proyectos de redes inteligentes en todo el mundo, permitiendo diversos aspectos de redes inteligentes, desde movilidad eléctrica y almacenamiento de energía hasta administración de redes, medición y comunicación, automatización de distribución y sistemas de automatización de edificios.

ABB es un líder en tecnología de potencia y automatización que permite a los clientes de servicios públicos, la industria y el transporte y la infraestructura mejorar su rendimiento a la vez que reducen el impacto medioambiental.

5.2.6. Landis+Gyr

Landis+Gyr es una corporación multinacional con 45 compañías subsidiarias en 30 países con sede en Zug, Suiza, considerada una de las tres mejores empresas que proporcionan solución AMI a nivel mundial. Landis+Gyr ofrece tanto los medidores inteligentes como la infraestructura de comunicación bidireccional disponiendo de medidores residenciales, comerciales e industriales. La experiencia mundial de Landis+Gyr incluye implementaciones de más de 1 000 sistemas de medición, soportando una base instalada de más de 300 millones de medidores y manejando más de 15 millones de puntos bajo contrato.

Landis+Gyr colabora activamente con las empresas de distribución de energía y adapta sus soluciones para cumplir los requerimientos locales, desde la prevención de pérdidas no comerciales y del fraude energético, hasta el suministro del consumidor.

Analizando la información de la alta calidad representativa de la corporación Landis+Gyr en el ofrecimiento de la implementación de sistemas AMI, con documentación que respalda el buen desempeño en estos proyectos, se considera una opción adicional para la propuesta de la implementación en las redes de distribución de Guatemala, en un sistema AMI en medición y control de energía eléctrica.

5.2.7. Schneider Electric SE

Schneider Electric SE es una corporación multinacional europea que se especializa en administración de energía, soluciones de automatización, hardware, software y servicios. La compañía es originaria de Francia, tiene su sede en Rueil-Malmaison y también sede en el World Trade Center de Grenoble con oficinas en todo el mundo. Se encuentra en el Fortune Global 500, que cotiza en bolsa en *Euronext Exchange*, y es un componente del índice bursátil Euro Stoxx 50. En el año fiscal 2016 la compañía registró ingresos de aproximadamente € 25 mil millones. La empresa matriz se encuentra ocupada en un sitio en Boulogne-Billancourt.

Schneider Electric es la empresa matriz de Square D, Pelco, APC y otros. A partir de 2016, la compañía tiene 20 000 patentes activas en todo el mundo; la compañía tiene 144 000 empleados en aproximadamente 100 países.

Schneider cuenta con aplicaciones de avanzada tecnología para la automatización, comunicación, gestión de datos, etcétera., implementadas en redes de distribución de energía eléctrica, o bien, en sistemas industriales. Una arquitectura muy útil que ofrece Schneider es el EcoStruxure.

EcoStruxure es una arquitectura y plataforma del sistema habilitado para IoT, abierta e interoperativa. EcoStruxure proporciona un mejor valor en torno a la seguridad, la fiabilidad, la eficiencia, la sostenibilidad y la conectividad. EcoStruxure aprovecha los avances del IoT, la movilidad, la detección, la nube, el análisis y la ciberseguridad para brindar innovación en todos sus niveles. Esto incluye los productos conectados. Edge Control y aplicaciones, además de análisis y servicios. EcoStruxure se ha implementado en más de 450 000 instalaciones, junto con la asistencia de 9 000 integradores de sistemas que conectan a más de 1 000 millones de dispositivos.

Otro software que Schneider ofrece para los sistemas eléctricos es el PowerLogic ION Setup. El software PowerLogic ION Setup es una herramienta de configuración gratuita y fácil de usar que proporciona un entorno intuitivo para configurar y verificar configuraciones en medidores PowerLogic y otros dispositivos. La configuración de PowerLogic ION tiene un espacio mínimo en el disco duro y requisitos de memoria, por lo que es fácil de instalar y usar en casi cualquier sistema operativo Windows. Nuevas características en ION Setup 3.0:

- Diseñado para operar con Windows 7 / Vista / XP.
- Compatibilidad con la visualización del registro de datos y la plantilla agregada para los medidores de potencia PowerLogic PM800, CM3000 y CM4000.
- Se agregó soporte para la nueva IEC 61850 disponible en los medidores PowerLogic ION8800.

- Soporte de configuración para el medidor de potencia PowerLogic CM2450.
- Soporte genérico de configuración Modbus para PLC Twido.
- Soporte genérico de configuración de Modbus para PowerLogic BCM.
- Navegación mejorada de la pantalla de configuración con carpetas para productos PM / CM.

5.2.8. General Electric

General Electric (GE) es una empresa multinacional estadounidense incorporado en Nueva York y con sede en Boston, Massachusetts. A partir de 2018, la compañía opera a través de los siguientes segmentos: aviación, salud, energía, energía renovable, digital, fabricación aditiva, capital de riego y finanzas, iluminación, transporte, petróleo y gas.

En 2017, GE se ubicó entre las Fortune 500 como la decimotercera empresa más grande en los Estados Unidos, por ingresos brutos. En 2011, GE se ubicó como el decimocuarto más rentable. A partir de 2012, la compañía figuraba como la cuarta más grande del mundo entre Forbes Global 2000, teniendo en cuenta otras métricas. El 13 de enero de 2016 se anunció que GE trasladará su sede corporativa desde Fairfield, Connecticut (donde había estado desde 1974) al vecindario South Boston Waterfront de Boston, Massachusetts.

En la actualidad, la tecnología de GE ofrece un tercio de la electricidad del mundo y cada día se agrega suficiente energía para admitir a 100 000 personas.

Las soluciones EMS de General Electric son uno de los sistemas SCADA / EMS líderes en el mundo. Ejecutan sistemas para 10 de los 14 operadores de

red eléctrica más grandes, 170 sistemas en Estados Unidos, el 70% de los servicios públicos de MEDIO Oriente y el 70 % de África. La solución EMS de General Electric utiliza los mismos motores de optimización avanzados empleados en muchos de los grandes mercados de electricidad. El *Market Clearing Engine* de GE administra más del 70 % de la capacidad total instalada en los Estados Unidos.

Los sistemas de administración de distribución avanzada (ADMS) modulares de GE brindan confiabilidad, productividad y eficiencia, todo a través de una plataforma, un modelo de red y un flujo de trabajo simplificado, utilizando información de red en tiempo real que abarca EHV a LV. El ADMS de GE abarca monitoreo y control avanzados de la red de distribución, gestión de fallas y cortes y optimización del rendimiento de la red en un solo sistema.

El simulador permite a los operadores capacitarse en procedimientos de rutina y de emergencia en un entorno que representa con precisión el comportamiento y la respuesta del sistema real. Las soluciones ADMS de GE proporciona a las empresas de servicio públicos hasta un 80 % de reducción en las comunicaciones verbales entre equipos/operadores a través de aplicaciones móviles integradas para el despacho y la conmutación de productividad, hasta un 3 % de reducción de voltaje para una mayor eficiencia de la red, aumento de hasta un 20 % en la generación de energías renovables a partir de la gestión adaptiva de redes.

6. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL S.N.I.

6.1. Análisis del sistema actual de las redes de distribución del S.N.I.

Los suministros de energía eléctrica en las redes de distribución presentan ciertas deficiencias, como las interrupciones, la regulación de tensión, una baja calidad del servicio comercial, entre otras. Se tomará como caso de estudio la calidad del servicio técnico y del servicio comercial, ya que mantener una alta calidad en estos dos factores representa mayor relevancia para un funcionamiento eficaz del sistema de distribución.

Para el análisis del sistema actual de las redes de distribución se tomará en mayor consideración la región rural, es decir, las zonas de servicio de las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, ya que en las regiones rurales se presentan la menor eficiencia en calidad de servicio de energía eléctrica. Por lo que la finalidad del estudio es presentar una propuesta para elevar el nivel de eficiencia en las regiones mencionadas.

Para el estudio de la calidad del servicio de distribución en las regiones rurales se tomará como referencia de evaluación las normas técnicas del servicio de distribución –NTSD- emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-. El objetivo de estas normas es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia para calificar la calidad con que se proveen

los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios.

6.1.1. Calidad del servicio técnico

En el capítulo I del título VI “Calidad del Servicio Técnico” de la NTSD, se describe que la evaluación de la calidad del servicio técnico será en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios, llevando el control con periodicidad de seis meses continuos. En esta misma parte se indica que se considerará como interrupción a toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega.

En el artículo 55 de la NTSD se describen los índices de calidad para las Interrupciones, los cuales se desglosan de la siguiente manera:

- Índices globales:
 - Frecuencia media de interrupción por kVA (FMIK)
 - Tiempo total de interrupción por kVA (TTIK)

- Índices individuales:
 - Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU)
 - Tiempo de interrupción por usuario (TIU)

Así también, cabe destacar que existen tolerancias para las Interrupciones, las cuales se encuentran descritas en el artículo 56 y se detalla que las distribuidoras tienen un valor aceptable de cantidad y duración de interrupciones, lo cual se expone en las siguientes tablas.

Tabla VII. **Índices globales de las tolerancias para las interrupciones**

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	
A partir del inicio de la etapa de régimen (para usuarios conectados en BT)	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: CNEE. *Artículo 56 de la NTSD*. p. 32-33.

Tabla VIII. **Índices individuales de las tolerancias para las interrupciones**

A partir del inicio de la etapa de régimen (Para usuarios conectados en MT y AT)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en BT	-	-	-	-
Usuarios en MT y AT	6	8	12	14
A partir del mes trece de la etapa de régimen (Para todos los usuarios)	FIU		TIU	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Usuarios en BT	6	8	12	14
Usuarios en MT	4	6	8	10
Usuarios en AT	3		6	

Fuente: CNEE. *Artículo 56 de la NTSD*. p. 33.

Cabe mencionar que para el control de las interrupciones mediante los indicadores globales FMIK y TTIK, cada distribuidor deberá tener actualizado el registro de la capacidad en kVA de todos los transformadores y mantener un registro de los transformadores afectados en cada interrupción y el tiempo que estuvieron fuera de servicio. Por otra parte, para el control de los indicadores individuales FIU y TIU se deberá contar con el sistema de control e

identificación de usuarios de forma tal que posibilite el registro de cada una de las interrupciones y su duración.

En el artículo 58 de la NTSD se describe la indemnización por interrupciones, en la cual se determina que, por el incumplimiento por parte de las distribuidoras, de las tolerancias establecidas para cada indicador se aplicarán indemnizaciones a los usuarios.

En relación con la calidad de servicio técnico que ofrece cada distribuidora del sistema eléctrico de Guatemala, se detalla en las siguientes tablas los respectivos datos medidos de los indicadores de calidad globales para las interrupciones, información obtenida por medio de la unidad de información pública de la CNEE y presentada en el anexo III:

Tabla IX. **Índice global EEGSA**

Indicador Año	FMIK			TTIK		
	Urbano	Rural	Externa	Urbano	Rural	Externa
2012	0,7236	1,7389	1,7351	1,2191	2,7543	3,1803
2013	0,8764	1,9222	2,7425	1,0970	3,3003	3,5313
2014	0,7712	1,9283	3,1583	1,1853	3,4658	2,4657
2015	0,6646	1,7081	2,2436	1,0176	3,1945	1,7794

Fuente: CNEE. *Providencia UIP-ProvUIP2017-44*. Unidad de información pública.

Tabla X. Índice global DEORSA

Indicador Año	FMIK			TTIK		
	Urbano	Rural	Externa	Urbano	Rural	Externa
2012	2,7319	3,0880	13,0355	7,3718	12,0381	33,7837
2013	2,9187	3,2523	9,3800	6,3114	12,0134	32,6691
2014	1,9891	2,3178	12,1743	4,1339	7,1901	46,0019
2015	2,3747	2,9172	10,4504	5,2545	8,3166	45,7641

Fuente: CNEE. *Providencia UIP-ProvUIP2017-44*. Unidad de información pública.

Tabla XI. Índice global DEOCSA

Indicador Año	FMIK			TTIK		
	Urbano	Rural	Externa	Urbano	Rural	Externa
2012	2,0882	2,7544	11,4391	5,7611	11,1108	31,8610
2013	2,0499	3,0492	9,5702	5,9017	11,8400	31,0085
2014	1,9968	2,3201	12,0698	5,5411	7,9826	50,3767
2015	2,3273	2,4523	10,2765	5,8373	7,9570	50,2237

Fuente: CNEE. *Providencia UIP-ProvUIP2017-44*. Unidad de información pública.

Analizando los resultados presentados en las tablas anteriores y comparándolos con los valores de tolerancia, presentados en la tabla VIII, que deben cumplir las distribuidoras en la etapa de régimen, se observa que tanto DEOCSA como DEORSA incumplieron con el indicador TTIK rural en los años 2012 y 2013. Además, DEORSA incumplió en el indicador FMIK urbano en los mismos años; sin embargo, en los dos próximos años las dos distribuidoras mejoraron al cumplir tanto con los dos indicadores, FMIK y TTIK, como con las regiones urbana y rural.

Para el caso de las interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución, las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, tanto en el indicador FMIK como en el TTIK, tienen un notorio incumplimiento frente a los valores de tolerancias. Para el caso de EEGSA, la distribuidora ha cumplido en todos los años con los valores de tolerancias de los indicadores FMIK y TTIK, tanto en la región urbana como rural.

En relación con los indicadores de calidad individuales para las interrupciones, se debe mencionar que la CNEE ha efectuado una agrupación de la información en la cual se presentan los valores promedio de los indicadores individuales por municipio, con el objetivo de presentar de una forma gráfica el cumplimiento al marco regulatorio en los aspectos de calidad de servicio técnico.

Esta forma gráfica se refiere a mapas de calidad que representan los promedios de los parámetros FIU y TIU, registrados en los distintos municipios de la república de Guatemala y, separados por área urbana que se refiere a cabeceras de municipios o departamentos y área rural que se refiere a poblaciones que no cumplan con las condiciones de servicio urbano. La

información base utilizada para los mapas de calidad es la presentada en forma mensual por las distribuidoras.

A continuación, se presenta el rango de los parámetros de frecuencia de interrupciones por usuario (cantidad de interrupciones) –FIU- y el tiempo de interrupción por usuario (horas fuera de servicio) –TIU- que se utiliza para los mapas de calidad:

Tabla XII. **Rango de parámetros FIU y TIU**

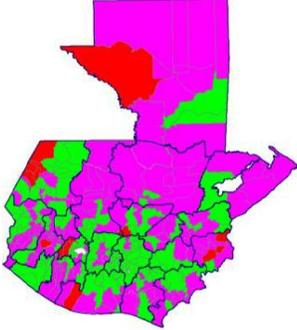
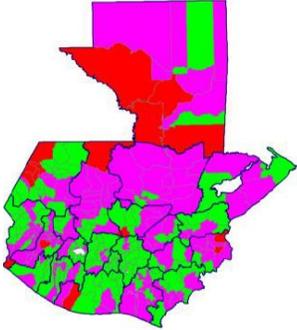
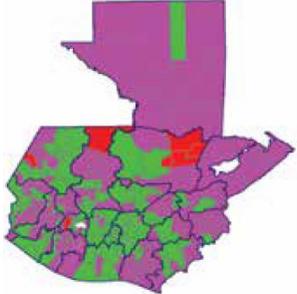
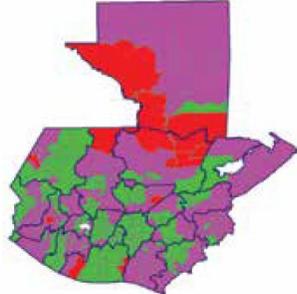
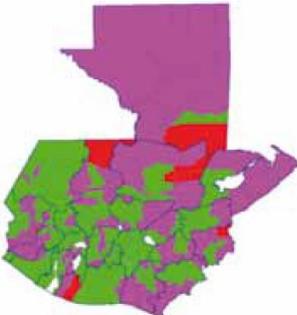
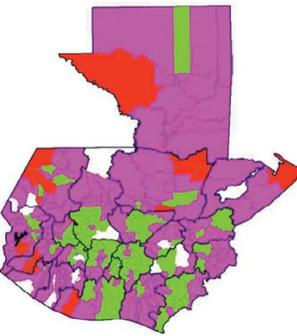
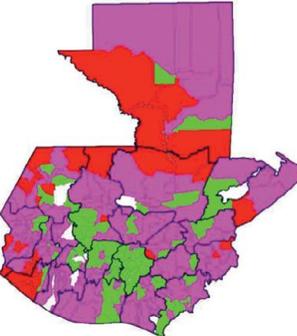
FIU Urbano		FIU Rural		TIU Urbano		TIU Rural	
Frecuencia	Colores	Frecuencia	Colores	Horas	Colores	Horas	Colores
0		0		0		0	
0.01 - 6.00	Verde	0.01 - 8.00	Verde	0.01 - 12.00	Verde	0.01 - 14.00	Verde
6.01 - 20.00	Púrpura	8.01 - 20.00	Púrpura	12.01 - 20.00	Púrpura	14.01 - 20.00	Púrpura
20.01 - 50.00	Rojo						
50.01 - MAYOR	Negro						

Fuente: CNEE. *Compendio estadístico*. informes de 2011 a 2015.

Los colores anteriormente indicados no presentan lugares o usuarios que se encuentren fuera del promedio presentado. Los mapas consideran únicamente interrupciones atribuidas a los sistemas de distribución.

A continuación, se presentan los mapas de calidad de servicio técnico para los años 2011, 2012, 2013 y 2014 en áreas urbanas y rurales, con el objetivo de evaluar de una forma precisa la evolución del comportamiento de los valores promedio de los indicadores individuales de servicio técnico:

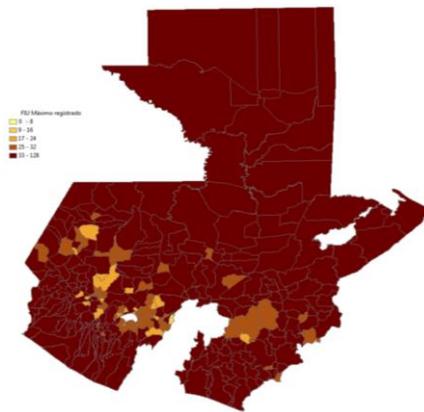
Tabla XIII. Frecuencia de interrupción por usuario –FIU-

	Área urbana	Área rural
Año 2011		
Año 2012		
Año 2013		
Año 2014		

Fuente: CNEE. *Compendio estadístico*. informes de 2011 a 2015.

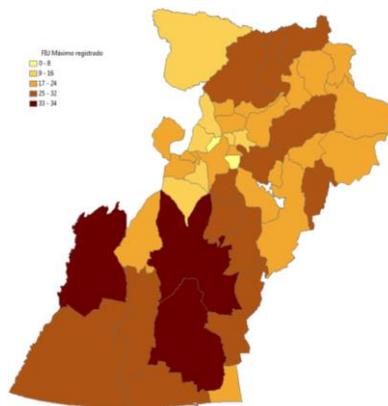
Para 2016, ya que es el último año que se tiene información por compendio estadístico, se presentará separado de la tabla anterior y de manera que el registro del FIU para DEOCSA y DEORSA estará presentado en un mapa y para EEGSA en otro. Para lo cual se tiene lo siguiente:

Figura 19. **FIU para DEOCSA y DEORSA**



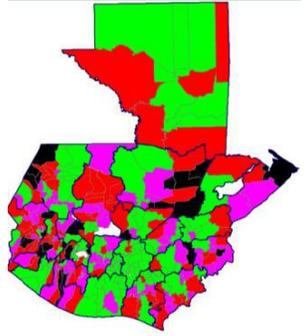
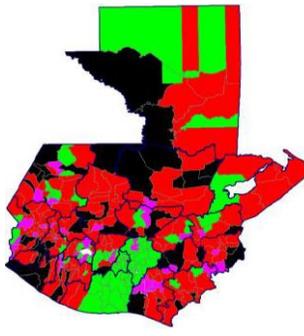
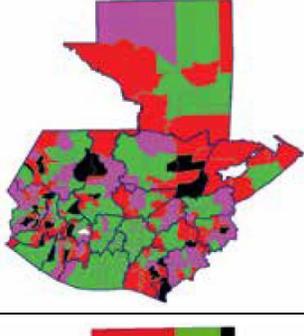
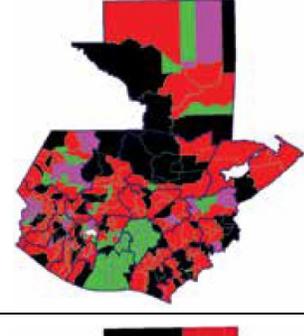
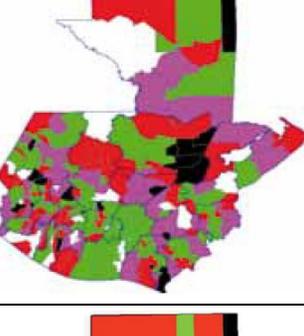
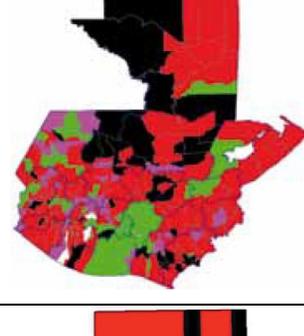
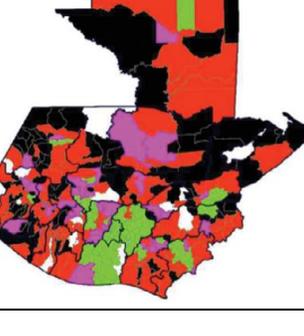
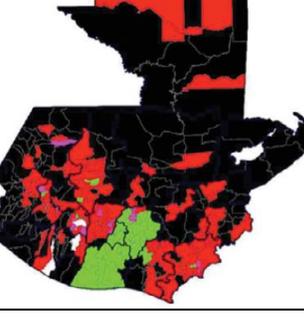
Fuente: CNEE. *Compendio estadístico del año 2016*. p. 27.

Figura 20. **FIU para EEGSA**



Fuente: CNEE. *Compendio estadístico del año 2016*. p. 28.

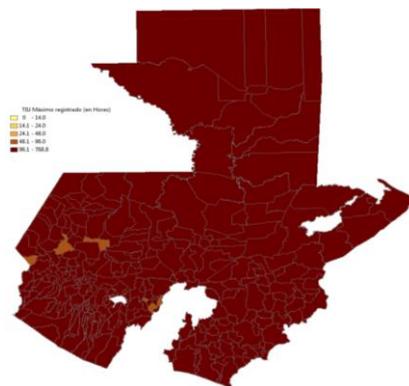
Tabla XIV. Promedio de tiempo de interrupción por usuario –TIU-

	Área Urbana	Área Rural
Año 2011		
Año 2012		
Año 2013		
Año 2014		

Fuente: CNEE. *Compendio estadístico*. Informes de 2011 a 2015.

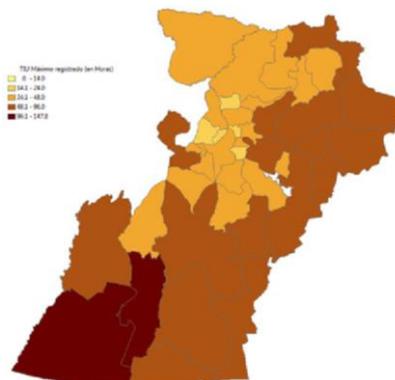
Para 2016, ya que es el último año que se tiene información por compendio estadístico, se presentará separado de la tabla anterior y de manera que el registro del TIU para DEOCSA y DEORSA estará presentado en un mapa y EEGSA en otro. Para lo cual se tiene lo siguiente:

Figura 21. **TIU para DEOCSA Y DEORSA**



Fuente: CNEE. *Compendio estadístico del año 2016*. p. 26.

Figura 22. **TIU para EEGSA**



Fuente: CNEE. *Compendio estadístico del año 2016*. p. 26.

De acuerdo con los resultados presentados por los mapas de calidad de servicio técnico, se puede determinar que el suministro en la región urbana, ha tenido una mejora al disminuir tanto la frecuencia como el tiempo de interrupción por usuario (FIU y TIU). Por el lado de la región rural, el indicador FIU se vio mejorado y por el contrario al TIU se le observa una decadencia.

Para el caso específico de la región de suministro de EEGSA, se observa en las figuras 20 y 22 que en el último año de registro (2016) se sostiene una buena calidad de FIU y TIU al cumplir con las tolerancias establecidas en la tabla IX. Y por el lado de la región del suministro de DEOCSA y DEORSA, observando el FIU y TIU del último año de registro (2016), figuras 19 y 21 respectivamente, se determina que incumple con las tolerancias en relación con estos índices de calidad individuales.

El análisis anterior según los indicadores globales e individuales de servicio técnico, afirma el planteamiento de que las redes rurales, DEOCSA y DEORSA, ofrecen una baja calidad de servicio técnico. Por lo que, hasta este punto, se establece que es imprescindible plantear sistemas que mejoren el servicio técnico en las regiones determinadas. Estos sistemas deben mejorar los mecanismos de medición y control de la red eléctrica, ya que la calidad del servicio técnico depende de la capacidad y eficacia de estos sistemas de medición y control.

6.1.2. Calidad del servicio comercial

En el capítulo VII “Calidad del servicio comercial” de la NTSD, se describe que el objetivo de la medición de la calidad del servicio comercial es garantizar que el distribuidor preste al usuario una atención pronta y adecuada a sus requerimientos, quejas o reclamos, indicando que la calidad se evaluará en

periodos de seis meses continuos y los aspectos de evaluación serán: la calidad del servicio comercial del distribuidor y la calidad de la atención al Usuario.

Los indicadores de calidad del servicio comercial del distribuidor se describen en el artículo 63 de la norma NTSD. Estos indicadores con sus respectivas tolerancias son:

- Porcentaje de reclamos o quejas:
 - Etapa transitoria: en esta etapa el porcentaje de reclamos debe ser menor o igual al 10 %.
 - Etapa de régimen: en esta etapa el porcentaje de reclamos debe ser menor o igual al 5 %.

- Tiempo promedio de procesamiento de reclamos o quejas:
 - Etapa transitoria: en esta etapa el tiempo promedio de procesamiento de reclamos debe ser de 15 días o menos.
 - Etapa de régimen: en esta etapa el tiempo promedio de procesamiento de reclamos debe ser de 10 días o menos.

- Precisión de la medición del consumo de energía eléctrica:
 - Usuarios con potencias de hasta 11 kW: error máximo de la medición del 3 %.
 - Usuarios con potencias superiores a 11 kW: error máximo de la medición del 2 %.

- Falta de notificación de interrupciones programadas: se debe notificar 48 horas antes del inicio de la interrupción.

Por otro lado, en el capítulo III “Calidad de la atención al usuario” de la misma norma NTSD, se describe el objetivo del distribuidor de proveer al usuario una atención que cumpla lo estipulado en la norma correspondiente (NTSD), respecto de los aspectos que le afectan de manera individual al usuario. El incumplimiento de las obligaciones dará lugar al pago de una Indemnización del distribuidor al usuario.

En el artículo 68 de la norma NTSD se describen los Índices de calidad de la atención al usuario, los cuales se presentan a continuación con las respectivas tolerancias:

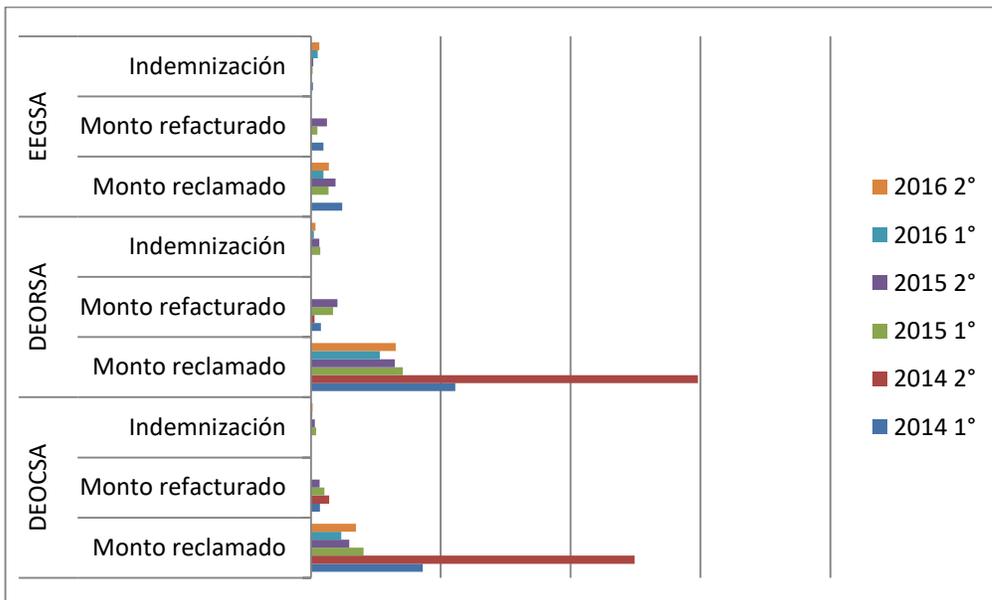
- Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada, que no requieren modificación de la red: la conexión debe realizarse como máximo en 30 días.
- Solicitud de conexión de nuevos servicios o ampliación de potencia contratada, que requieren modificación de la red: la conexión debe realizarse como máximo en 4 meses.
- Reconexiones: superada la causa que motivó el corte del servicio eléctrico, y abonados por el usuario los pagos que correspondan, el distribuidor estará obligado a conectar el servicio dentro de un plazo máximo de 24 horas.
- Facturación errónea: los reclamos por posibles errores de facturación, incluyendo la lectura de los medidores, deberán quedar resueltos en la

próxima factura emitida. Si los reclamos se hubieran registrado dentro de los quince días calendario, anteriores a la fecha de emisión de la factura, el plazo de resolución se ampliará a la siguiente facturación.

En relación con la calidad del servicio comercial y atención al usuario que ofrecen las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA, se describirá a continuación algunos de los respectivos índices de calidad, detallando censos de los últimos seis semestres, registrados y disponibles, de los índices considerados de mayor relevancia como la facturación errónea, porcentaje de reclamos y la resolución y las reconexiones:

- Facturación errónea (datos tabulados en apéndice 1).

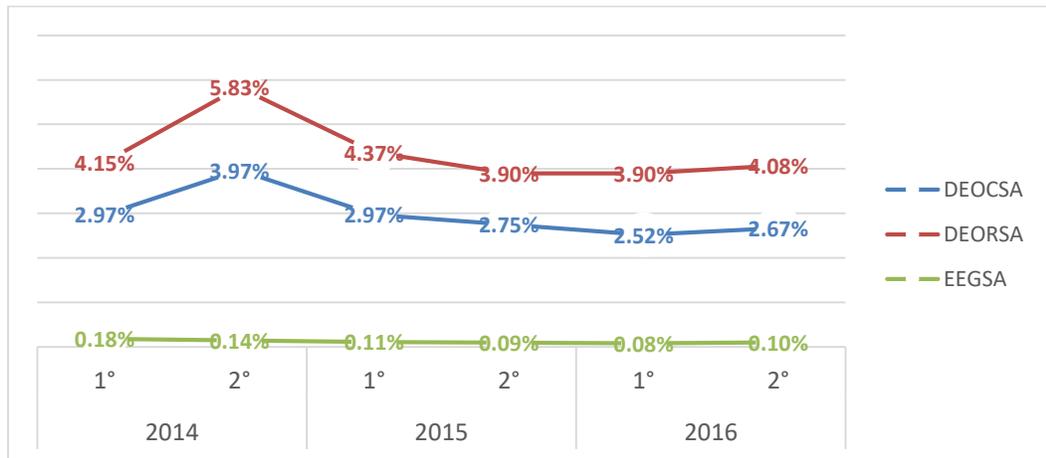
Figura 23. **Montos reclamados, refacturados e indemnizados**



Fuente: elaboración propia con Excel 2007. Datos de compendios estadísticos de 2014 a 2016.

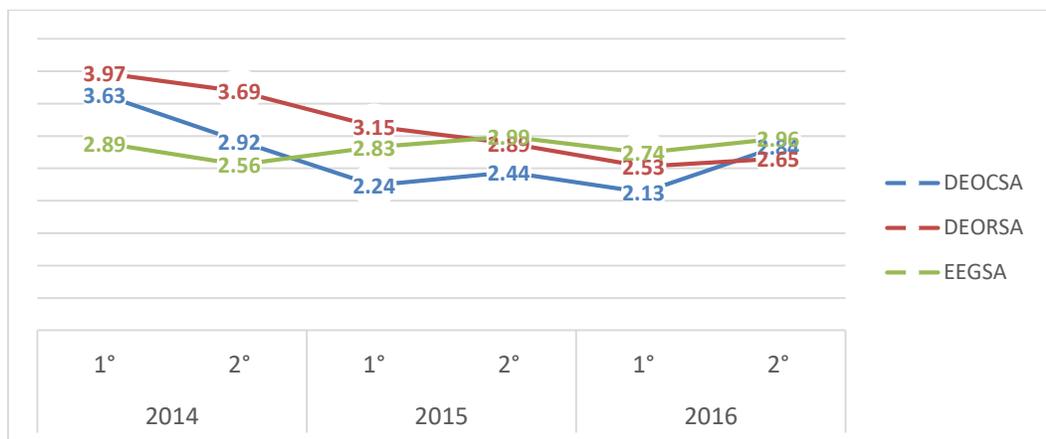
- Porcentaje y resolución de reclamos (datos tabulados en apéndice 2 y 3 correspondientemente).

Figura 24. **Porcentaje de reclamos en %**



Fuente: elaboración propia con Excel 2007. Datos de compendios estadísticos de 2014 a 2016.

Figura 25. **Tiempo de resolución de reclamos en días**

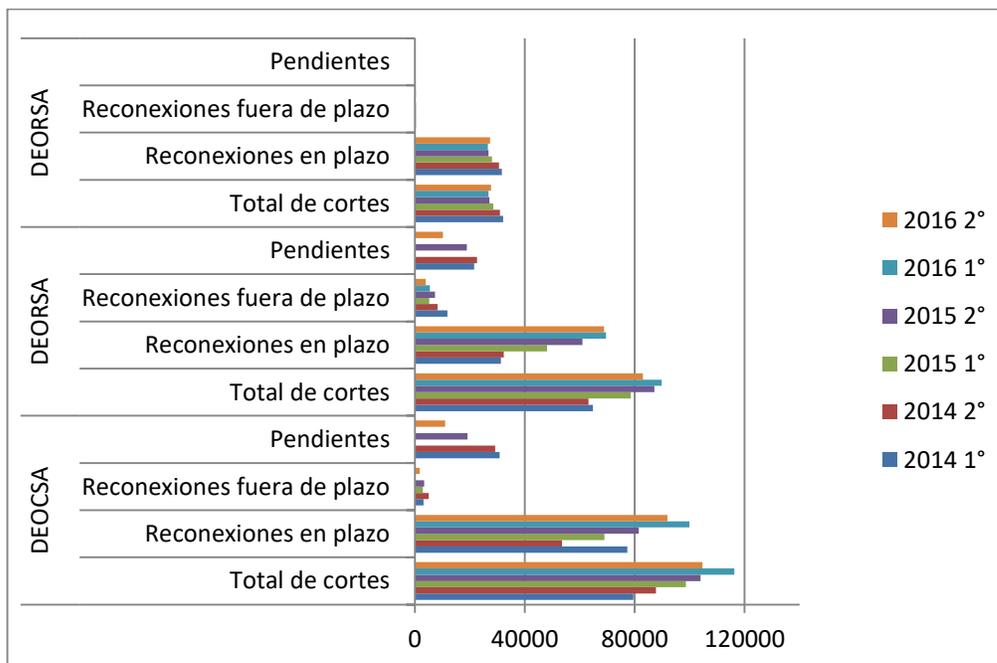


Fuente: elaboración propia con Excel 2007. Datos de compendios estadísticos de 2014 a 2016.

De acuerdo con los resultados obtenidos acerca del porcentaje de reclamos, indicados en la figura 24, se ha determinado que existe solamente un incumplimiento en el segundo semestre del año 2014 por parte de la distribuidora DEORSA, sobrepasando en un 0,83 % la tolerancia establecida de 5 % del porcentaje de reclamos. DEORSA es la distribuidora que más se acerca a la tolerancia establecida, DEOCSA se encuentra en promedio alejado por un 2 % de la tolerancia y EEGSA cuenta con un porcentaje de reclamo promedio de casi 0 %. En el caso del tiempo de procesamiento de los reclamos, todas las distribuidoras cumplen, sin embargo, se mejorar en este aspecto es imprescindible para la calidad del servicio comercial.

- Reconexiones (datos tabulados en apéndice 4).

Figura 26. **Reconexiones en plazo, fuera de plazo y pendientes**



Fuente: elaboración propia en Excel 2007. Datos de compendios estadísticos.

Observando los resultados de la figura 26, se puede determinar que EEGSA ha permanecido constante y con buen indicador, reconectando en plazo 31 710 cortes de la totalidad de 32 082. En el caso de DEOCSA se observa que ha mejorado en los últimos años, pasando de 53 569 reconexiones en plazo de un total de 87 781 en 2014 a 91 920 reconexiones en plazo de un total de 104 600 cortes en 2016.

Para DEORSA también se le puede destacar una mejora en los últimos años, pasando de un 48,33 % de reconexiones en plazo en el año 2014 a un 82,90 % en 2016.

A pesar de presentar un relativo bajo porcentajes de reclamos que incumplan con la tolerancia, o bien, observar mejoras en las reconexiones, estos valores no son suficientes como para determinar que el sistema es óptimo en la calidad del servicio comercial.

Por lo tanto, se recomienda la optimización del servicio comercial, con mayor importancia para las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, por medio de algún sistema de control con mayor capacidad y eficiencia.

6.2. Propuestas para la optimización del sistema de control y medición en las redes de distribución

A continuación, se presentará la propuesta técnico-económica de la red de comunicación, equipo de medición y sistema de gestión de datos.

6.2.1. Propuestas técnico-económica relacionada con la red de comunicación

Para el caso de la implementación del sistema de comunicación de una solución AMI la tecnología que se propone utilizar como medio de comunicación es la radiofrecuencia –RF-, tanto radiofrecuencia Mesh (RF MESH) como radiofrecuencia de largo alcance (RF-LA), para las cuales se tienen las siguientes características que fundamentan su utilización:

- RF-MESH: consiste en comunicación vía radiofrecuencia entre los medidores formando una red mallada y enlaces con el centro de operaciones a través de una cantidad mínima de antenas (colectores) ubicadas geográficamente de manera tal de alcanzar un 100 % de cobertura.
- RF-LA (largo alcance): se basa en comunicación vía radiofrecuencia en configuración estrella, comunicando directamente desde los medidores hasta las antenas (colectores) y estas con el centro de operaciones. Esta es una solución útil para zonas geográficas accidentadas, donde existe una distribución de baja densidad de medidores.

Para este análisis de implementación de la tecnología de comunicación para el sistema AMI se presenta a continuación un cuadro comparativo de aspectos por evaluar entre las tecnologías antes descritas, que se consideraron convenientes para la transferencia de información.

Tabla XV. Cuadro comparativo de las redes de comunicación

Aspecto técnico	Tipo de tecnología	
	RF-LA	RF-MESH
Marcas referentes	ALEMA, ACLARA	ITRON, ACLARA
Arquitectura e infraestructura tecnológica	Muy sólida	Sólida
Adaptabilidad a la topografía del terreno	Suficiente	Buena
Adaptabilidad a las condiciones operativas de las conexiones de los clientes	Suficiente	Buena
Adaptabilidad a las condiciones ambientales	Buena	Buena
Adaptabilidad al estado operativo de la red eléctrica	Muy buena	Muy buena
Adaptabilidad a la longitud de la red	Buena	Buena
Capacidad de transmisión de información y confiabilidad operativa	Buena confiabilidad y muy buena capacidad	Buena confiabilidad y muy buena capacidad
Complejidad de mantenimiento	Suficiente	Baja

Continuación de tabla No. XV

Seguridad de la información/recuperación de sistema	Buena/muy buena	Buena/suficiente
Capacidad para identificar fallas en el sistema de comunicación	Buena	Suficiente
Instalación	Simple	Simple
Compatibilidad con la mayoría de los medidores del mercado	Muy alta	Muy alta
Capacidad para operar equipos en la red de distribución	Alta	Alta
Costo por unidad instalada	Promedio	Alta
Costos de mantenimiento	Promedio	Promedio
Experiencia en la aplicación de la tecnología	Alta	Promedio

Fuente: GTD Ingenieros Consultores. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.*
p. 23-27.

Considerando que las soluciones eficientes dependen de las características geográficas y demográficas de cada zona, así como de la disponibilidad y cobertura de los sistemas de comunicación que proporcione la

empresa distribuidora; por lo tanto, se hace indispensable separar en región urbana y rural para la determinación de la solución a utilizar.

Por lo cual, analizando la correlación entre los aspectos presentados en el cuadro comparativo y las características geográficas, demográficas y de disponibilidad, se delimita a continuación la propuesta de la implementación del sistema de comunicación tanto en la red urbana como en la rural:

- Red urbana: considerando que el medio de comunicación tipo RF-MESH se basa en una red mallada de dispositivos inteligentes con un alcance límite de señal, se determina que ésta es eficaz en territorios de alta densidad de consumidores; y recordando que la red de EEGSA contiene la mayor cantidad de clientes en la menor área territorial de suministro, es decir que el consumo está concentrado, se fundamenta entonces la utilización de la tecnología RF-MESH para la comunicación en la red de EEGSA.
- Red rural: para la zona rural se presenta la problemática de la baja densidad de consumidores, es decir, una relativa baja cantidad de clientes distribuidos en una amplia zona de suministro. Para el caso donde los clientes y, por ende, dispositivos de medición, se encuentren distanciados entre sí, se propone la tecnología RF-LA.

La tecnología RF-LA es una solución a la problemática indicada, ya que la característica de comunicación vía radiofrecuencia con disposición estrella permite que se utilice una antena o concentrador por cada cierta cantidad de medidores sin importar la baja densidad de distribución, aunque se debe considerar que también tiene un límite de alcance, pero es mayor que la de tecnología Mesh.

Una ventaja que se presenta en una zona rural es que hay mejor línea de vista (*Line Of Sight*), es decir, una transmisión con menor obstáculos que en una zona urbana, debido al mayor desarrollo de infraestructura en ésta última.

En cuanto al equipo que se encuentra dentro de la red de comunicación, se detallan a continuación algunos dispositivos, incluyendo el precio, que son muy importante de tomarlos en cuenta para la RF:

Tabla XVI. **Equipo en las redes de comunicación y su precio**

Dispositivo	Precio
Base <i>socket</i> para medidor promedio	73,38 US\$/unidad
Equipo de montaje para colector	146,62 US\$/Unidad
Equipo de montaje para repetidor	51,31 US\$/Unidad
<i>Switch</i>	29,35 US\$/Unidad
Convertidor de medio	95,96 US\$/Unidad
Puerto (<i>patchport</i>)	11,29 US\$/Unidad
<i>Router</i>	508,05 US\$/Unidad
Repetidor	329,91 US\$/Unidad
Tablero para montaje de módulo de medición, barras de cobre, fuente de voltaje, pernos para sujeción interna	2 251,23 US\$/Unidad
Pantallas del consumidor tipo CDU, para enviar mensajes al cliente	93,71 US\$/Unidad

Fuente: IDROVO CORONEL, Diego Rolando y REINOSO TORRES, Sebastián Marcelo. *Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI mediante contadores inteligentes por parte de la empresa eléctrica Azogues*. p. 177.

Los precios que se presentaron anteriormente han sido extraídos de documentos referenciales de proyectos realizados en otro país en 2012 a estos valores se les aplicó el traslado a precios actualizados para 2018, para lo cual se tomó en consideración la inflación de los productos en relación de la moneda de dólar estadounidense.

Las tasas de inflación se extrajeron de la información ofrecido por la Oficina de Labor de Datos Estadísticos (*Bureau of Labor Statistics Data*) del Departamento de Labor de los Estados Unidos (*United States Department of Labor*). Calculando la diferencia entre el IPC (índice de precios de consumo) de marzo de 2012 y el IPC de marzo de 2018, de los productos relacionados al campo de la electricidad, resulta una tasa de inflación de 12,9 %; por lo que este es el valor de inflación que se le aplica a los valores de precios de los productos especificados en el presente trabajo.

Así también, se debe considerar que pueden faltar dispositivos necesarios para la implementación de la red propuesta, estos deberían ser incluidos en un siguiente estudio más detallado y preciso, donde se analice un proyecto completo de factibilidad de implementación.

6.2.2. Propuesta técnico-económica relacionada con el equipo de medición

Actualmente en Guatemala casi no se cuenta con dispositivos inteligentes para la medición de energía, siendo solamente los usuarios no regulados que debido a las regulaciones que plantea el AMM en las normas de coordinación comercial número 14, específicamente los artículos 14.7 y 14.8 que indican almacenamiento de lecturas en rangos ajustables en memoria no volátil y un medio de comunicación vía internet (enlace IP) para la lectura remota por parte del AMM.

Para usuarios regulados en la red de ENERGUATE sería de gran conveniencia que la distribuidora planteará una propuesta de la implementación de medidores inteligentes, así mientras la red se desarrolle en crecimiento de

consumidores también se hará en la tecnología utilizada para el servicio de distribución de energía eléctrica.

Es posible que la red de EEGSA, debido a su alto rendimiento, cuente con un mayor alcance de inteligencia que en la de ENERGUATE, sin embargo, por la cantidad de usuarios es conveniente el planteamiento de implementación de un sistema AMI con medidores inteligentes, para así continuar con el desarrollo hacia la mayor eficiencia de suministro de energía.

Por lo tanto, para la implementación de un medidor inteligente se puede elegir entre cualquiera de las marcas disponibles en el mercado, las cuales fueron descritas en el capítulo 5. Esto lo permite la aplicación del modelo de información común (CIM) que cuenta con el formato estándar de interoperabilidad para comunicarse y compartir datos entre dispositivos sin importar si son de distinto proveedor.

Lo más importante es que los medidores inteligentes que se proponga implementar cuenten con las características requeridas que permitan el funcionamiento más eficaz del sistema AMI, que se describe a continuación presentando medidores de tres marcas distintas como ejemplo.

Tabla XVII. **Características técnicas para un medidor inteligente**

Ítem	Landis+Gyr E450 Monofásico	ACLARA SGM1100 (Medio)	Constant-Alema DDS(X)02AEN
Características Generales			
Clase de precisión (IEC)	1 y 2	Clase B	2
Frecuencia nominal	50 o 60 Hz	50 o 60 Hz	50 o 60 Hz

Continuación de tabla No. XVII

Capacidad de memoria permanente	45 días medidas cada 15 minutos, 15 canales	12 meses mediciones cada 15 minutos	No informa
Intervalo de medición (minutos)	No informa	1 minuto	1 minuto
Tipo de comunicación	GSM/GPRS	GPRS WAN con antena bidireccional interna, soporte DLMS COSEM (módulo opcional para soporte de antena externa) Puerto óptico local – IEC 62056-21	RF
Funcionalidades básicas			
Medición bidireccional	Si	Si	Si
Corte y reposición	Si	Si	Si
Corte social	Si	Si	Si
Función prepago	Si	Si	Si
Posibilidad de controlar potencia generada para <i>Net billing</i>	Si	Si	Si
Módulos adicionales			
Sincronización horaria	Los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	Access Point con GPS para sincronización horaria. Además, los equipos disponen de reloj interno que se sincroniza cada cierto tiempo con el reloj del sistema de control	No informa

Continuación de tabla No. XVII

Integración de mediciones de otros servicios	Si	Sí, medición con medidores de agua y gas por RF a corta distancia, control de carga, luminaria led, detector de falla	No informa
Control de redes HAN	Si	HAN y WAN	No informa
Tarifas programables	Si	Si	Si
Cifrado información	Si	Si	No informa
Análisis de la red (medición de otras variables)	Si	No	No informa
Medición	Activa/reactiva	Activa/reactiva	Activa/reactiva
Otras características			
Grado de protección IP (Norma IEC 60529)	No informa	IP53	IP54
Periodo de mantenimiento propuesto	No informa	10 años	No informa
Aprobaciones	No informa	No informa	No informa
Descuentos por volumen	2 % a 5 %	2 % a 5 %	2 % a 5 %

Fuente: GTD Ingenieros Consultores. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.*
p. 41-48.

En donde las que más se destacan, por presentar mayor cantidad de la disponibilidad de las redes de comunicación propuestas, son ACLARA y ALEMA. Y por el lado de la competencia de precios, entre las marcas, de medidores inteligentes por unidad, se tiene lo siguiente:

Tabla XVIII. **Precios medidores inteligentes monofásicos y trifásicos**

Tecnología	Proveedor	Medidor 1F	Medidor 3F
RF-MESH	ACLARA	130 USD/Unidad	420 USD/Unidad
RF-LA	ACLARA	130 USD/Unidad	350 USD/Unidad
	ALEMA	64 USD/Unidad	X

Fuente: GTD Ingenieros Consultores. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.*
p. 77-78.

Los precios e información antes descritos son extraídos de un informe de medidores inteligentes desarrollado por GTD Ingenieros Consultores, adecuado para planteamiento de proyectos por realizar en tal país. El informe es presentado en diciembre de 2016, por lo tanto, no se aplicarán cálculos de inflación de moneda ya que este es mínimo, pero sí es imprescindible recordar que los precios son de índole referencial por parte de sus proveedores, para este caso entonces sería un estimado de costos de cada dispositivo inteligente en el mercado.

6.2.3. Propuesta técnico-económica relacionada con los sistemas de gestión de datos

Para completar un óptimo, eficaz y eficiente sistema AMI se debe tener sistemas que monitoreen y controlen de forma remota y precisa el suministro de la energía en la red eléctrica, así también, un software que se encargue de administrar los datos que se recaben de todos los dispositivos inteligentes integrados en la misma red.

Los sistemas de distribución rural en Guatemala, DEOCSA y DEORSA, presentan baja calidad de servicio técnico y servicio comercial, como se ha observado en la sección 6.1.1 y 6.1.2 respectivamente, observando que en base al FMIK y TTIK las dos distribuidoras se encuentran muy cercanas a la tolerancia correspondiente.

En el caso de las FIU y TIU la distribuidora DEORSA es la que presenta los niveles más bajos. Con EEGSA, analizando la sección 6.1.1, se puede observar que ofrece relativamente altos niveles de índices de calidad, sin embargo, siempre se busca la mejora en la mayor cantidad de aspectos que sea posible.

Por el lado de la calidad del servicio comercial, al analizar las figuras 22, 23, 24 y 25 de la sección 6.1.2, correspondientes a la facturación errónea, el porcentaje y resolución de reclamos y la cantidad de reconexiones en plazo, se observa que de nuevo la distribuidora DEORSA presenta los más bajos índices de calidad; En cuanto a EEGSA, presenta mejoras en los índices conforme han pasado los años.

Por lo tanto, examinando lo descrito anteriormente, se presenta las siguientes consideraciones para cada distribuidora con respecto a la implementación de sistemas inteligentes de gestión de datos:

- Distribuidora ENERGUATE: conociendo los valores de los índices de calidad de servicio técnico y comercial, se determina que tanto la parte distribuidora DEORSA como DEOCSA deben mejorar en estos aspectos, por lo que para ello se plantea la consideración de implementar un sistema de gestión de corte (OMS) que ayudará a que la distribuidora controle de forma remota e instantánea cada circuito de

la red y por ende aumentará la eficacia en el servicio de suministro de energía, fortalecido por un sistema de información geográfica (GIS) que ayudará a realizar las acciones de forma precisa y eficiente.

Por otro lado, también se considera la implementación de un sistema de información al cliente (CIS), el cual permite que el usuario pueda, por sí mismo, monitorear en línea los parámetros que le interesen acerca del suministro de energía sin necesidad de la intervención de un operario de la distribuidora, evitando inconvenientes de facturaciones erróneas y disminuyendo el porcentaje de reclamos; por lo que, esto actuaría a favor en la calidad del servicio comercial. Por último, se recomendaría aumentar la capacidad y eficiencia del sistema de gestión de datos (MDMS).

- Distribuidora EEGSA: ya que EEGSA presenta buenos índices de calidad de servicio técnico y comercial, solo se consideraría la implementación del sistema de información al cliente (CIS) y el sistema de información geográfica (GIS), los cuales son imprescindibles en un sistema de distribución inteligente que es a donde se dirige la red de esta distribuidora. Así también, se estimaría conveniente el aumento de la capacidad del sistema de gestión de datos (MDMS) ya que la red deberá actualizarse y desarrollarse conforme se incremente la densidad de población en la zona de suministro de la distribuidora.

En cuanto al precio de un software de gestión de datos para un sistema AMI, se considera el siguiente caso de cotización para un proyecto planteado en una universidad de Ecuador:

- El autor de una tesis de una universidad de Ecuador, que trata sobre la factibilidad de implementación de un sistema AMI en una ciudad de dicho país, realizó cotizaciones referenciales sobre equipo de medición y softwares. Una propuesta fue de la marca Elster que presenta la solución Energy Axis para sistemas AMI, que presenta un software llamado Energy Manager, el cual fue cotizado referencialmente en el año 2011 a un costo de US\$ 60 000,00, el cual es el monto correspondiente a la licencia de utilización del software. Aplicando el cálculo, respectivamente al precio del software, de un 8,8 % de inflación de la moneda de dólar estadounidense, resulta que representaría un valor actual referencial de US\$ 65 280,00.

Cabe recordar que el precio es extraído de un documento de estudio de un proyecto planteado en Ecuador, por lo tanto, es de índole referencial. Por otro lado, analizando el precio indicado anteriormente, es permitido deducir entonces que éstos dependen del tipo de software, del proveedor, del tipo de tecnología con que se trabaja, entre otros aspectos.

Por lo tanto, se puede determinar que los precios del software varían mucho, por lo que solo en un estudio de factibilidad donde ya se proponga un proyecto en concreto se podrá establecer un precio más acorde con la realidad de cada distribuidora.

6.2.4. Costos de instalación

Para el estudio de los costos de instalación, según los distintos proveedores, se determina que estos se encuentran más asociados a la cantidad de dispositivos que se requieran implementar y en el tiempo en que se

propone finalizar, más detalladamente y en forma de lista se definen los siguientes parámetros por tomar en cuenta para los costos de instalación:

- Cantidad de personas que conforman las cuadrillas de instalación.
- Calificación de las personas que componen las cuadrillas.
- Costo anual asociado a remuneraciones y equipamiento de las cuadrillas.
- Tiempo de instalación o bien rendimiento.
- Tiempos de desplazamiento de las cuadrillas que realizan la instalación.

Adicional se establecen otros costos, muy importantes de tomar en cuenta, que son los que no dependen de la cantidad de equipos como tal, pero sí de personal con grandes capacidades, algunos de estos costos son:

- Planificación del proyecto de instalación
- Administración de personal y tiempo, equipamiento
- Operación de la instalación
- Supervisión del proyecto a llevar a cabo

Considerando proyectos de índole inteligente realizados en distintos establecimientos, tomando como base lo que han informado los proveedores a los implementadores de estos proyectos, sin existir gran diferencia en la distinta tecnología, tomando en cuenta todo lo que implica la instalación anteriormente descrita, se presentan a continuación los costos por unidad de medidor:

Tabla XIX. **Costos por unidad de medidor monofásico, trifásico y colector**

Equipo	Zona	Costo de instalación
Medidor monofásico	Urbana	30 USD/medidor
	Rural	75 USD/medidor
Medidor trifásico	Urbana	37,50 USD/medidor
	Rural	100 USD/medidor
Equipo colector	Urbana	37,50 USD/medidor
	Rural	100 USD/medidor

Fuente: GTD Ingenieros Consultores. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.*
p. 81.

Cabe recordar que la información es extraída del informe de medidores inteligentes desarrollado por la Comisión Nacional de Energía de Chile adecuado para planteamiento de proyectos por realizar en tal país, por lo que los precios son totalmente de índole referencial.

6.3. Análisis de costo referencial de una propuesta de plan piloto

Examinando las secciones anteriores se ha establecido que la región rural tiene la menor calidad de servicio técnico y comercial, y, para el caso de la región urbana, tiene buen servicio, pero puede mejorar con la actualización de tecnologías. A continuación, se presenta la propuesta técnica considerada más apropiada del tipo de infraestructura a implementar de red de comunicación, medidores inteligentes y los sistemas de gestión de datos idóneos para lograr cumplir con los objetivos de la optimización de las redes de distribución del SNI. Así también, se establecen precios referenciales para la red de comunicación, medidores y sistemas.

Por lo tanto, en esta sección se utilizará toda la información recabada para hacer un análisis económico del costo de inversión referencial para la implementación de un sistema inteligente en las redes de distribución de DEOCSA, DEORSA y EEGSA. Se analiza un 10 % de la cantidad total de usuarios en las distribuidoras, con el fin de establecer una propuesta de implementación de plan piloto.

Como primer paso, se determina la cantidad de usuarios a los que cada distribuidora ofrece servicio eléctrico, lo que conlleva a conocer la cantidad de medidores inteligentes a integrar y su costo:

Tabla XX. **Costo total de medidores para la propuesta de plan piloto**

Distribuidora	Total de usuarios	10% del total de usuarios	Costo unidad de medidor	Costo total (USD)
DEOCSA	1 200 545	120 054	60 USD/Unidad	7 203 240,00
DEORSA	728 257	72 826	60 USD/Unidad	4 369 560,00
EEGSA	1 224 594	122 460	60 USD/Unidad	7 347 600,00
Total	1 928 802	192 880	-	18 920 400,00

Fuente: Datos de totales de tabla V y tabla VI. Elaboración propia.

Para continuar, se determina el área de la región de cobertura para cada distribuidora, es decir, la suma de los kilómetros cuadrados de los departamentos a los que cada distribuidora ofrece servicio eléctrico. Esto se logra utilizando la información ofrecido por el informe Guatemala en cifras del Banco de Guatemala que ofrece la superficie de cada departamento, y, por otro lado, cada distribuidora presenta su región de cobertura, por lo cual, se recolectan los datos y se muestran en el apéndice 5.

Con la región de cobertura de cada distribuidora se determina la cantidad de colectores de medición que se deberían implementar para establecer la red de comunicación del sistema inteligente, y así también el costo por unidad y costo total.

En lo que respecta a la cobertura de los colectores, el informe “Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas” realizado en 2016 por la CNE de Chile, expone la siguiente información:

- Para la RF MESH, cada colector puede agrupar 2 500 medidores cubriendo un radio aproximado de 2 kilómetros de distancia, resultando un total de 12,57 kilómetros cuadrados de área de cobertura por cada colector. El precio por cada colector de la RF tipo MESH es de 4 000 dólares.
- Para la RF-LA, cada colector puede agrupar 10 000 medidores con un alcance de 225 kilómetros cuadrados. El precio por cada colector de la RF-LA es de 15 000 dólares.

Así entonces, basta con dividir la extensión territorial de la región de estudio, la cual es el 10 % del total de la región de suministro de cada distribuidora, entre el área de cobertura de cada colector para determinar la cantidad total de colectores que se necesitarán para cubrir la implementación de la propuesta del plan piloto. A continuación, se presenta la tabla que resume lo anteriormente descrito:

Tabla XXI. **Costo total de colectores para la propuesta de plan piloto**

Distribuidora	Total de km^2	10% del total de área km^2	km^2 por colector	Total de colectores	Precio por cada colector (USD)	Costo total (USD)
DEOCSA	29 989	2 998,90	225	14	15 000	210 000
DEORSA	71 964	7 196,40	225	32	15 000	480 000
EEGSA	6 975	697,50	12.57	56	4 000	224 000
Total	108 928	10 892,80	-	102	-	914 000

Fuente: GTD Ingenieros Consultores. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas.*
Tablas V y VI del segundo capítulo del presente trabajo de graduación.

Para establecer referencialmente el costo de la red de comunicación, se toma en cuenta los componentes necesarios para la implementación de los colectores. En el apéndice 6 se muestra el total de costo para la red de comunicación de la distribuidora DEOCSA siendo de 224 001,54 USD, en el apéndice 7 para DEORSA siendo el costo de 512 003,52 USD y en el apéndice 8 para EEGSA el costo es de 280 006,16 USD.

Por último, se establece la propuesta técnica de la implementación del plan piloto de los sistemas de gestión de datos, para lo cual, se utilizará la propuesta de la marca Elster con el software Energy Manager de su solución Energy Axis para sistemas AMI. En lo que el costo será de 65 280,00 dólares que corresponde a la licencia de utilización del software. Esta información se encuentra más detallada en la sección 6.2.3.

Para finalizar, en la siguiente tabla se presenta el costo total de una inversión referencial de una propuesta de plan piloto de implementación de un sistema inteligente de medición y control en las redes de distribución de DEOCSA, DEORSA y EEGSA.

Tabla XXII. **Costo total de inversión referencial para propuesta de plan piloto**

Distribuidora	Equipo de medición (USD)	Red de comunicación (USD)	Sistema de gestión de datos (USD)	Costo total de inversión referencial (USD)
DEOCSA	7 203 240	224 502,46	65 280,00	7 493 022,46
DEORSA	4 369 560	513 148,48	65 280,00	4 947 988,48
EEGSA	7 347 600	282 009,34	65 280,00	7 694 889,34
Total	11 572 800	1 019 660,28	195 840,00	20 135 900,30

De acuerdo a los determinados costos totales y al tipo de cambio actual publicado por el Banco de Guatemala de Q7,40 por dólar estadounidense, los costos totales de la inversión referencial, para el plan piloto de la implementación de sistemas inteligentes de medición y control para las redes de distribución del SNI, en moneda quetzal serían de: Q55 448 366,20 para la empresa distribuidora DEOCSA, Q36 615 114,75 para la empresa distribuidora DEORSA y Q56 942 181,11 para la empresa distribuidora EEGSA. Es un total de Q149 005 662,22 de inversión entre las tres empresas distribuidoras del sistema eléctrico de Guatemala.

6.4. Análisis de beneficio de la implementación de los sistemas de medición y control

La implementación de sistemas de medición y control en redes de distribución rural del sistema nacional interconectado, con un significativo grado de inteligencia, puede ofrecer un efecto progresivo en la eficiencia de la administración de la energía eléctrica y un aumento considerable en la calidad del servicio técnico y comercial.

La integración tecnológica en los sistemas de distribución puede considerarse de alto costo económico, pero así también representa un avance significativo al sistema eléctrico general y, por ende, en el desarrollo educativo, ambiental, socio económico, entre otros., de un país.

Los sistemas de control y medición inteligentes en un sistema de distribución representan beneficios tanto para el agente distribuidor como para el usuario, estos beneficios son descritos a continuación.

6.4.1. Beneficios para el distribuidor

Las distribuidoras como empresas proveedoras de energía eléctrica deben ofrecer alta calidad de servicio de suministro, deben administrar el flujo de energía y controlar que no existan inconvenientes en el transcurso del transporte en las líneas de media tensión, deben inspeccionar continuamente la entrega de la energía para la mayor reducción posible de la negligencia de los usuarios, entre otros.

La implementación de equipo tecnológico y sistemas inteligentes en las redes de distribución benefician al distribuidor ya que aportan en ámbitos como la reducción de las pérdidas de energía, elevan la eficiencia del consumo, automatizan la infraestructura de la red, ofrecen una mejora en el servicio técnico y comercial, elevan la resistencia ante las perturbaciones en la red, disminuye los costos de maniobra y control, automatiza las operaciones de mantenimiento, entre otras.

A continuación, se listan las actividades donde se presenten ahorros económicos como beneficios para un distribuidor que integre nueva tecnología de medición y control:

- Bajo costo de lectura de los consumos de los usuarios: los medidores inteligentes permiten que la lectura de los distintos parámetros eléctricos (potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, entre otros) sea en tiempo real y sin depender del personal que deba ir hasta el sitio del consumidor a tomar lecturas, además del costo que conlleva la gestión y el costo al personal técnico.
- Ahorro en cortes y reconexiones: cuando se realiza la operación de corte de servicio eléctrico, sea cualquiera la causa que lo haya motivado, ya no se necesitaría de un personal técnico que deba llegar hasta el sitio de suministro, debiendo gestionar el tiempo pudiendo ser mayor que la tolerancia admisible, lo cual causaría un pago de indemnización del distribuidor al usuario. Además del costo económico del personal técnico; pues la operación de corte se podría realizar remotamente en tiempo real, así también la reconexión al momento que el usuario haya abonado el pago que correspondiera.
- Reducción de las pérdidas no técnicas (hurto): en caso de existir robo de energía en las redes de distribución rurales del sistema eléctrico guatemalteco, sería considerado un factor importante a evitar. Por medio del monitoreo constante con equipo inteligente en muchas partes de la red, como lo pueden ser los medidores inteligentes, se puede llegar a mermar considerablemente el hurto de energía.
- Reducción en la energía no suministrada debido a interrupciones: todo equipo eléctrico inteligente que forme parte del sistema de distribución puede tener una característica sensorial que permitiría una localización más precisa de fallas y el aviso instantáneo a la distribuidora, y así

entonces, una considerable disminución de frecuencia y tiempo de interrupción.

6.4.2. Beneficios para el consumidor

El usuario, siendo el consumidor de la energía distribuida, debe cumplir con las normas establecidas por la CNEE para mantener parámetros regulados, como lo es el factor de potencia, dependiendo del tipo de tarifa aplicada al usuario en particular. Por otro lado, el usuario tiene el derecho de exigir por una correspondiente calidad del servicio técnico y comercial suministrado por el distribuidor.

La integración de inteligencia en los dispositivos eléctricos de medición y control constituirían beneficios muy significantes para el consumidor de energía eléctrica. Los sistemas y dispositivos inteligentes permitirían que el usuario pueda gestionar su consumo de energía, recibir una mayor calidad de servicio técnico y comercial, recibir instantáneamente mensajes informativos por parte del proveedor, entre otros.

A continuación, se listan las actividades que representan ahorros económicos como beneficios para un usuario al cual se le ofrezca el servicio de energía eléctrica con integración de la tecnología inteligente de medición y control:

- Reconexiones inmediatas: la actividad de reconexión del servicio de energía eléctrica se establece de forma instantánea en la realización del pago correspondiente de la multa que hubiera ocasionado la desconexión inicial.

- Calidad de facturación: la calidad de facturación para el usuario se mejoraría, ya que la medición se realizaría por el dispositivo inteligente y no por un personal técnico, se reducirían los errores de lecturas, estimaciones y re-facturaciones. Además, desaparecen los gastos operativos, con lo que el usuario pagaría únicamente por el consumo neto de la energía eléctrica.
- Oportunidad de servicio prepago: los sistemas inteligentes permiten que el usuario pueda establecer una cantidad específica de compra de energía antes de consumirla, así el usuario podrá gestionar el verdadero consumo necesario y proteger de mejor manera sus finanzas.
- Establecer control en el consumo: los dispositivos y sistemas inteligentes permiten que el distribuidor envíe al usuario información necesaria para tomar decisiones de gestión del consumo de energía eléctrica. Por ejemplo, el usuario podrá visualizar vía internet el consumo de energía en tiempo real, podrá recibir notificaciones por interrupción programada, entre otras.
- Mayor calidad de energía consumida: por el acceso a nuevos productos tecnológicos y sistemas inteligentes, la energía suministrada al usuario ofrece una calidad muy satisfactoria en relación con la regulación de tensión, interrupciones no programadas, entre otras.
- Acceso de los usuarios a tarifas flexibles: con la integración de los sistemas de medición y control inteligentes el distribuidor ofrece al usuario un pliego más extenso y favorable de tarifas, con lo que apoya en la gestión de la utilización de energía por parte del usuario.

6.4.3. Otros beneficios

Además de los beneficios en particular a los distribuidores y usuarios antes descritos, de la implementación de los sistemas inteligentes de medición y control en una red de distribución, se debe mencionar otros que se dan a la población en general en relación con el desarrollo económico, social, ambiental y, en general, al progreso de un país. Algunos de los beneficios adicionales que son importantes mencionar son los siguientes:

- **Desarrollo socioeconómico:** la implementación nuevos dispositivos tecnológicos, la estimulación de promover la innovación en aplicaciones y sistemas inteligentes, la instalación y mantenimiento de estos dispositivos y sistemas, entre otros, impulsa la generación de nuevas fuentes de trabajo y, por ende, el crecimiento económico de la región.
- **Impacto ambiental:** en cierto rango horario (entre 18:00 – 22:00 horas) del día se producen picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales, comúnmente de combustibles contaminantes, para poder abastecer las necesidades de energía. Al conocer en tiempo real el costo de la energía (en el pico de demanda sería mayor el costo), para redistribuirla con mayor uniformidad, se evitaría en gran medida los picos de demanda y con ello la contaminación ambiental.
- **Servicio público:** el control y gestión inteligente de la energía eléctrica favorecen a la población en general al incidir en la calidad de servicio técnico como lo puede ser en el alumbrado público, manteniendo en este una mejor regulación de tensión y la misma eficiencia energética. Así también, el aumento en la calidad del servicio de energía eléctrica

en el área rural puede significar un aporte para el desarrollo progresivo de la educación.

- Promover la integración de más inteligencia: con los efectos positivos que pueda generar la implementación de la medición y control inteligentes, se promueve la integración de otros sistemas ligados a la red eléctrica inteligente para estar cada vez más cerca de ella. Estos sistemas son por ejemplo la casa inteligente, la generación de energía distribuida y renovable, la utilización de vehículos eléctricos, entre otras.

CONCLUSIONES

1. La descentralización, desmonopolización y reforma estructural del sub sector eléctrico por medio de políticas energéticas, marco institucional, marco regulatorio y un mercado eléctrico libre, conlleva a la explotación de la capacidad de generación y ejecución de proyectos de transporte a nivel nacional e internacional. Así se logran alcanzar un sistema eléctrico competitivo y con incentivo para la inversión en un desarrollo sostenible.
2. La cobertura de energía eléctrica ofrecida por la distribuidora DEORSA, con un índice de cobertura de 67,00 % en Petén y 44,0 % en Alta Verapaz, refleja un bajo nivel de desarrollo en la región nororiente, en contraste con el 99,03 % que ofrece EEGSA para la parte central del país, y en lo que DEOCSA ofrece una cobertura promedio media-alta de 95,36 % para la región occidental.
3. Una red eléctrica inteligente se constituye sobre los avances de la tecnología, aumentando su complejidad de operación y sumando beneficios al servicio de suministro de energía eléctrica para todo participante del sub sector eléctrico.
4. En una red eléctrica inteligente se establece una variedad de dispositivos de medición y recolección de datos, redes de comunicación, sistemas de gestión de datos, software, etcétera con características funcionales específicas, permitiendo diseñar con flexibilidad una red eléctrica con el nivel de capacidad inteligente que se proponga.

5. Actualmente el marco regulatorio no contiene normativos que regule los procesos en una red eléctrica inteligente. Por lo tanto, se desenvolverá la reforma de la regulación en una red inteligente conforme se desarrolle el plan de implementación técnica de dispositivos, redes de comunicación y sistemas de gestión que la integren.
6. En el caso de la implementación de un sistema inteligente tanto en el área urbana como rural, la evaluación de las bases del estudio de mercado, el marco regulatorio reformado y la propuesta técnica, permiten establecer, en términos teóricos, una resolución factible puesto que la propuesta presenta una alta capacidad de adaptabilidad técnica.
7. Para DEORSA la inversión de Q36,61 millones en un sistema inteligente es teóricamente recomendable debido a los beneficios de incrementar a grandes rasgos la calidad de servicios técnicos y comerciales. Para DEOCSA la propuesta para el proyecto con inversión de Q55,44 millones es prácticamente rechazable, ya que el costo monetario es elevado y su incumplimiento a la calidad del servicio técnico y comercial es relativamente bajo. Y para EEGSA la inversión de Q56,94 millones, representa el costo más elevado debido a que es la distribuidora con el mayor número de usuarios del SNI, sin embargo, es aceptable ya que suministra una región muy importante del país y económicamente tiene la capacidad de implementar la inteligencia en su red.
8. La incorporación de un sistema inteligente de energía eléctrica podría impulsar desarrollo a nivel nacional en la economía, educación, seguridad, salud y ambiente.

RECOMENDACIONES

1. Plantear, planear e iniciar con la ejecución de programas de integración tecnológica paralelamente al cumplimiento de la expansión de la red de transporte y generación de energía eléctrica.
2. Evaluar el beneficio-costo de la renovación de la infraestructura de las redes rurales, ya que una posible causa de la baja calidad de servicio puede ser la insuficiente cantidad de equipo y la antigüedad de la infraestructura.
3. Realizar un plan a largo plazo de implementación de sistemas inteligentes de medición y control, iniciando con la incorporación de medidores inteligentes, continuando con la reestructuración del sistema de comunicación y finalizando con la integración de los softwares requeridos por cada empresa distribuidora.
4. Buscar posibles métodos de financiación y analizar si estos determinan factibilidad económica en la implementación de sistemas inteligentes en las redes eléctricas rurales.
5. Instar el apoyo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la formulación de normativos que se deban integrar en el marco regulatorio de sistemas inteligentes en las redes de distribución del sistema nacional interconectado.

6. Realizar un estudio de factibilidad que establezca si los lineamientos técnicos, económicos, regulatorios, institucionales y estructurales son viables para la ejecución de un proyecto de implementación de sistemas eléctricos inteligentes en el país.

7. Sugerir a las empresas distribuidoras DEOCSA y DEORSA mejorar el servicio de suministro de energía eléctrica por medio de la implementación de sistemas eléctricos inteligentes, debido a los antecedentes que muestran una baja calidad de servicio técnico y comercial.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Norma de Coordinación Comercial núm 14. Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial*. Guatemala: AMM, 2002. 36 p.
2. ALVARADO BRITO, Johan. *Servicios de medición avanzada (AMI) para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación ecuatoriana*. Tesis de Maestría. Ciudad de Cuenca, Ecuador: Universidad Católica de Cuenca. 2011. 155 p.
3. ÁLVAREZ ÁLVAREZ, C. y SEMA ALZATE, F. *Normatividad sobre redes inteligentes*. Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico –CIDET. Medellín, Colombia. 2012. 11 p.
4. BENALCÁZAR, W., ROBALINO, R. y ESPINOSA, S. *Estudio del sistema para la gestión de interrupciones OMS, en redes de distribución eléctrica y de los requerimientos para su implementación*. INGENIUS. N. °9, (enero-junio). 2014. p.42-49.
5. Bureau of Labor Statistics Data, United States Department of Labor. *Databases, Tables & Calculators by Subject*. [en línea].<https://data.bls.gov/timeseries/PCU2211--2211--?data_tool=XGtable>. [Consulta: 21 de marzo de 2018].

6. Copyright © 2010 Esri. *GIS for Electric Distribution*. Nueva York. [en línea]. <<http://www.esri.com/library/brochures/pdfs/gis-for-electric-distribution.pdf>>. [Consulta: 20 de septiembre de 2017].
7. CORONEL GUTIÉRREZ, Marco V. *Estudio para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.* Tesis de Ing. Eléctrica. Ciudad de Cuenca, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana. 2011. 267 p.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Ley general de electricidad, reglamento de la ley general de electricidad y reglamento del administrador del mercado mayorista*. Guatemala: Ministerio de Energía y Minas, 2007. 19 p.
9. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía NTGDR*. Guatemala: MEM, 2014. 120 p.
10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas Técnica del Servicio de Distribución NTSD*. Guatemala: CNEE, 2016. 144 p.
11. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio estadístico 2011*. Guatemala: CNEE, 2012. 55 p.
12. _____ . *Compendio estadístico 2012*. Guatemala: CNEE, 2013. 92 p.

13. _____ . *Compendio estadístico 2013*. Guatemala: CNEE, 2014. 81 p.
14. _____ . *Compendio estadístico 2014*. Guatemala: CNEE, 2015. 72 p.
15. _____ . *Compendio estadístico 2015*. Guatemala: CNEE, 2016. 99 p.
16. _____ . *Compendio estadístico 2016*. Guatemala: CNEE, 2017. 77 p.
17. DE CÓRDOVA, Alonso. *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*. GTD Ingenieros Consultores. 2016. 138 p.
18. IDROVO CORONEL, Diego Rolando y REINOSO TORRES, Sebastián Marcelo. *Análisis de factibilidad para la implementación de un sistema AMI (Advanced Metering Infrastructure) mediante contadores inteligentes por parte de la Empresa Eléctrica Azogues*. Trabajo de graduación para Ingeniería Electrónica. Universidad Politécnica de Salesiana del Ecuador. 2012. 227 p.
19. Landis+Gyr. *Advanced communication solutions for the Smart grid RF Mesh*. Zug, Suiza. [en línea]. <<https://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2012/12/RFMeshBrochure.pdf>> [Consulta: 18 de septiembre de 2017].

20. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital de España. *Smart Grids y la evolución de la red eléctrica*. [en línea]. <http://www.minetad.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades/2010/Federaci%C3%B3n%20de%20Entidades%20de%20Innovaci%C3%B3n%20y%20Tecnolog%C3%ADa/SMART_GRIDS_Y_EVOLUCION_DE_LA_RED_ELECTRICA.pdf> [Consulta: 11 de julio de 2017].
21. REINOSO SEGARRA, Pablo Andrés. *Estudio de las redes eléctricas inteligentes –Smart Grid*. Trabajo de graduación. Ciudad de Cuenca, Ecuador: Universidad Católica de Cuenca, 2013.
22. SISCO. *61968-9 Meter Reading and Control*. [en línea]. <<http://cimug.ucaiug.org/Meetings/Oslo2014/Supporting%20Documents/CIM%20University/04-61968-9%20Meter%20Reading%20and%20Control.pdf>> [Consulta: 14 de septiembre de 2017].
23. WiMAX Forum. [en línea]. <www.wimaxforum.org>. [Consulta: 19 de octubre de 2017].

APÉNDICES

Apéndice 1. **Datos tabulados de facturación errónea**

		2014		2015		2016	
		1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre	1er Semestre	2do Semestre
D E C S A	Monto reclamado	Q1 721 410,00	Q4 985 850,00	Q808 629,78	Q588 806,51	Q469 410,00	Q691 094,00
	Monto refacturado	Q137 860,00	Q278 350,00	Q205 026,55	Q132 092,77	-	-
	Indemnización	Q0,00	Q0,00	Q80 862,98	Q58 880,65	Q19 038,00	Q27 357,00
D E O R S A	Monto reclamado	Q2 222 990,00	Q5 959 440,00	Q1 414 571,97	Q1 289 289,24	Q1 062 807,00	Q1 306 335,00
	Monto refacturado	Q151 250,00	Q53 230,00	Q340 369,61	Q407 666,35	-	-
	Indemnización	Q0,00	Q0,00	Q141 457,20	Q128 928,92	Q46 941,00	Q69 109,00
E E G S A	Monto reclamado	Q479 460,00	Q348,86	Q269 257,05	Q378 639,73	Q190 382,00	Q273 568,00
	Monto refacturado	Q194 500,00	Q145,42	Q97 440,73	Q248 601,71	-	-
	Indemnización	Q28 500,00	Q20,34	Q26 925,71	Q37 863,97	Q106 281,00	Q130 633,00

Fuente: elaboración propia en Excel 2010.

Apéndice 2. **Datos tabulados de porcentaje reclamos**

		DEOCSA	DEORSA	EEGSA
2014	1°	2,97 %	4,15 %	0,18 %
	2°	3,97 %	5,83 %	0,14 %
2015	1°	2,97 %	4,37 %	0,11 %
	2°	2,75 %	3,90 %	0,09 %
2016	1°	2,52 %	3,90 %	0,08 %
	2°	2,67 %	4,08 %	0,10 %

Fuente: elaboración propia en Excel 2010.

Apéndice 3. **Datos tabulados de tiempo de resolución de reclamos**

		DEOCSA	DEORSA	EEGSA
2014	1°	3,63	3,97	2,89
	2°	2,92	3,69	2,56
2015	1°	2,24	3,15	2,83
	2°	2,44	2,89	2,99
2016	1°	2,13	2,53	2,74
	2°	2,84	2,65	2,96

Fuente: elaboración propia en Excel 2010.

Apéndice 4.

Datos tabulados de reconexiones

	2014		2015		2016	
	1°	2°	1°	2°	1°	2°
Total de cortes	79 525	87 781	98 629	103 988	116 295	104 600
Reconexiones en plazo	77 293	53 569	68 993	81 466	99 880	91 920
Reconexiones fuera de plazo	3 205	5 036	2 863	3 348	194	1 705
Pendientes	30 821	29 176	105	19 174	135	10 975
Total de cortes	64 741	63 188	78 563	87 134	89 793	83 004
Reconexiones en plazo	31 290	32 346	48 061	60 923	69 521	68 810
Reconexiones fuera de plazo	11 850	8 282	5 184	7 339	5 481	4 014
Pendientes	21 601	22 560	168	18 872	289	10 180
Total de cortes	32 082	30 967	28 469	27 130	26 820	27 736
Reconexiones en plazo	31 710	30 642	28 096	26 785	26 524	27 386
Reconexiones fuera de plazo	372	325	373	345	296	350
Pendientes	-	-	-	-	0	0

Fuente: elaboración propia en Excel 2010.

Apéndice 5. **Área de cada departamento de Guatemala y la distribuidora que lo suministra**

No.	Departamento	Área en km²	Distribuidora
1	Guatemala	2 126	EEGSA
2	El Progreso	1 922	DEORSA
3	Sacatepéquez	465	EEGSA
4	Chimaltenango	1 979	DEOCSA
5	Escuintla	4 384	EEGSA
6	Santa Rosa	2 995	DEORSA
7	Sololá	1 061	DEOCSA
8	Totonicapán	1 061	DEOCSA
9	Quetzaltenango	1 953	DEOCSA
10	Suchitepéquez	2 510	DEOCSA
11	Retalhuleu	1 856	DEOCSA
12	San Marcos	3 791	DEOCSA
13	Huehuetenango	7 400	DEOCSA
14	Quiché	8 378	DEOCSA
15	Baja Verapaz	3 124	DEORSA
16	Alta Verapaz	8 686	DEORSA
17	Petén	35 855	DEORSA
18	Izabal	9 038	DEORSA
19	Zacapa	2 690	DEORSA
20	Chiquimula	2 376	DEORSA
21	Jalapa	2 063	DEORSA
22	Jutiapa	3 216	DEORSA

Fuente: elaboración propia. Datos del informe Guatemala en cifras del Banco de Guatemala.

Apéndice 6. **Inversión para red de comunicación tipo RF-LA para propuesta piloto de distribuidora DEOCSA**

Componente	Costo unitario	Cantidad total	Costo total
Colector	15 000,00 USD	14	210 000 USD
Equipo de montaje para colector	146,62 USD	14	2 052,68 USD
Repetidor	329,91 USD	14	4 618,74 USD
Equipo de montaje para repetidor	51,31 USD	14	718,34 USD
Router	508,05 USD	14	7 112,70 USD
Costo total			224 502,46 USD

Fuente: elaboración propia. Tabla XVII.

Apéndice 7. **Inversión para red de comunicación tipo RF-LA para propuesta piloto de distribuidora DEORSA**

Componente	Costo unitario	Cantidad total	Costo total
Colector	15 000,00 USD	32	480 000 USD
Equipo de montaje para colector	146,62 USD	32	4 691,84 USD
Repetidor	329,91 USD	32	10 557,12 USD
Equipo de montaje para repetidor	51,31 USD	32	1 641,92 USD
Router	508,05 USD	32	16 257,6 USD
Costo total			513 148,48 USD

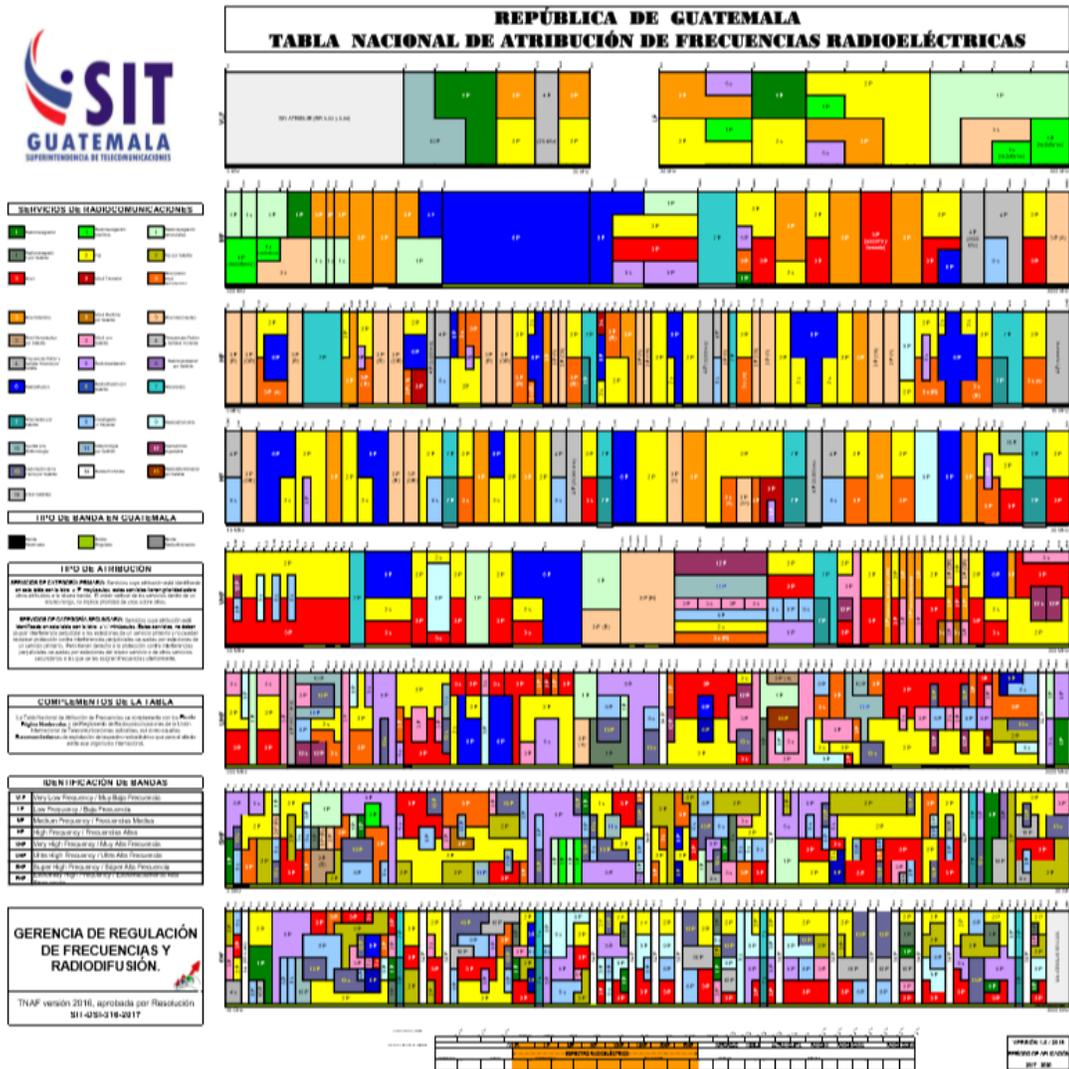
Fuente: elaboración propia. Tabla XVII.

Apéndice 8. **Inversión para red de comunicación tipo RF MESH para propuesta piloto de distribuidora EEGSA**

Componente	Costo unitario	Cantidad total	Costo total
Colector	4 000,00 USD	56	224 000 USD
Equipo de montaje para colector	146,62 USD	56	8 210,72 USD
Repetidor	329,91 USD	56	18 474,96 USD
Equipo de montaje para repetidor	51,31 USD	56	2 873,36 USD
Router	508,05 USD	56	28 450,80 USD
Costo total			282 009,34 USD

ANEXOS

Anexo 1. Tabla nacional de atribución de frecuencias radioeléctricas



Fuente: Superintendencia de Telecomunicaciones. *Tabla nacional de atribución de frecuencias radioeléctricas*. Consulta: 13 de febrero de 2018.

Anexo 2. Solicitud de Información a la Unidad de Información Pública de la CNEE acerca de la Infraestructura de las redes de distribución de EEGSA, DEOCSA y DEORSA



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Expediente **UIP-17-17**

UIP-RFUIP2017-17

UNIDAD DE INFORMACIÓN PÚBLICA, COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
Guatemala, diez de marzo de dos mil diecisiete.-----

CONSIDERANDO: Que con fecha 2 de marzo de 2017, **Diego Andrés Gómez Godínez** solicitó información relacionada con la infraestructura de las redes de distribución de EEGSA, DEOCSA, DEORSA, así como con la actual cobertura de suministro de estas Distribuidoras. **CONSIDERANDO:** Que con fecha 6 de marzo de 2017, la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió providencia identificada como **UIP-ProvUIP2017-17** por medio de la cual admitió para su trámite la solicitud presentada por **Diego Andrés Gómez Godínez**. **CONSIDERANDO:** Que la Ley de Acceso a la Información Pública establece en el artículo 42 lo siguiente: "Presentada y admitida la solicitud, la Unidad de Información donde se presentó, debe emitir resolución dentro de los diez días siguientes en alguno de los sentidos que a continuación se expresan: 1. Entregando la información solicitada; 2. Notificando la negativa de la información cuando el interesado, dentro del plazo concedido, no haya hecho las aclaraciones solicitadas o subsanado las omisiones a que se refiere el artículo anterior; 3. Notificando la negativa de la información total o parcialmente, cuando se tratara de la considerada como reservada o confidencial; o, 4. Expresando la inexistencia.". Asimismo, la referida ley establece en el artículo 45 que: "A toda solicitud de información pública deberá recaer una resolución por escrito (...) Quienes solicitaren información pública tendrán derecho a que ésta les sea proporcionada por escrito (...) La información se proporcionará en el estado en que se encuentre en posesión de los sujetos obligados. La obligación no comprenderá el procesamiento de la misma, ni el presentarla conforme al interés del solicitante.". **POR TANTO:** En cumplimiento a la normativa legal vigente y a lo establecido anteriormente, la Unidad de Información Pública, de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **RESUELVE: I)** Entregar la **información disponible** en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a **Diego Andrés Gómez Godínez Vides**, la cual fue remitida por la Gerencia de Tarifas a la Unidad de Información Pública, y está contenido en un (1) disco compacto que se adjunta a la presente Resolución. **II)** Previa notificación a **Diego Andrés Gómez Godínez Vides**, archívese el presente expediente.

Ingeniero M.A. Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Coordinador de la Unidad de Información Pública
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Mp. Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Coordinador Unidad Información Pública
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

Anexo 3. **Solicitud de Información a la Unidad de Información Pública acerca de los indicadores de servicio técnico de las distribuidoras EEGSA, DEOCSA y DEORSA**



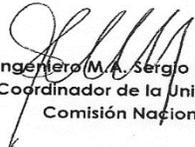
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2321-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2321-8002

Expediente **UIP-17-43**

UIP-RFUIP2017-43

UNIDAD DE INFORMACIÓN PÚBLICA, COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Guatemala, veintiocho de agosto de dos mil diecisiete.

CONSIDERANDO: Que con fecha 16 de agosto de 2017, Diego Andrés Gómez Godínez, solicitó a la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE-, información relacionada con los indicadores de servicio técnico (FMIK, TTIK, FIU, TIU) por circuito en las redes de distribución de EEGSA, DEOCSA y DEORSA. **CONSIDERANDO:** Que con fecha 25 de agosto de 2017, la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitió providencia identificada UIP-ProvUIP2017-44, por medio de la cual admitió para su trámite la solicitud presentada por Diego Andrés Gómez Godínez. **CONSIDERANDO:** Que la Ley de Acceso a la Información Pública establece en el **artículo 42** que: "Presentada y admitida la solicitud, la Unidad de Información donde se presentó, debe emitir resolución dentro de los diez días siguientes en alguno de los sentidos que a continuación se expresan: 1. Entregando la información solicitada; 2. Notificando la negativa de la información cuando el interesado, dentro del plazo concedido, no haya hecho las aclaraciones solicitadas o subsanado las omisiones a que se refiere el artículo anterior; 3. Notificando la negativa de la información total o parcialmente, cuando se tratará de la considerada como reservada o confidencial; o, 4. Expresando la inexistencia.". Asimismo, la referida ley establece en el **artículo 45** que: "A toda solicitud de información pública deberá recaer una resolución por escrito (...) Quienes solicitaren información pública tendrán derecho a que ésta les sea proporcionada por escrito (...) La información se proporcionará en el estado en que se encuentre en posesión de los sujetos obligados. La obligación no comprenderá el procesamiento de la misma, ni el presentarla conforme al interés del solicitante.". **POR TANTO:** En cumplimiento a la normativa legal vigente y a lo establecido anteriormente, la Unidad de Información Pública de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, **RESUELVE: I)** Entregar la **información disponible** en la Comisión Nacional de Energía Eléctrica a Diego Andrés Gómez Godínez, misma que fue remitida por la Gerencia de Regulación de Calidad a la Unidad de Información Pública y se acompaña a la presente resolución en un (1) disco compacto. **II)** Previa notificación a Diego Andrés Gómez Godínez, archívese el presente expediente. **Artículos:** 12, y 28 de la Constitución Política de la República de Guatemala; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 16, 17, 18, 20, 21, 22, 23, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44 y 45 del Decreto 57-2008, Ley de Acceso a la Información Pública. **Notifíquese.-**


Ingeniero (M.A.) Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Coordinador de la Unidad de Información Pública
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

M.A. Sergio Oswaldo Velásquez Moreno
Coordinador Unidad Información Pública
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA