



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

**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACIÓN
COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)**

Erwin Hugo Leonel Palencia Villatoro
Asesorado por el Ing. José Andrés Escobar Iriarte

Guatemala, noviembre de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACIÓN
COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ERWIN HUGO LEONEL PALENCIA VILLATORO
ASESORADO POR EL ING. JOSÉ ANDRÉS ESCOBAR IRIARTE

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santizo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godinez
EXAMINADOR	Ing. Byron Armando Cuyán Culajay
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACIÓN
COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 17 octubre de 2017.



Erwin Hugo Leonel Palencia Villatoro

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala 22 de julio de 2019

Ing. Fernando Moscoso
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala


Estimado Ingeniero Moscoso,

Atentamente le informo que he asesorado el trabajo de graduación titulado **“PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACION COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)”**, elaborado por el estudiante Erwin Hugo Leonel Palencia Villatoro, el cual fue desarrollado y concluido de manera satisfactoria.

En mi calidad de asesor, le informo que he revisado el mencionado trabajo y considero que cumple con el contenido y objetivos fijados, en el entendido que el autor de este trabajo y el suscrito, como asesor, somos responsables de su contenido.

Sin otro particular me suscribo a usted

Atentamente,


Ing. José Andrés Escobar I.
Colegiado # 13177
Asesor

José Andrés Escobar I.
Ingeniero Electricista
Col. 13177



REF. EIME 56. 2019.
22 de JULIO 2019.

Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA
DE COORDINACIÓN COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL
ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM),** del
estudiante; Erwin Hugo Leonel Palencia Villatoro, que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 56. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación de el estudiante: ERWIN HUGO LEONEL PALENCIA VILLATORO titulado; PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM), procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 27 DE SEPTIEMBRE 2019.



La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL Nro. 14 (NCC-14) DEL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)**, presentado por el estudiante universitario: **Erwin Hugo Leonel Palencia Villatoro**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, Noviembre de 2019

AACE/asga
cc

ACTO QUE DEDICO A:

Mis padres

Erwin Leonel Palencia Bocaletti y Yuma Elizabeth Villatoro Alvarado, quienes con tanto sacrificio y amor me han dado todo para mi desarrollo y bienestar.

Mi abuelito

Heberto Villatoro Palacios (q.e.p.d.), quien, con su sabiduría, amor y paciencia, siempre me demostró el valor de la vida y el ejemplo de ser una persona extraordinaria. Un abrazo fuerte hasta el cielo.

AGRADECIMIENTOS A:

- Dios** Por darme la vida, a mi familia, a mi hogar y permitirme cumplir mis metas.
- Mis padres** Por el apoyo incondicional durante todos estos años y guiarme por el camino correcto enseñándome valores como la sencillez, la responsabilidad y la honestidad.
- Mi esposa** Karen Gudiel, porque desde que llegaste a mi vida has sido luz y me motivas a ser una mejor persona, eres mi inspiración.
- Mi hijo** Santiago André Palencia Gudiel, con tu nacimiento has llenado de amor nuestros corazones y un motivo por el cual con Karen venimos a este mundo, para hacer de ti una persona increíble.
- Mis hermanos** Luis y Javier Palencia Villatoro, porque más que hermanos son los mejores amigos que puedo tener, por su apoyo incondicional y las aventuras que hemos pasado y que nos esperan.

Mis abuelitos	Heberto Villatoro (q. e. p. d.) y Elena Alvarado, por su amor y tantos consejos sabios que me dieron y me han dado.
Mi familia	Tíos, tías, primos, primas, abuelos, suegros y cuñados, que siempre han estado allí apoyándome y aconsejándome.
Mi ECO	Cirineos, por su apoyo incondicional, sus oraciones y su amistad.
Mi asesor	Andrés Escobar, por su amistad y su apoyo desinteresado a la realización de este trabajo de graduación, por ser una persona clave en mi crecimiento profesional y laboral.
Mis amigos de la Facultad	Por ser los compañeros de esta lucha de superación personal, y por tantos momentos que vivimos.
Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarme los conocimientos necesarios para ser una persona que aporta al desarrollo de Guatemala.
Pueblo contribuyente de Guatemala	Porque gracias al pago de sus impuestos tuve acceso a la educación superior de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Entidades que conforman el actual subsector eléctrico.....	2
1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM).....	2
1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	3
1.2.2.1. Funciones.....	4
1.2.2.2. Normas.....	5
1.2.3. Administrador del mercado mayorista (AMM).....	5
1.2.3.1. Funciones.....	7
1.2.3.2. Normas.....	8
1.3. Entidades internacionales.....	9
1.3.1. Ente Operador Regional (EOR).....	9
1.3.2. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).....	11
1.4. Infraestructura eléctrica actual.....	11
1.4.1. Generación.....	12
1.4.2. Transmisión.....	14
1.4.3. Distribución.....	20

1.4.3.1.	Tipos de tarifa	22
2.	SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL	27
2.1.	Conceptos básicos	27
2.1.1.	Proceso de medición	27
2.1.2.	Exactitud y precisión.....	30
2.1.3.	Mediciones de energía eléctrica	31
2.1.4.	Niveles de voltaje y corriente	32
2.2.	Equipos transformadores de medida	33
2.2.1.	Transformadores de potencial	33
2.2.1.1.	Transformador de voltaje inductivo	35
2.2.1.2.	Transformador de voltaje capacitivo	37
2.2.2.	Transformadores de corriente.....	39
2.2.3.	Transformadores combinados	42
2.3.	Medidores de energía eléctrica	45
2.3.1.	Historia	45
2.3.2.	Características y funcionalidades	47
2.3.3.	Tipos de medidores	49
2.3.3.1.	Medidores electromecánicos	49
2.3.3.2.	Medidores híbridos	50
2.3.3.3.	Medidores electrónicos	51
2.4.	Normativa internacional.....	52
2.4.1.	Norma ANSI/IEEE C57.13.....	53
2.4.2.	Norma ANSI/IEEE C12.20.....	54
2.4.3.	Norma IEC 60044-1.....	54
2.4.4.	Norma IEC 60044-2.....	55
2.4.5.	Norma IEC 60044-3.....	55
2.4.6.	Norma IEC 60044-5.....	56
2.4.7.	Norma IEC 60687	56

2.5.	Nuevas tecnologías	56
2.5.1.	Transductor electro-óptico de voltaje	58
2.5.2.	Transductor óptico de corriente.....	61
2.5.3.	Unidades ópticas combinadas	64
2.5.4.	Transformadores de instrumento de baja potencia	65
2.5.5.	Sistema de medición y protección con fibra óptica	67
2.5.6.	Norma IEC 61869-9	70
2.5.7.	Norma IEC 60044-7	70
2.5.8.	Norma IEC 60044-8	71
2.5.9.	Norma IEC 61850-9	74
3.	NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO.14 (NCC-14).....	77
3.1.	Publicación de la norma.....	77
3.2.	Descripción.....	77
3.3.	Estructura	77
3.3.1.	Objetivos.....	78
3.3.2.	Contenido	78
3.3.3.	Anexos.....	86
3.3.3.1.	Anexo 14.1 Verificaciones periódicas a los puntos de medición comercial del mercado mayorista de Guatemala	86
3.3.3.2.	Anexo 14.2 Procedimiento para estimación de energía	87
3.4.	Cumplimiento.....	87

4.	PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA	
	NCC-14.....	89
4.1.	Puntos que requieren actualización técnica	89
4.2.	Análisis de la actualización.....	91
4.2.1.	Implementación de las nuevas tecnologías	91
4.2.2.	Estandarización de los sistemas de medición comercial.....	93
4.3.	Modificaciones propuestas	93
4.3.1.	Numeral 14.1: Sistema de medición comercial	93
4.3.2.	Numeral 14.2 bis: aprobación de ubicación del punto de medición	94
4.3.3.	Numeral 14.4: clase de exactitud y número de elementos.....	94
4.3.4.	Numeral 14.5: requisitos de los transformadores de medida.....	96
4.3.5.	Numeral 14.6: requisitos de los medidores de energía	97
4.3.6.	Numeral 14.7: registro de datos.....	97
4.3.7.	Numeral 14.7 bis: sincronización de los medidores.....	98
4.3.8.	Numeral 14.9: requisitos de instalación	98
4.3.9.	Numeral 14.10: registro de transacciones	100
4.3.10.	Numeral 14.12: verificaciones periódicas	101
4.3.11.	Numeral 14.13: verificaciones no periódicas.....	102
4.3.12.	Numeral 14.19: requisitos adicionales	102
4.3.13.	Numeral 14.36.1: adecuación de la normativa.....	103
4.4.	Repercusión en las instalaciones actuales que operan en el mercado mayorista.....	103
4.4.1.	Repercusión técnica	104

4.4.2.	Repercusión económica.....	104
4.4.3.	Coordinación con el AMM	105
4.4.4.	Verificación por parte del AMM	105
CONCLUSIONES		107
RECOMENDACIONES.....		109
BIBLIOGRAFÍA.....		111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

1.	Composición de la generación hasta noviembre 2017	14
2.	Composición de la generación acumulada hasta noviembre 2017	15
3.	Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018	18
4.	Área de concesión y número de usuarios BTS por distribuidora	22
5.	Diagrama trifilar de conexión para un medidor trifásico	29
6.	Exactitud y precisión	31
7.	Diagrama esquemático de un transformador inductivo multidevanados	34
8.	Transformador de voltaje inductivo con embobinados en cascada	35
9.	Partes de un transformador de voltaje inductivo convencional aislado en aceite	36
10.	Diagrama de principio de un transformador de voltaje capacitivo	37
11.	Partes de un transformador de voltaje capacitivo aislado en aceite	38
12.	Disposición típica de los devanados dentro de un transformador de corriente	39
13.	Partes de un transformador de corriente	43
14.	Partes de un transformador combinado de voltaje y corriente	44
15.	Medidor de Shallenberger	45
16.	Medidor General Electric de 1905 diseñado bajo el principio de Thomson	46
17.	Medidores electrónicos principales y de respaldo de una subestación de maniobra	48
18.	Medidor electromecánico	50
19.	Medidor de energía híbrido	51
20.	Medidor de energía electrónico	52

21.	Transductor electro-óptico de voltaje	58
22.	Principio básico del transductor electro-óptico de voltaje	60
23.	Principio de funcionamiento transductor de corriente óptico	63
24.	Diseño típico trifásico para la aplicación de un bus de proceso con MOCT's	64
25.	Principio de transformador de voltaje LIPT	65
26.	Principio de transformador de corriente LPIT	66
27.	Tipos de fibra óptica	68
28.	Utilización de fibra óptica desde los equipos de patio	69
29.	Diagrama de bloques general de un EVT	71
30.	Diagrama de bloques general para un arreglo trifásico-aterrizado de EVT's.....	72
31.	Diagrama de bloques general de un ECT	73
32.	Diagrama de bloques general de transformadores electrónicos con salida digital.....	74
33.	Interfaz de comunicación serial unidireccional punto a punto	76
34.	Diagrama de bloques de un sistema digital de medición	91

TABLAS

I.	Capacidad instalada en el SNI 2017	12
II.	Generación por tipo de recurso del mes de noviembre 2017	13
III.	Longitud de líneas de transmisión y subestaciones del SIEPAC	17
IV.	Lotes de obras que conforman el PET	19
V.	Tipos de tarifas en media y baja tensión	24
VI.	Pliego tarifario para la distribuidora EEGSA de noviembre 2017 a enero 2018	25
VII.	Clases de precisión según Norma IEC-60044-1	41
VIII.	Clases de precisión según Norma ANSI/IEEE C57.13-2008.....	41

IX.	Exactitud para equipos mayores a 69 kV	79
X.	Exactitud para equipos menores o iguales a 69kV	80
XI.	Tabla resumen de actualización NCC-14	89
XII.	Transformadores de medida no convencionales	95

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Corriente, amperios
kA	Corriente, miles de amperios
mA	Corriente, una milésima de amperio
kWh	Energía activa, miles de vatios, hora
Hz	Frecuencia, hertz
%	Porcentaje
kW	Potencia activa, miles de vatios
MW	Potencia activa, un millón de vatios
MVA	Potencia aparente, un millón de volt-amperios
kvar	Potencia reactiva, miles de volt-amperios reactivos
Ω	Resistencia, ohmio
kV	Voltaje, miles de voltios

GLOSARIO

ANSI	Instituto nacional estadounidense de estándares.
CT	Transformador de corriente.
Devanado	Conjunto de conductores enrollados en un núcleo de hierro.
Ente regulador	Entidad que emite normas y reglas con la finalidad de que los procesos sean los adecuados.
Transacción económica	Proceso en el cual se realiza un pago por el consumo o producción de energía eléctrica.
Mergin unit	Nombre en inglés del equipo utilizado para concentrar las señales por un medio óptico.
Monomodo	Referente a un tipo de fibra óptica que transporta un haz de luz de manera transversal.
Multimodo	Referente a un tipo de fibra óptica que transporta un haz de luz a distancias cortas y de manera intermodal.

Precinto	Elemento en forma de argolla con una etiqueta utilizada por el AMM para impedir la apertura de una tapadera sin autorización.
Inducción	Es un fenómeno en donde se producen fuerzas electromotrices cuando un objeto conductor atraviesa campos magnéticos variables en el tiempo.
SIMEC	Sistema de medición comercial.
SIMECR	Sistema de medición comercial regional.
IEC	Comisión electrotécnica internacional.
IEEE	Instituto de Ingeniería eléctrica y electrónica.
TRECSA	Transportadora de energía de Centro América S.A., empresa encargada del plan de expansión de la transmisión de Guatemala 2008, 2018.
SF6	Hexafluoruro de azufre, gas artificial utilizado principalmente como aislamiento y extintor de arco en equipos de alta tensión.
RTU	Unidad de transmisión remota, equipo utilizado para la concentración y transmisión de señales analógicas y digitales a nivel 2, desde una subestación eléctrica hacia un sistema SCADA.

PT

Transformador de voltaje.

NCIT

Transformador de instrumento no convencional.

RESUMEN

En un sistema eléctrico industrial, lo más importante es conocer la cantidad de energía producida o consumida para determinar, de acuerdo al precio de energía pactado, cual deberá ser el monto de la transacción económica que deberá realizarse entre los participantes. Para validar todo este proceso se necesita un sistema de medición comercial, que en Guatemala es normado por el administrador del mercado mayorista (AMM). La normativa que establece todas las condiciones y especificaciones de cómo debe instalarse y operar el sistema de medición comercial en Guatemala, es la Norma de Coordinación Comercial núm. 14. (NCC-14) emitida por el AMM. En ella se establecen los alcances, requisitos, especificaciones y condiciones de los transformadores de medida, medidores, verificaciones, procesos de conexión y reconexión, procesos de cálculo de energía, pérdidas, entre otros. que son necesarias cumplir para que el AMM pueda validar las instalaciones y las transacciones de cada participante.

Este trabajo de investigación se basa en la evaluación completa de la Norma NCC-14, con el objetivo principal de establecer una propuesta de actualización técnica tomando en cuenta las nuevas tecnologías, las normas internacionales actualizadas y todas las mejoras que puedan realizarse con el fin de que todos los participantes del mercado mayorista tengan unas instalaciones confiables, transparentes y seguras.

OBJETIVOS

General

Revisar la Norma NCC-14 para realizar una propuesta de actualización técnica con base en las nuevas normas internacionales y tecnologías.

Específicos

1. Evaluar la adición de especificaciones para transformadores de medida no convencionales.
2. Evaluar la posibilidad de ampliar los aspectos técnicos respecto a transformadores de medida y medidores.
3. Adecuación de los requerimientos para los transformadores de medida con las nuevas tecnologías y normativas.

INTRODUCCIÓN

En 1996 con el objetivo de organizar y ordenar toda la industria eléctrica que estaba creciendo a un ritmo veloz, el Gobierno de Guatemala emite la Ley General de Electricidad bajo el decreto 93-96 y su reglamento en el acuerdo gubernativo No. 256-97. En el Artículo 44 de la ley se establece la creación del administrador del mercado mayorista (AMM) como entidad privada y sin fines de lucro, con las funciones de coordinar la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte; establecer precios de mercado de corto plazo para transferencias de potencia y energía; y garantizar la seguridad y abastecimiento de energía del país.

Luego, en el 2000 el administrador del mercado mayorista emite la Norma de Coordinación Comercial núm. 14 por medio de la resolución 157-11 que fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la resolución CNEE-76-2000.

Esta Norma de Coordinación Comercial núm. 14 establece los procedimientos para que una agente o gran usuario pueda realizar transacciones económicas; además, contiene las características de los equipos y sistemas que formarán parte del sistema de medición comercial que utilizará el administrador del mercado mayorista para la liquidación de las transacciones.

Este trabajo de graduación se enfocará en la revisión técnica de la norma y la evaluación de una posible actualización, basada en las nuevas tecnologías de equipos de medición que están surgiendo actualmente. Con base en esto se

realizará una propuesta en la parte de la Norma donde se necesite la actualización.

1. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO DE GUATEMALA

1.1. Antecedentes

Antes de 1996, el Instituto Nacional De Energía (INDE) y la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA) realizaban las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en toda Guatemala; la EEGSA en el área central y el INDE en el occidente y oriente del país. Al observar la creciente demanda y la poca oferta, se determinó que se necesitaba una infraestructura mayor para abastecer a todas las regiones guatemaltecas, pero era una inversión demasiado alta para el gobierno. Por lo tanto, se hace necesaria la participación de inversionistas privados, y el gobierno decreta de urgencia nacional la electrificación del país bajo el artículo 129 de la Constitución Política de la República de Guatemala.

Con la creación de la Ley General de Electricidad, en 1996, se desmonopolizan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, permitiendo que inversionistas privados puedan participar y de esta manera aumentar la oferta y la infraestructura eléctrica del país. Debido a esta desmonopolización y la participación de diferentes inversionistas privados, surge la necesidad de mediar las transacciones de energía entre los diferentes participantes y la estabilidad del sistema, por lo que se crea el administrador del mercado mayorista.

Luego el administrador del mercado mayorista crea su normativa, y dentro de ellas, el 30 de octubre del 2000, publica la Norma de Coordinación

Comercial NCC-14 que fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el 2 de noviembre del mismo año.

La Norma NCC-14 fue modificada en el 2007, mediante la resolución 656-02 y aprobadas por la CNEE mediante la resolución CNEE-104-2007. La última modificación realizada fue en el 2013, modificando el Artículo 1 y los numerales 14.2, 14.8, 14.9, 14.10, 14.12, 14.12 tris, 14.13, 14.17, 14.18, 14.19, 14.20, y 14.36, adicionando los anexos 14.1 y 14.2, mediante la resolución 1236-07 aprobado por la CNEE con la resolución 123-2013.

1.2. Entidades que conforman el actual subsector eléctrico

En la Ley General de Electricidad, Artículo 3, se indica que el Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar dicha ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

1.2.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Dentro de las funciones del MEM se pueden mencionar las siguientes:

- Estudiar y fomentar el uso de fuentes de energía renovables.
- Coordinar las acciones necesarias para mantener el adecuado de suministro de petróleo y gas.
- Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada al reconocimiento superficial, exploración, explotación, transporte, transformación y

comercialización de hidrocarburos, gas natural, minerales y otros derivados.

- Proponer y cumplir las normas ambientales en materia energética.
- Emitir opinión, en su competencia, sobre políticas o proyectos de otras instituciones que incidan sobre el desarrollo energético del país.
- Ejercer las funciones normativas de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

1.2.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Es una entidad estatal del Gobierno de Guatemala dedicado a regular y dirigir las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica del país. Fue creada por la Ley General de Electricidad, bajo el Decreto núm. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, teniendo independencia funcional y su propio presupuesto.

Está integrada por tres directores, nombrados por el Organismo Ejecutivo dentro de una terna propuesta por el Ministerio de Energía y Minas, los rectores de las universidades del país y el administrador del mercado mayorista. Actualmente, está conformada por el Ing. Minor Estuardo López Barrientos, como presidente; Ing. Miguel Antonio Santizo Pacheco, como director, y el Ing. Julio Campos Bonilla, como director.

La CNEE, como ente regulador, tiene dentro de sus funciones principales el establecimiento de las tarifas de distribución, el control y la calidad del servicio, la correcta comunicación entre los clientes y las distribuidoras de energía eléctrica. Así mismo, el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su reglamento, y la regulación a favor de la eficiencia, sostenibilidad y estabilidad del subsector eléctrico en Guatemala.

1.2.2.1. Funciones

Según la Ley General de Electricidad Artículo 4, las funciones y atribuciones independientes que realiza son las siguientes:

- Cumplir y hacer cumplir la presente 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 a la presente 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 normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.

1.2.2.2. Normas

Tal como se especifica en la Ley General de Electricidad, Artículo 4, inciso e, la Comisión debió emitir sus propias normas técnicas relativas a subsector eléctrico. Las normas emitidas y que están actualmente vigentes son:

- Normas de estudios de acceso al sistema de transporte (NEAST).
- Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte (NTAUCT).
- Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD).
- Normas de seguridad de presas (NSP).
- Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID).
- Normas técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST).
- Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS).

1.2.3. Administrador del mercado mayorista (AMM)

Es una entidad privada sin fines de lucro creada bajo el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad en 1996. El AMM se creó con la finalidad de coordinar las transacciones entre los agentes, ya que a partir de 1996 la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica se desmonopoliza permitiendo la participación de varios agentes. También se crea

para asegurar el suministro de energía eléctrica del país y la competencia en un mercado libre.

El AMM cuenta con una Junta Directiva, que es el órgano directivo superior, integrada por diez miembros titulares que representan cada una de las agrupaciones de participantes del mercado mayorista. Estos representantes son electos por períodos de dos años pudiendo ser reelectos. Por lo tanto, la Junta Directiva está conformada por:

- Representantes agentes comercializadores
- Representantes agentes transportistas
- Representante agentes generadores
- Representantes agentes distribuidores
- Representantes grandes usuarios

Las funciones que desempeña la Junta Directiva según el artículo 20 del reglamento interno del AMM son las siguientes:

- Identificar faltas e incumplimientos de los participantes del mercado mayorista e informar a la comisión nacional de energía eléctrica.
- Identificar faltas e incumplimientos de los participantes del mercado mayorista e informar a la comisión nacional de energía eléctrica.
- Identificar faltas e incumplimientos de los participantes del mercado mayorista e informar a la comisión nacional de energía eléctrica.
- El órgano ejecutor de las decisiones de la junta directiva será la Gerencia General, quien será responsable de realizar las tareas técnicas y

administrativas para la coordinación y el correcto funcionamiento del AMM.

1.2.3.1. Funciones

Las funciones que le corresponden al AMM según el Artículo 44 de la Ley General de Electricidad son las siguientes:

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, 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; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de sus funciones principales también realiza las siguientes actividades:

- Operación del SNI: el AMM es el responsable de realizar la planificación diaria, mensual y anual para cubrir las necesidades de potencia y energía

del sistema nacional interconectado, manteniendo la estabilidad y optimizando los recursos energéticos que están disponibles.

- Supervisión de la operación del SIN: el AMM supervisa en tiempo real la demanda y operación de las centrales generadoras y el sistema de transporte con el fin de mantener la seguridad en el suministro y evitando la sobrecarga en el sistema.
- Gestión de las transacciones: el AMM monitorea y cuantifica los intercambios de potencia y energía entre los agentes del MM a través de medidores oficiales, luego valoriza esta transferencia con referencia al precio de oportunidad de la energía y el precio de referencia de la potencia en un rango horario.

1.2.3.2. Normas

Desde la creación del AMM se han emitido normas bajo resoluciones correspondientes. Estas normas fueron emitidas con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad de las transacciones y del abastecimiento de energía y potencia. Existen dos tipos, Normas de coordinación comercial y las normas de coordinación operativa. A continuación, se listan cada una de ellas:

Normas de Coordinación Comercial:

- NCC-1 coordinación del despacho de carga.
- NCC-2 oferta firme de los generadores.
- NCC-3 transacciones de desvíos de potencia.
- NCC-4 precio de oportunidad de la energía.
- NCC-5 sobrecostos de unidades generadoras forzadas.

- NCC-6 tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión.
- NCC-7 factores de pérdidas nodales.
- NCC-8 cargo por servicios complementarios.
- NCC-9 cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundario.
- NCC-10 exportación e importación de energía eléctrica.
- NCC-11 informe de costos mayoristas.
- NCC-12 procedimientos de liquidación y facturación.
- NCC-13 mercado a término.
- NCC-14 sistema de medición comercial.

Normas de Coordinación Operativa:

- NCO-1 base de datos.
- NCO-2 coordinación de la operación en tiempo real.
- NCO-3 coordinación de servicios complementarios.
- NCO-4 determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio.
- NCO-5 auditorías.

1.3. Entidades internacionales

A continuación, se muestran las entidades internacionales presentadas en el trabajo.

1.3.1. Ente Operador Regional (EOR)

Es un organismo regional responsable de la administración del Servicio de Administración Comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER) de

Centroamérica y adscrito al Sistema de Integración Centroamericana (SIGA), creado a través del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Durante 1996, con el proceso de la integración centroamericana los presidentes de los 6 países de la región impulsan el proyecto llamado Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), acordando suscribir el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central firmado por los gobiernos de las repúblicas de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Por medio de este tratado el EOR asume la responsabilidad y administración total del mercado eléctrico regional.

El ente operador regional tiene personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las partes firmantes del tratado. Es dirigido por una junta directiva que está formada por dos directores de cada país firmantes del tratado.

Sus principales objetivos y funciones son:

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

- Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del mercado.
- Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del mercado.

1.3.2. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

Es la entidad encargada de la regulación del mercado eléctrico regional (MER) que vela por el cumplimiento del tratado marco establecido en 1997. Por convenio tiene su sede en la ciudad de Guatemala desde 2003. Sus principales objetivos son:

- Procurar el desarrollo y consolidación del mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.
- Promover la competencia entre los agentes del mercado regional.
- Hacer cumplir el tratado marco y sus protocolos, así como sus reglamentos y demás instrumentos complementarios.

1.4. Infraestructura eléctrica actual

A continuación, se muestra la infraestructura eléctrica actual.

1.4.1. Generación

El sistema de generación en Guatemala está conformado por centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna, centrales geotérmicas, plantas solares y eólicas. La coordinación de la operación de cada planta de generación es realizada por el administrador del mercado mayorista (AMM) y ejecutada por los agentes generadores.

Actualmente la capacidad instalada de potencia en el SNI según el tipo de generación es la siguiente:

Tabla I. **Capacidad instalada en el SNI 2017**

Tipo de Generación	Datos de Placa Potencia en MW	Potencia efectiva en MW
Hidráulico	1 437 677	1 306 910
Térmico	2 467 717	1 878 034
Fotovoltaico	91 000	90 000
Eólico	75 900	75 000

Fuente: elaboración propia.

La distribución de la generación está conformada de la siguiente manera:

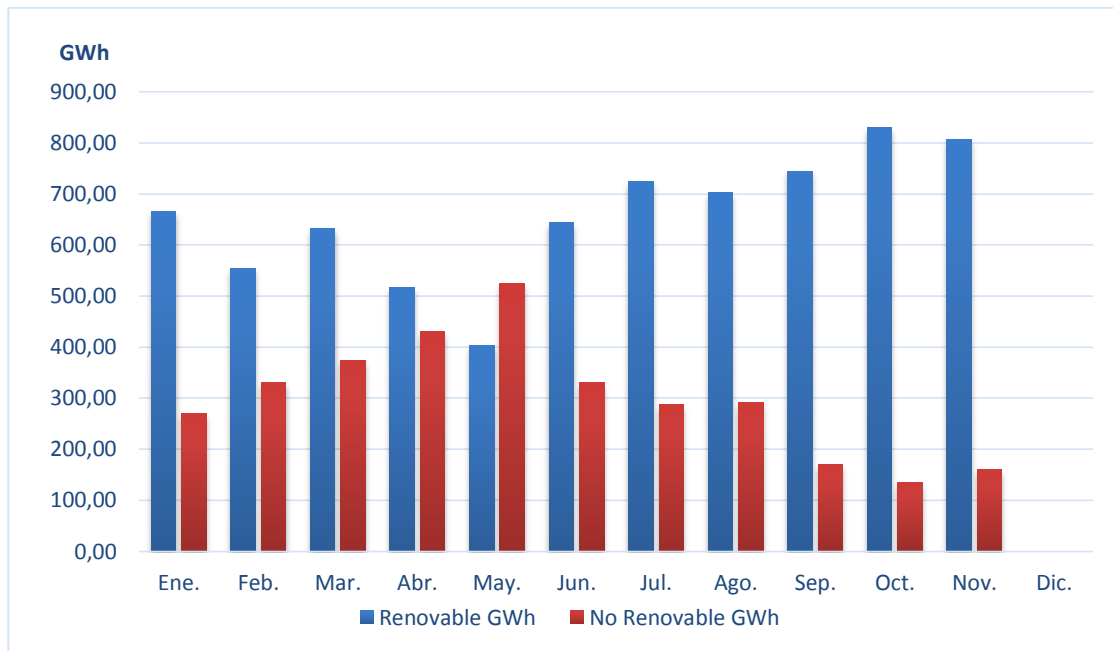
Tabla II. **Generación por tipo de recurso del mes de noviembre 2017**

TIPO DE RECURSO	GWH	%
GEOTÉRMICA	16,14	1,67 %
EÓLICA	17,55	1,82 %
SOLAR	14,59	1,51 %
HIDROELÉCTRICA	779,48	80,77 %
BIOGAS	2,22	0,23 %
BIOMASA	0,25	0,03 %
CARBÓN MINERAL	104,89	10,87 %
BUNKER	29,58	3,06 %
DIESEL	0,35	0,04 %
TOTAL	965,06	100 %

Fuente: AMM. *Informe Anual del AMM*. p. 34.

En la tabla II se puede observar que el mayor aporte de generación lo realizan las plantas hidroeléctricas con un 80,77 % para el mes de noviembre del 2017. De las plantas hidroeléctricas la más grande y que aporta más energía al Sistema Nacional Interconectado (SNI) es Chixoy con 195GWH aproximadamente. Este año se ha registrado un nuevo record en la generación de energía renovable, llegando en la semana 47 al 91,9 %, siendo las hidroeléctricas las de más aporte con 53,2 %, biomasa con 30,7 % y en cantidades menores el biogás, eólica, geotérmica y solar. En las figuras 1 y 2 se puede observar el informe del AMM de cómo se comportó la generación hasta noviembre del 2017.

Figura 1. **Composición de la generación hasta noviembre 2017**



Fuente: AMM. *Informe Anual del AMM*. p. 34.

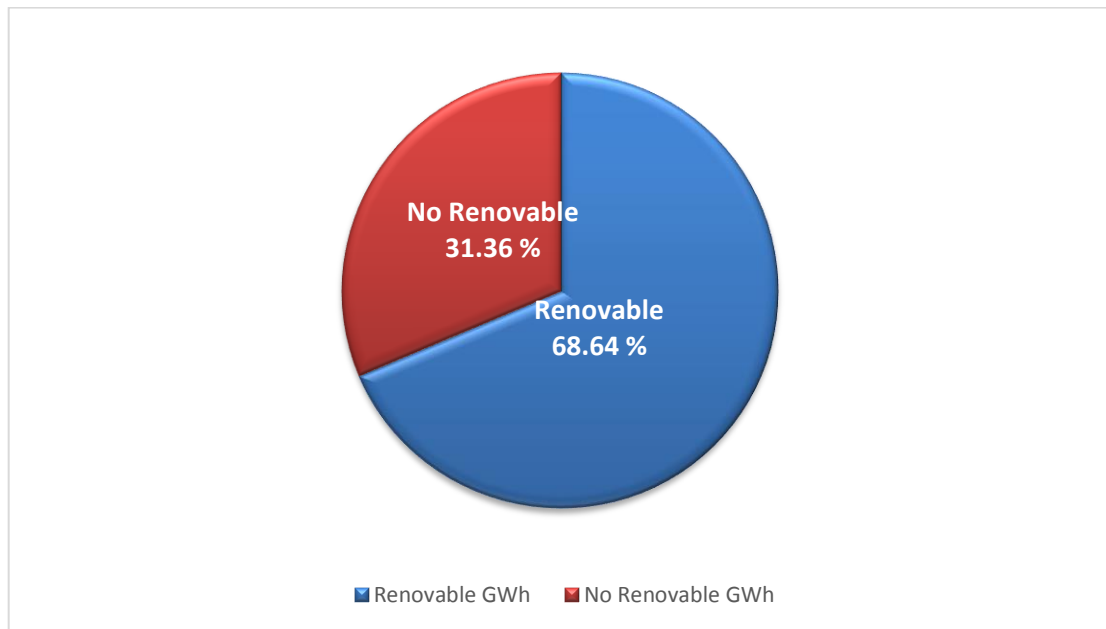
1.4.2. Transmisión

El sistema de transmisión de energía se compone por las líneas de transmisión primarias y secundarias, torres de transmisión y el conjunto de subestaciones eléctricas y todos los elementos que la integran.

El sistema de transmisión secundario son las líneas de transmisión y subestaciones propias que los generadores tienen para conectarse al sistema principal o SNI. El sistema de transmisión primario está compuesto por toda la red nacional propiedad del INDE, la infraestructura del PET y el APS propiedad de TRECSA, la interconexión con el SIEPAC y la interconexión México - Guatemala. Los voltajes que se manejan son 230Kv, 138Kv y en su

mayoría 69Kv. Además se tienen 400Kv pero solo en la interconexión con México.

Figura 2. **Composición de la generación acumulada hasta noviembre 2017**



Fuente: AMM. *Informe Anual del AMM*. p. 35.

La interconexión con México es una línea de transmisión a doble circuito entre las subestaciones Tapachula en México y Los Brillantes en Guatemala. Consta de 103 kilómetros de línea (32 kilómetros en México y 71 en Guatemala) en 400Kv. Actualmente la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Instituto Nacional de Energía (INDE) tienen un contrato por 120MW expandibles hasta 200MW entregados hacia Guatemala y con posibilidad de entregar también hacia México si fuese necesario. El proyecto fue inaugurado el 26 de octubre de 2009, iniciando con esto la interconexión eléctrica de toda la región con el proyecto SIEPAC que se realizaría posteriormente.

El SIEPAC es el sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central en el cual están interconectados los países de Guatemala, Honduras, El Salvador, Costa Rica y Panamá. Fue inaugurado oficialmente el 10 de diciembre del 2014, logrando concretar uno de los proyectos más ambiciosos de la región siendo la columna vertebral de la interconexión eléctrica mesoamericana con la incorporación de México y Colombia, obteniendo un mercado energético competitivo, reducción de costos, confiabilidad del suministro y beneficios ambientales.

Consta de 1 790 kilómetros de líneas de transmisión en 230Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones a lo largo de los 6 países teniendo una capacidad de transporte de 300MW.

El PET es el proyecto plan de expansión de la transmisión 2018-2020 de Guatemala a cargo de TRECSA, empresa perteneciente al grupo energía de Bogotá. Este proyecto es parte de las políticas de crecimiento energético establecidas por el Ministerio de Energía y Minas en el 2008.

El principal objetivo del PET es crear un sistema de transporte estable de forma anillada y abastecer el crecimiento de la demanda y la conexión de nuevos proyectos. En la figura 3 se puede observar la proyección del proyecto cuando esté finalizado. Según estudios que realizó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica se identificaron puntos críticos por la configuración radial actual, por lo que se plantearon refuerzos en las redes de transmisión, nuevas líneas de transporte, nuevas subestaciones y ampliaciones en subestaciones existentes, logrando formar anillos por regiones. Las obras que conforman el PET se encuentran distribuidas en seis anillos: anillo metropacífico (Lote A), anillo hidráulico (Lote B), anillo atlántico oriental (Lote C), anillo atlántico norte

(Lote D), anillo Chixoy II – El Rancho (Lote E) y anillo Occidental (Lote F). En la tabla IV se listan los anillos regionales y sus ubicaciones.

Tabla III. Longitud de líneas de transmisión y subestaciones del SIEPAC

País	Longitud Aproximada [Km]	Total de tramos	Total de torres	Total de Subestaciones	Subestaciones
Guatemala	282.8	3	662	3	Agucapa Guatemala Norte Panaluya
El Salvador	286	4	736	3	Ahuachapán Nejapa 15 de Septiembre
Honduras	275	4	727	2	Agualiente Buenaventura
Nicaragua	307,5	3	756	2	Sandino Ticuantepe
Costa Rica	499	5	1 343	4	Cañas Parrita Palmar Norte Río Claro
Panamá	150	1	398	1	Veladero
Total	1 800	20	4 622	15	

Fuente: elaboración propia.

Actualmente, el PET se encuentra en proceso de construcción con un avance total que supera el 69 %, con 463 de 866 kilómetros de líneas de transmisión construidos de los cuales 387 kilómetros ya están energizados, 19 de 23 subestaciones finalizadas y 15 subestaciones energizadas. Debíó haber finalizado en septiembre del 2017 con una prórroga otorgada en 2015 (segunda prórroga otorgada) pero por problemas de derechos de vía y licencias comunitarias llamados fuerza mayor el proyecto no pudo finalizar y tuvo que

solicitar una nueva prórroga al MEM, la cual fue aprobada con fecha 14 de septiembre por 38 meses.

Figura 3. Plan de expansión del sistema de transporte 2008-2018



Fuente: CNEE. Planes de expansión del sistema eléctrico guatemalteco. p. 34.

Tabla IV. Lotes de obras que conforman el PET

LOTE	SUBESTACION		LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 kV)	
	NUEVAS	AMPLIACIONES	NOMBRE	LONGITUD kms.
A	Lo de Reyes 230 kV Guate Oeste 230/69, 195 MVA Las Cruces 230 kV Palín 230/69 kV, 195 MVA Pacífico 230 kV La Vega II 230 kV	Palín 69 kV	Lo de Reyes – Guate Oeste	19
			Guate Oeste – Las Cruces	13
			Las Cruces – Palín	37
			Palín – Pacífico	22
			LOTE A	91
B	San Juan Ixcoy 230 kV Santa Eulalia 230 kV	Covadonga 230 kV Huehuetenango II 230/138 kV, 150 MVA Uspantán 230 kV La Esperanza 230 kV	Covadonga – Uspantán	43
			San Juan de Ixcoy – Covadonga	23
			Santa Eulalia – San Juan de Ixcoy	27
			Santa Eulalia – Huehuetenango II	84
			Huehuetenango II – Esperanza	34
			LOTE B	211
C	La Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA	Panaluya 230 kV La Ruidosa 69 kV	La Ruidosa – Panaluya	102
			LOTE C	102
D	El Estor 230/69 kV, 150 MVA	El Estor 69 kV Tactic 230 kV	Tactic – El Estor	116
			El estor – La Ruidosa	70
			LOTE D	186
E	El Rancho 230/69 kV, 150 MVA	El Rancho 69 kV Chixoy II 230 kV	Chixoy II - El Rancho	115
			LOTE E	115
F	Sololá 230/69 kV, 150 MVA	Guate Sur 230 kV	GuateSur – Las Cruces	27
			Las cruces – Sololá	62
			Sololá – La Esperanza	51
			LOTE F	140

Fuente: CNEE. *Planes de expansión 2012*. p. 56.

El Anillo Pacífico Sur (APS) es otro proyecto perteneciente al plan de expansión de la transmisión 2008-2020 que está siendo ejecutado también por TRECESA. Este proyecto forma parte del anillo metropacífico (Lote A) del PET y consta de 92 kilómetros de líneas de transmisión en 230kV, 244 torres, 4 subestaciones, 1 ampliación y 2 reconfiguraciones; ubicados en el departamento de Escuintla. El objetivo del proyecto es poder tener la

infraestructura para soportar la producción de energía del sector azucarero, siendo el 20 % de la producción nacional de energía, obteniendo mejor calidad, confiabilidad y capacidad en el sistema de transporte del país. Los ingenios azucareros que son beneficiados con este proyecto son: Magdalena, Pantaleón, Madre Tierra, La Unión y Santa Ana.

Actualmente, el proyecto está en su etapa de finalización con 97 % de la obra construida y 95 % de energización, en donde el 100 % de las líneas de transmisión están construidas, cinco subestaciones y una ampliación energizadas, quedando únicamente la reconfiguración de la subestación Siquinalá perteneciente al Ingenio Magdalena, la cual está en etapa de construcción.

1.4.3. Distribución

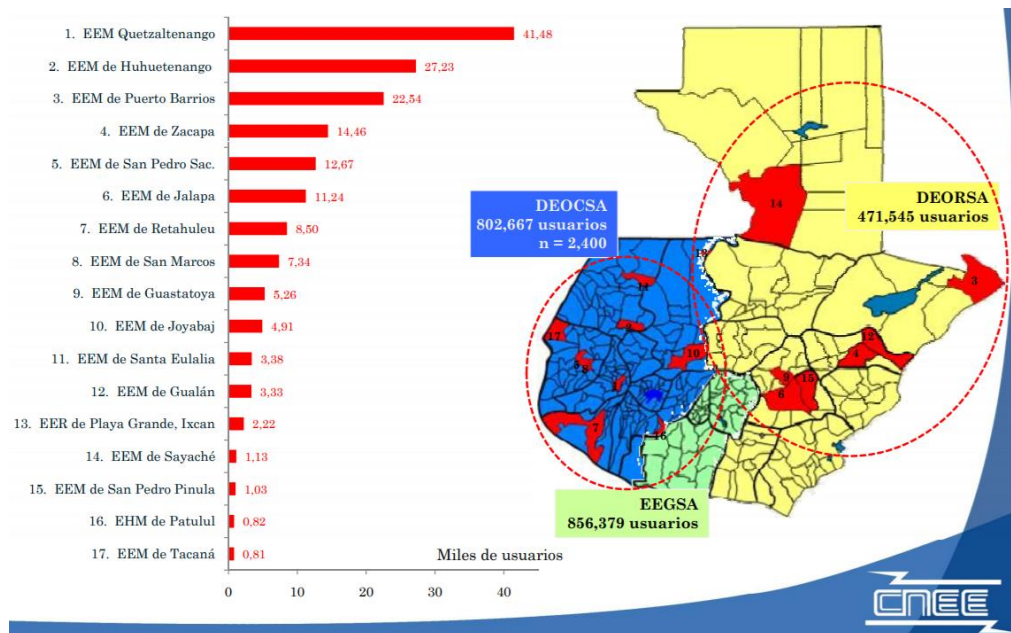
La distribución de energía está conformada por subestaciones, líneas de media tensión, líneas de baja tensión, transformadores monofásicos y las acometidas hacia los usuarios. En Guatemala los voltajes de distribución están estandarizados en 13,8 kV y 34 kV que llegan a los transformadores monofásicos para luego entregar a los usuarios. Para el caso de las industrias regularmente instalan sus propios transformadores y distribuyen internamente de acuerdo a sus necesidades.

En Guatemala existen varias empresas que distribuyen la energía en todo el territorio nacional, son las siguientes:

- Empresa Eléctrica de Guatemala S.A. (EEGSA).
- Distribuidora Eléctrica de Occidente S.A. (DEOCSA).
- Distribuidora Eléctrica de Oriente S.A. (DEORSA).

- Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa.
- Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso.
- Empresa Eléctrica Municipal de Huehuetenango.
- Empresa Municipal Rural de Electricidad de Ixcán, Quiché.
- Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa.
- Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché.
- Empresa Eléctrica de Patulul, Suchitepéquez.
- Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal.
- Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu.
- Empresa Eléctrica Municipal de Quetzaltenango.
- Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos.
- Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinula, Jalapa.
- Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos.
- Empresa Eléctrica Municipal de Santa Eulalia, Huehuetenango.
- Empresa Eléctrica Municipal de Tacaná, San Marcos.
- Empresa Eléctrica Municipal de Zacapa.

Figura 4. Área de concesión y número de usuarios BTS por distribuidora



Fuente: CNEE. *Presentación encuesta de calidad del servicio de distribución*. p. 6.

Cada una de las empresas distribuidoras cubre un área en específico, como se observa en la figura 4, y tienen una tarifa específica asignada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

1.4.3.1. Tipos de tarifa

Después de establecer la Ley General de Electricidad en 1998, se consideraron dos grandes grupos de usuarios:

- Usuario regulado: todo aquel usuario que consume menos de 100kW.

- Usuario no regulado: los usuarios que sobrepasan los 100kW de consumo y pactan las condiciones de suministro (energía y potencia) con la distribuidora.

Para todos los usuarios existen varias tarifas agrupadas por categorías (ver tabla V) que se aplican de acuerdo al servicio contratado y que más le convenga al usuario. Estas tarifas son definidas trimestralmente por la Comisión de Energía Eléctrica y publicadas en pliegos según el tipo de tarifa como se muestra en la tabla VI.

Dentro de la categoría A se encuentra la tarifa baja tensión simple (BTS) que es aplicada a todos los usuarios regulados de baja tensión que tienen un consumo de potencia menor o igual a 11kW. También dentro de esta categoría entra la tarifa baja tensión simple social (BTSS) que es igual a la anterior, solo que tiene un carácter social sin cargo por demanda. Se considera a este tipo de usuario al que consume 300kWh o menos de energía en un período de facturación mensual o que tenga un consumo promedio diario de 10kWh.

En la categoría B están los usuarios regulados en baja o media tensión que consumen más de 11kW. Estos usuarios tienen la libertad de escoger entre las tarifas aprobadas por la comisión en los pliegos tarifarios, en caso no puedan determinar su tarifa, la distribuidora respectiva aplicará la tarifa que sea más conveniente para el usuario. En esta categoría también se encuentran las tarifas horarias en baja o media tensión, BTH y MTH, en donde el medidor permite discriminar el consumo por horas y se tienen precios diferenciados de energía por banda horaria. Las bandas horarias son: períodos de máxima (punta), períodos de media (intermedia) y períodos mínimos (valle).

Tabla V. Tipos de tarifas en media y baja tensión

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	DEMANDA DE POTENCIA	TIPO DE TARIFA APLICADA
A	Usuarios con servicio en Baja Tensión	Menor o igual a once kilovatios (kW)	Baja Tensión Simple (BTS); Baja Tensión Simple Social (BTSS).
B	Usuarios con servicio en Baja o Media Tensión *	Mayor de 11 kilovatios (kW)	Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).
C	Usuarios con servicio en baja o media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario		En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador). No tiene tarifa máxima. Solamente se le define un pago máximo por el uso de la red, denominado Peaje en Función de Transportista

Fuente: CNEE. *Tipos de tarifas*. p. 23.

Por último, se tienen los usuarios no regulados en categoría C que son los denominados grandes usuarios. Tal como se mencionó anteriormente, estos usuarios pactan con la distribuidora las condiciones del suministro de potencia y energía, por lo tanto no tienen una tarifa específica máxima y pagan solamente el uso de la red a través del peaje en función de transportista.

Tabla VI. **Pliego tarifario para la distribuidora EEGSA de noviembre 2017 a enero 2018**

RESOLUCIÓN	CNEE-233-2017 CNEE-234-2017
Tarifa: Social - TS	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	10.296241
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.061578
Tarifa: Baja Tension Simple - BTS	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	10.296241
Cargo por Energía (Q/kWh)	1.089764
Tarifa: Baja Tension con demanda fuera de punta - BTDFp	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.813548
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.697206
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	22.801444
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	29.014991
Tarifa: Baja Tension con demanda en punta - BTDP	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.813548
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.693715
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	49.846232
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	77.786117
Tarifa: Media Tension con demanda fuera de punta - MTDfp	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	823.699296
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.650556
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	26.286131
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.012868
Tarifa: Media Tension con demanda en punta - MTDP	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	823.699296
Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0.648549
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	24.467768
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12.311637
Tarifa: Baja Tension Horaria - BTH	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	236.813548
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.70346
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.702416
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.667218
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	27.372986
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	41.793457
Tarifa: Media Tension Horaria - MTH	Valor
Cargo por Consumidor (Q/usuario-mes)	823.699296
Cargo Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0.657752
Cargo Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0.656767
Cargo Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0.623544
Cargo Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	27.460151
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	14.109915

Fuente: CNEE. *Pliegos tarifarios EEGSA Nov-2017 a Ene-2018*. p. 4.

2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL

2.1. Conceptos básicos

A continuación, se muestran los conceptos básicos del sistema de medición comercial.

2.1.1. Proceso de medición

Un sistema de medición comercial debe estar instalado y operado por transportistas, distribuidores, participantes productores y grandes usuarios. Estos son sistemas regularmente son trifásicos y contienen los siguientes elementos:

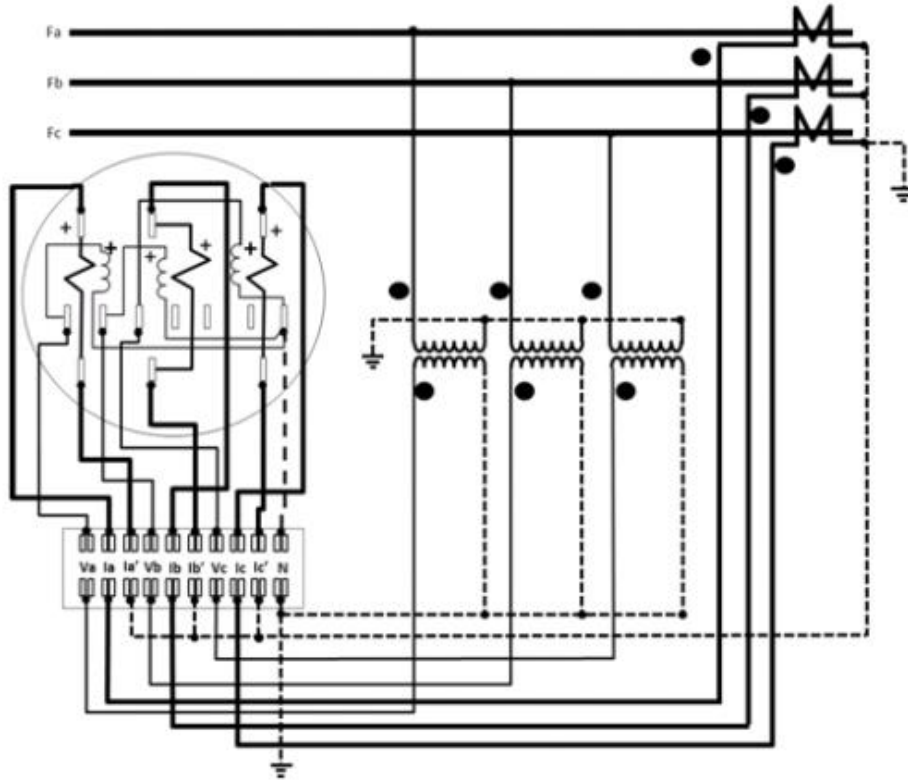
- Transformadores de voltaje (PT's)
- Transformadores de corriente (CT's)
- Medidor principal y de respaldo
- Cables y fibra óptica
- Borneras cortocircuitables y seccionables
- Sistema de comunicación

En un sistema trifásico están instalados tres transformadores de corriente, uno para cada fase, y puede haber tres transformadores de voltaje también uno por fase o dos transformadores conectados fase a fase a las líneas principales de alta tensión. Al devanado secundario de estos equipos se conectan los cables en el devanado exclusivo para medición hacia las borneras en el tablero de control (ver figura 5). En la mayoría de las instalaciones se utiliza una caja

centralizadora en patio en donde se concentran las tres fases de corriente y voltaje y luego se llevan 4 cables hacia el tablero de control (tres fases y un neutral para corriente y voltaje respectivamente). Dentro del tablero de control se distribuye hacia los medidores, conectando el medidor primario y luego en serie el secundario en donde se realiza la estrella del circuito y se aterriza.

Cuando en las líneas primarias existe voltaje y un flujo de corriente los transformadores de instrumento lo reflejan en su devanado secundario en voltajes y corrientes bajos y más manejables, entre 1 y 5 voltios y entre 1 y 5 amperios según la Norma ANSI o IEC utilizada. Esto se realiza porque sería muy costoso y peligroso tomar las mediciones directamente de las líneas principales. Estas señales llegan al tablero de control y a los medidores principal y de respaldo y estos mostrarán los parámetros eléctricos que se requieren monitorear. Para mostrar las lecturas de las líneas primarias los medidores tienen configuraciones, conversiones, compensaciones y algoritmos para realizar los cálculos y determinan los parámetros eléctricos con un factor de pérdidas despreciable.

Figura 5. Diagrama trifilar de conexión para un medidor trifásico



Fuente: Diario Oficial de la Federación. *Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, sistemas de medición de energía eléctrica.* p. 52.

Actualmente, los medidores se conectan por fibra óptica hacia la unidad remota de transmisión (RTU) a través de protocolos de comunicación (DNP 3.0, Modbus, IEC 61850, UCA 2.0) enviando las mediciones analógicas en forma de señales digitalizadas. Luego estas señales pueden ser interrogadas remotamente en tiempo real a través de la red de comunicación que llega a la subestación por medio de Ethernet y el software propio de cada fabricante.

2.1.2. Exactitud y precisión

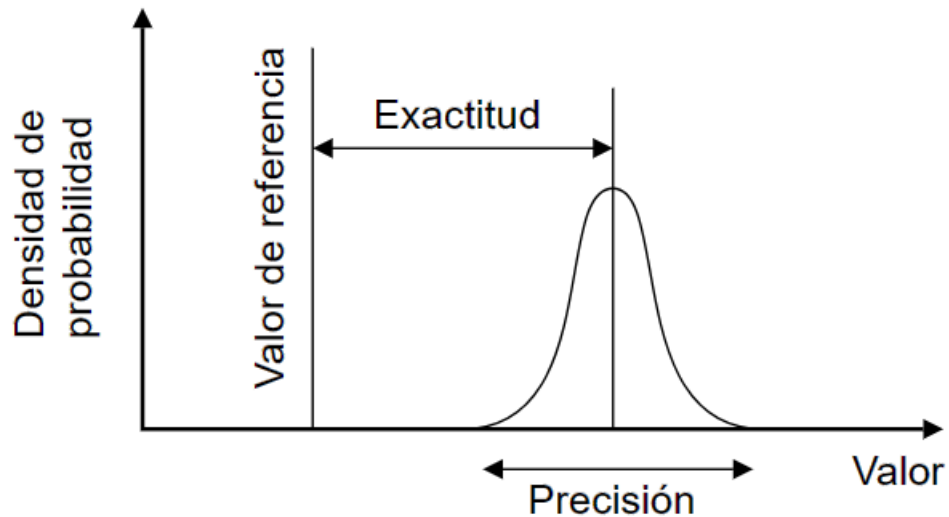
En muchas ocasiones se tiende a confundir los conceptos entre exactitud y precisión, aunque se utilizan bajo el mismo contexto, sus definiciones son distintas y es en la práctica en donde se puede notar la diferencia.

La exactitud en una medición indica qué tan cerca está la medida del valor verdadero, es decir, entre más próximo esté el valor medido del verdadero más exacta será la medición. Es por esto por lo que la exactitud de la medida no se expresa en un valor numérico.

La precisión, en cambio, es la proximidad que existe cuando se realizan mediciones repetidas bajo las mismas condiciones al mismo objeto. La precisión se expresa numéricamente y es representada como la desviación típica o varianza. Se dice que una medición es precisa cuando la reproducibilidad de la medida tiene valores con un porcentaje de error casi cero.

En resumen, la exactitud de una medición está relacionada a la proximidad y la precisión con la repetibilidad. En la figura 6 se muestra de una manera gráfica la diferencia en los dos conceptos.

Figura 6. **Exactitud y precisión**



Fuente: *Exactitud y precisión*. www.wikipedia.com. Consulta: 15 de mayo de 2019.

2.1.3. Mediciones de energía eléctrica

En una instalación comercial, ya sea de consumo o de producción de energía, los medidores deben registrar ciertos valores que se utilizan para monitorear el sistema y con base en eso realizar las transacciones económicas correspondientes. Los valores que regularmente se monitorean son:

- Energía activa Kwh por cada fase y la total
- Potencia activa Kw
- Potencia reactiva kvar
- Factor de potencia
- Voltajes por fase y total
- Corrientes por fase y total
- Frecuencia

Estos valores son visualizados en tiempo real en los medidores y también se guarda el registro acumulado para el caso de la energía activa y reactiva. Actualmente, con los medidores modernos se puede conectar por medio de enlaces de comunicación hacia una unidad remota de transmisión y luego enviar los datos, también en tiempo real, hacia centros de control y el AMM.

2.1.4. Niveles de voltaje y corriente

El objetivo de la utilización de transformadores de corriente y transformadores de voltaje es poder utilizar las señales con valores bajos y seguros para la protección del sistema o medición. Estos valores están estandarizados según normas internacionales que los fabricantes deben cumplir para asegurar que los *ied's* (siglas en inglés de dispositivos electrónicos inteligentes) están registrando correctamente el comportamiento del sistema, y esto dependerá de los requerimientos del diseño para un sistema en específico.

En la Norma europea IEC se especifica que los valores secundarios de los transformadores de corriente deben ser de 1, 2 o 5 amperios. El valor típico con esta norma es de 5 amperios. Para transformadores conectados en una agrupación delta, estos valores nominales divididos por $\sqrt{3}$ también son valores estándar.

Para transformadores de voltaje construidos bajo la Norma IEC los valores secundarios de voltaje son de acuerdo a las prácticas de cada región. En países europeos se utilizan voltajes de 100 y 110 voltios y en regiones con prácticas americanas se utilizan voltajes de 120 voltios para sistemas de distribución y 115 voltios para sistemas de transmisión. Estos valores son

considerados estándar para transformadores de una fase en sistemas monofásicos o conectados línea a línea en sistemas trifásicos.

Para transformadores de corriente construidos bajo la Norma ANSI/IEEE el valor de corriente secundaria es normalmente de 5 amperios, sin embargo, pueden pedirse de 1 amperio, aunque no es muy común. Para transformadores de voltaje construidos bajo esta norma, los valores comunes de voltaje secundario pueden ser de 108 a 132 voltios y de 62,4 a 76,2 voltios dependiendo de la relación de transformación que se tenga y el voltaje primario requerido. Estos valores deben ser divididos dentro de $\sqrt{3}$ cuando los transformadores de voltaje se conectan de fase a tierra.

2.2. Equipos transformadores de medida

Los aparatos de medición y protección no son diseñados para soportar elevadas corrientes y tensiones, porque de ser así su construcción se encarecería enormemente y la seguridad de las personas que lo manipulan se vería comprometida. Es por esto que existen los transformadores de medida o instrumentación que convierten estas señales en valores proporcionales más manejables consiguiendo, además, una separación galvánica entre los cuadros de mando, medición y protección, y el sistema primario.

2.2.1. Transformadores de potencial

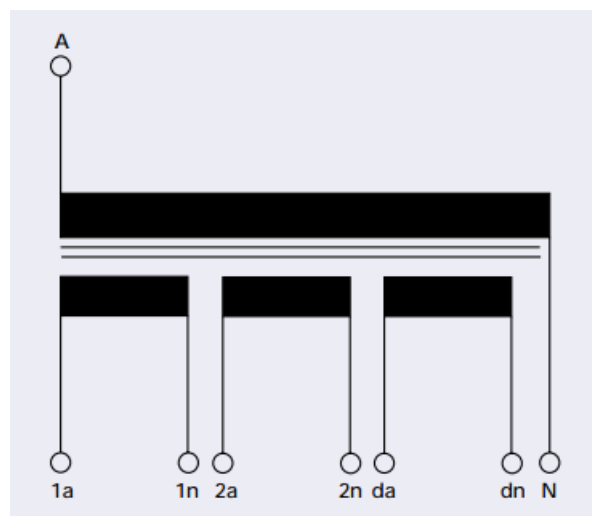
Son dispositivos que se conectan en paralelo con el circuito que se va a monitorear y su función principal es medir el voltaje primario que existe en el sistema. Cada transformador de voltaje, por lo tanto, tiene terminales primarios que se conectarán a dos o una fase y terminales secundarios que se conectarán a los aparatos de medición. El voltaje secundario es proporcional al

voltaje primario con un desfase mínimo debido a las pequeñas pérdidas que existen en los embobinados.

Existen dos tipos de transformadores de voltaje utilizados según su construcción y uso: los transformadores de voltaje inductivo, que consisten en dos arrollamientos sobre un núcleo magnético y los transformadores de voltaje capacitivo, que contienen un divisor capacitivo.

Normalmente, los transformadores de voltaje tienen bobinados secundarios multipropósito, es decir, que un solo transformador puede alimentar equipos de protección y de medición utilizando devanados con diferentes clases de precisión y capacidad de carga compartiendo el mismo núcleo magnético (ver figura 7).

Figura 7. **Diagrama esquemático de un transformador inductivo multidevanados**



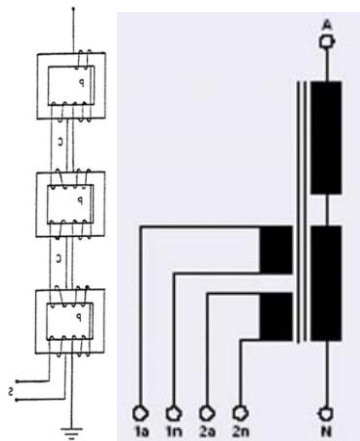
Fuente: Trench transformers. *Transformador de voltaje tipo VEOT*. p. 53.

2.2.1.1. Transformador de voltaje inductivo

Son transformadores que consisten en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. Su conexión más utilizada es de fase a tierra conectando la terminal primaria en una de las fases y los secundarios regularmente hacia una caja centralizadora y luego hacia los equipos dentro de la caseta. El tamaño y dimensiones del equipo están sujetas al nivel de voltaje y altitud en que operará por el aislamiento de los embobinados que soportarán las sobretensiones tipo rayo y tipo maniobra.

Un transformador de voltaje inductivo regularmente contiene solo un arrollamiento primario hasta tensiones de 138kV fase a fase. A partir de este voltaje, por los problemas de aislación a esos niveles, se construye por etapas colocando varios transformadores en cascada como se muestra en la figura 8.

Figura 8. **Transformador de voltaje inductivo con embobinados en cascada**

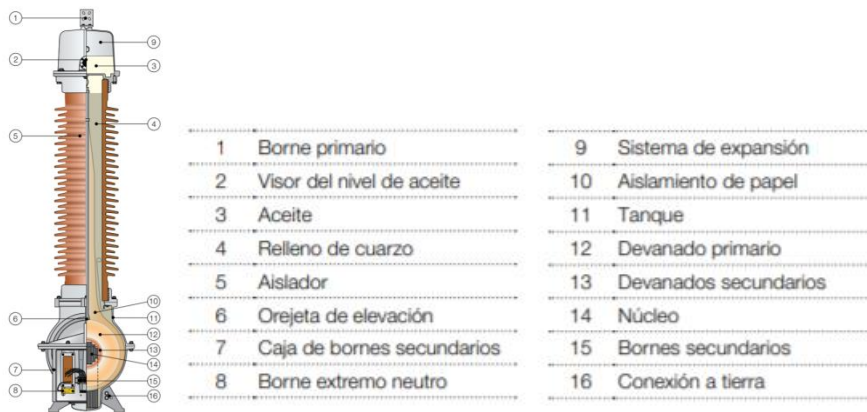


Fuente: Trench transformers. *Transformador de voltaje tipo VEOS*. p. 54.

Como se observa en la figura 9, el arrollamiento primario se reparte en los lados opuestos de cada núcleo magnético mientras que el bobinado secundario está únicamente en la última etapa. El arrollamiento de acoplamiento C permite que la tensión se distribuya equitativamente en los distintos arrollamientos primarios, por lo tanto, el aislamiento de tensión es de acuerdo a este arrollamiento.

Este tipo de construcción es costoso y dio pauta para la creación del transformador capacitivo, principalmente para tensiones arriba de los 100kV. Sin embargo, este último tiene una respuesta transitoria menos satisfactoria que el inductivo. En la figura 9 se puede observar la construcción interna de un transformador inductivo aislado en aceite para voltajes hasta 145kV.

Figura 9. **Partes de un transformador de voltaje inductivo convencional aislado en aceite**

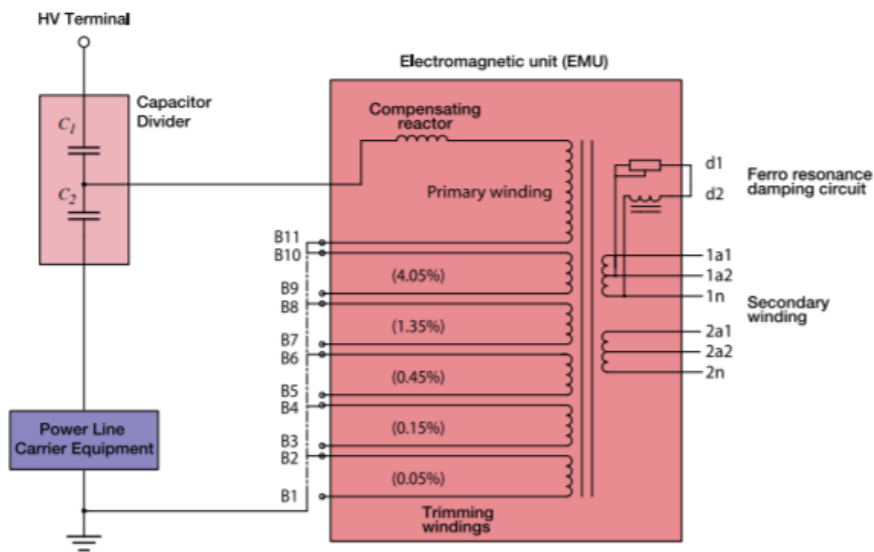


Fuente: ABB. *Transformador de voltaje inductivo tipo EMF-145*. p. 23.

2.2.1.2. Transformador de voltaje capacitivo

Son transformadores de voltaje contruidos con un divisor de tensión capacitivo que contiene varios condensadores conectados en serie dentro de aisladores huecos de porcelana. El fin es obtener un voltaje intermedio que se conecta a un transformador de tensión a través de una inductancia que se utiliza para compensar la reactancia capacitiva del divisor. En la figura 10 se observa un esquema de principio para este tipo de transformadores.

Figura 10. Diagrama de principio de un transformador de voltaje capacitivo

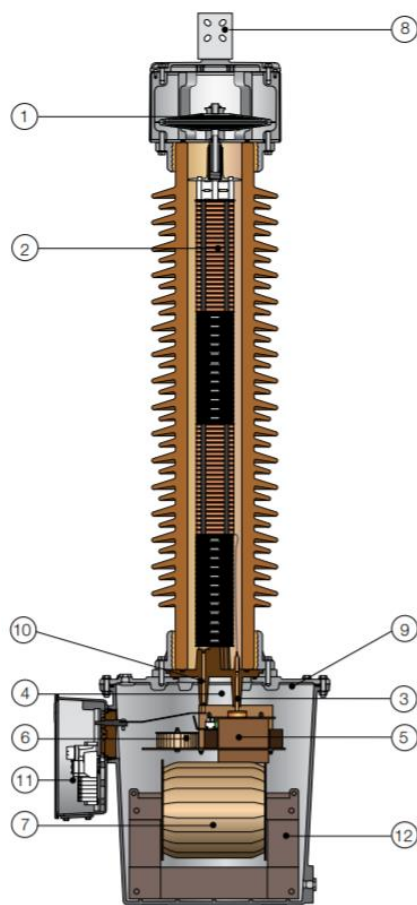


Fuente: ABB. *Principios de un transformador de voltaje capacitivo*. p. 23.

Este tipo de transformadores pueden ser utilizados de la misma manera que los transformadores inductivos, con la única salvedad que tienen una respuesta más lenta en régimen transitorio y las variaciones de temperatura y frecuencia pueden llegar a comprometer, aunque mínimo, la precisión de los

secundarios. La necesidad de utilizar este tipo de transformadores radica en que poseen otra función aparte de transformar el voltaje. Por su tipo de construcción funciona también como capacitor de acoplamiento de onda portadora permitiendo la transmisión de ondas desde 30 hasta 500kHz, logrando con esto ser utilizado para comunicación y telemando entre subestaciones y centros de control. En la figura 11 se aprecian las partes internas de un equipo de estas características.

Figura 11. **Partes de un transformador de voltaje capacitivo aislado en aceite**



Divisor de tensión capacitivo

- 1 Sistema de expansión
- 2 Elementos del condensador
- 3 Pasamuros de tensión intermedio
- 8 Borne primario, terminal de aluminio de 4 agujeros
- 10 Terminal de bajo voltaje (para uso de frecuencia portadora)

Unidad electromagnética

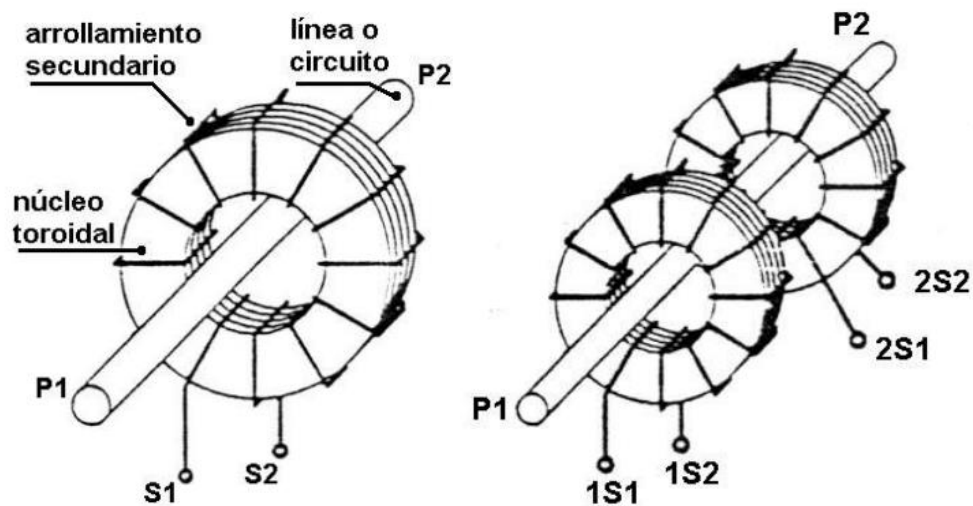
- 4 Visor del nivel de aceite
- 5 Reactor de compensación
- 6 Circuito de amortiguamiento de ferresonancia
- 7 Devanados primario y secundario
- 9 Colchón de gas
- 11 Caja de bornes secundarios
- 12 Núcleo

Fuente: ABB. *Transformador de voltaje capacitivo tipo CPB*, p. 25.

2.2.2. Transformadores de corriente

Son dispositivos utilizados para aislar los equipos de protección y medición de la alta tensión y transformar la corriente a niveles más seguros. En el secundario se obtiene una corriente proporcional al primario con un ligero desfase debido a las pérdidas mínimas en los embobinados. La forma de conexión es en serie con la red que se desea medir y el secundario a su vez también se conecta en serie con las bobinas de los equipos de medición y protección. Internamente el primario puede ser dividido en partes iguales y conectarse en serie o paralelo para cambiar de relación atravesando un núcleo magnético en forma de toroide en donde se enrollan los devanados secundarios (ver figura 12).

Figura 12. Disposición típica de los devanados dentro de un transformador de corriente



Fuente: Repositorio Universidad Autónoma de Nuevo León. *Transformadores de instrumento*. p. 2.

Como muestra la figura 12, se pueden tener múltiples devanados secundarios dependiendo de la aplicación que se requiera. Cuando se necesitan devanados para conectarlos a dispositivos de protección, como por ejemplo relés digitales, es necesario que los núcleos escogidos del transformador para esta función no se saturen debido a que deben ser capaz de medir corrientes varios múltiplos arriba de la nominal sin perder la exactitud normada. Al momento de solicitar al fabricante un devanado para protección, la clase de precisión solicitada será la exactitud del secundario cuando mide corrientes varias veces la corriente nominal.

Cuando se utilizan devanados para medición lo importante es la precisión y que en el momento de una sobrecorriente mínima el núcleo se sature para proteger los equipos de medición que son sensibles a estas variaciones. La designación de las clases de precisión varía de acuerdo a la norma IEC o ANSI/IEEE con la cual se construyó el transformador. Hay que tomar en cuenta que entre más bajo es el valor de precisión, más alto es el costo del transformador para una misma tensión y relación de transformación. En las tablas VII y VIII se muestran los valores de precisión de acuerdo a las normas antes mencionadas.

Tabla VII. Clases de precisión según Norma IEC-60044-1

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below					± Phase displacement at percentage of rated current shown below							
						Minutes				Centiradians			
	5	20	100	120	5	20	100	120	5	20	100	120	
0.1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5	0,45	0,24	0,15	0,15	
0.2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	
0.5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	
1.0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60	5,4	2,7	1,8	1,8	

Accuracy class	± Percentage current (ratio) error at percentage of rated current shown below					± Phase displacement at percentage of rated current shown below									
						Minutes					Centiradians				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
0.2 S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	0,9	0,45	0,3	0,3	0,3
0.5 S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	2,7	1,35	0,9	0,9	0,9

Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. Clases de precisión según Norma ANSI/IEEE C57.13-2008

Metering accuracy class ^b	Current transformers			
	At 100% rated current ^a		At 10% rated current	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
0,3	0,997	1,003	0,994	1,006
0,6	0,994	1,006	0,988	1,012
1,2	0,988	1,012	0,976	1,024

Limits of ratio error relay class	@ rated current	@ 20 times
C and T classification	3 %	10 %
X classification	1 %	user defined

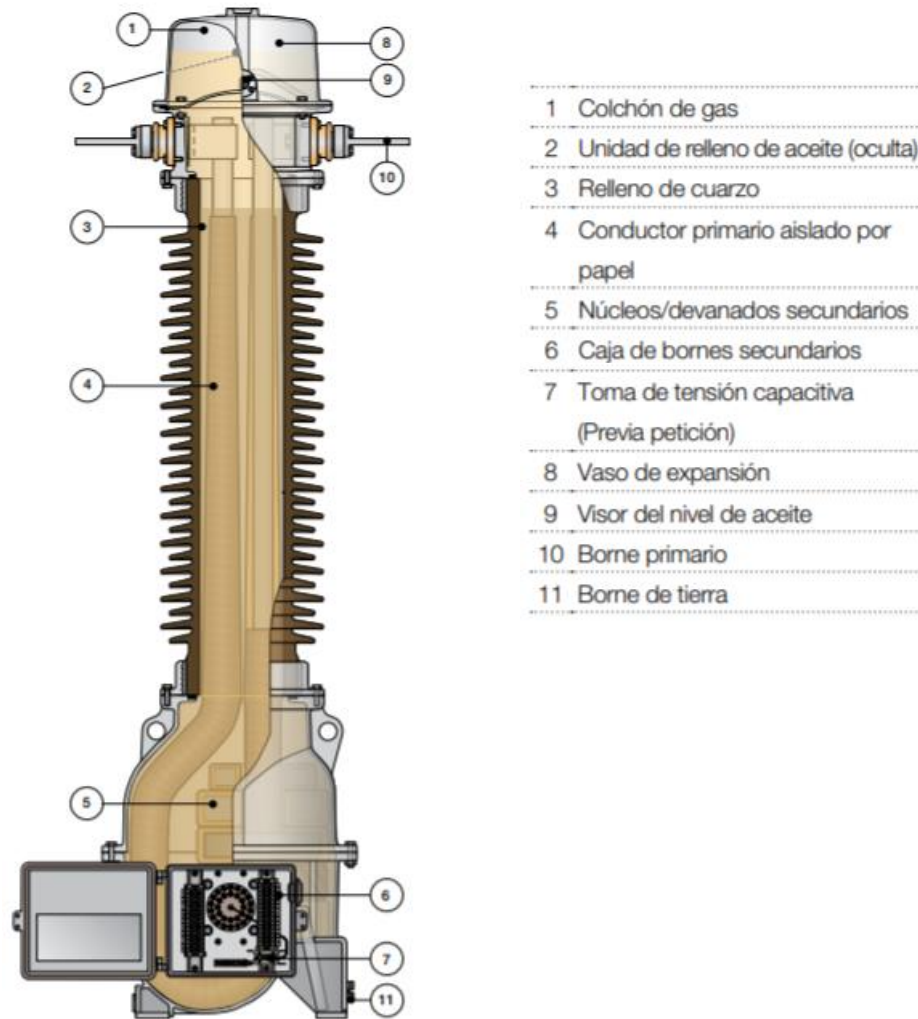
Fuente: elaboración propia.

Las dimensiones del transformador de corriente dependerá del nivel de voltaje del sistema al que se conectarán y la altitud de operación, ya que esto determina el nivel de aislamiento requerido. En la figura 13 se observan las partes internas de estos equipos.

2.2.3. Transformadores combinados

Son transformadores que contienen en su interior un transformador de tensión inductivo y uno de corriente, realizando las mismas funciones que cuando están por separado, vistas en las secciones anteriores. La ventaja radica en el ahorro de espacio por tener 2 equipos en 1. En su construcción el transformador de corriente es instalado en la parte superior y el transformador de tensión inductivo en la parte inferior como se muestra en la figura 14, ambos con diseños antirresonantes en sus embobinados que proporcionan un correcto comportamiento a la frecuencia industrial y ante fenómenos transitorios de alta frecuencia.

Figura 13. Partes de un transformador de corriente

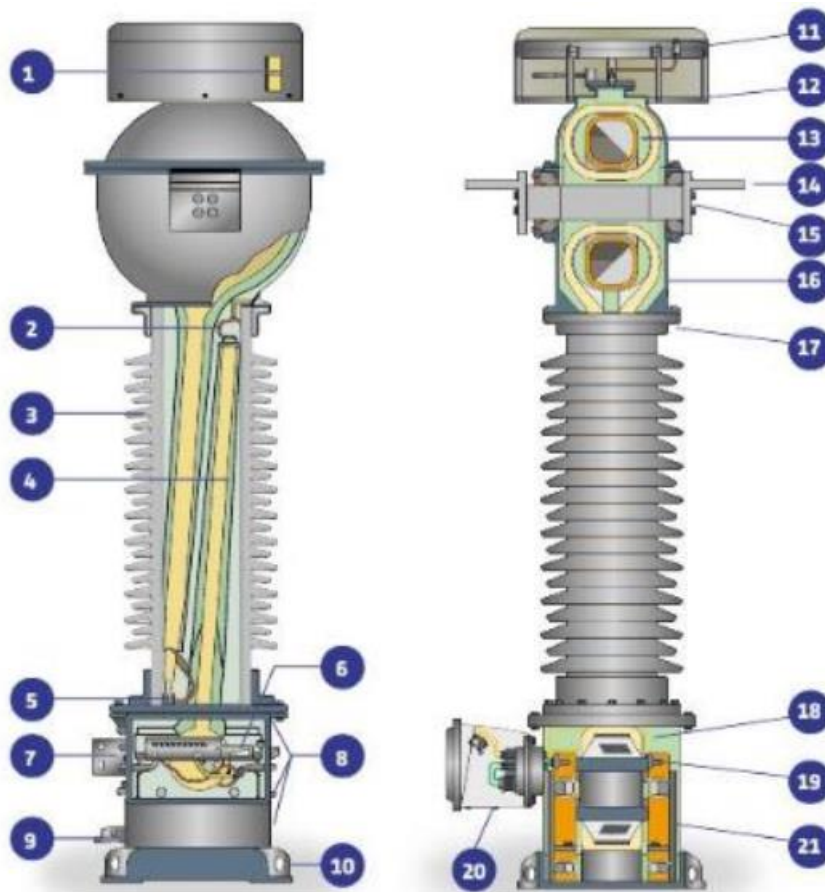


Fuente: ABB. *Transformador de corriente tipo IMB*. p. 23.

Los transformadores combinados pueden ser aislados en su interior con aceite dieléctrico o gas SF6. Estos equipos representan un ahorro en espacio y costo debido a que un equipo realiza las dos funciones, sin embargo, muchas empresas prefieren tener unidades separadas y va a depender del diseño de subestación en donde operarán.

Figura 14. **Partes de un transformador combinado de voltaje y corriente**

- | | |
|---|--|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. Oil Level indicator 2. Potential connection 3. Porcelain insulator 4. Capacitive graded bushing 5. Ground connection 6. Secondary terminals 7. Ground pad 8. Aluminium bases tank, cover plate and terminal box 9. Oil sampling valve 10. Lifting eye (4 x) | <ol style="list-style-type: none"> 11. Stainless steel oil expansion chamber 12. Aluminium flange and cover 13. CT core 14. Primary terminal 15. Primary conductor 16. Core housing 17. Hotdip galvanized gray iron flange 18. VT high voltage winding 19. VT low voltage winding 20. Access plate 21. Laminated core |
|---|--|



Fuente: General Electric. *Transformador combinado tipo KOTEF*. p. 12.

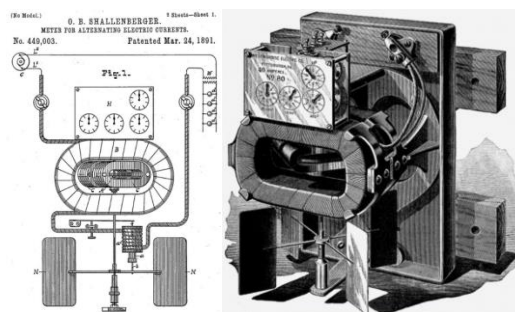
2.3. Medidores de energía eléctrica

A continuación, se muestran los medidores de energía eléctrica y su historia.

2.3.1. Historia

La creación del medidor de energía eléctrica se remonta a 1881 cuando Thomas Alva Edison vio la necesidad de medir el consumo de electricidad cuando empezó a popularizarse. Edison desarrolló un medidor químico que consistía en dos electrodos idénticos que se sumergían en una solución electrolítica y cuando la electricidad en corriente directa pasaba a través de ellos, un electrodo se deterioraba y pasaba parte de su masa al otro electrodo. Entonces para medir el consumo de electricidad era necesario pesar los electrodos y registrar la diferencia. Esto era algo muy impráctico ya que debía hacerse en presencia de cada consumidor, por lo que, surgieron varios inventores que trabajaron por años desarrollando sus ideas para mejorar la medición de electricidad.

Figura 15. Medidor de Shallenberger



Fuente: SHALLENBERGER, Oliver B. *Medidor de Shallenberger*. www.wikipedia.com.

Consulta: 17 de mayo de 2018.

Hacia 1888 y con el auge de la corriente alterna, Oliver B. Shallenberger desarrolla un medidor que basaba su funcionamiento en los principios del amperio-hora (ver figura 15), el cual tenía un par de bobinas en donde pasaba la corriente de línea y otro par de bobinas instaladas en un determinado ángulo recibían la energía por inducción. El flujo producido hacía girar un elemento que se colocaba en medio de las dos bobinas. Era un medidor sencillo y de bajo costo, que aparentaba tener un buen futuro, sin embargo, no pudo contra el desarrollo del medidor de Thomson (ver figura 16).

Figura 16. **Medidor General Electric de 1905 diseñado bajo el principio de Thomson**



Fuente: *Medidor Electric 1905*. www.flechcorp.blogspot.com/2014/03/old-vintage-electric-material-spain.html. Consulta: 18 de abril de 2019.

En 1889 Elihu Thomson crea un medidor que basó su principio en un motor pequeño en derivación, que tenía los bobinados del campo conectados en serie con la línea mientras la armadura pasaba por un conmutador conectado también a la línea. Entre la armadura se le introdujo un disco de cobre que giraba entre tres imanes permanentes. Aunque el costo de este medidor era mayor que el de Shallenberger, era bastante práctico y tenía la ventaja que medía la electricidad directamente de la línea. Por esta razón el medidor de Thomson fue adoptado rápidamente por la industria hasta volverse un estándar.

2.3.2. Características y funcionalidades

Los medidores de energía eléctrica tienen la función principal de registrar los parámetros con el fin de facturar y realizar una transacción con base en la medición. Otras de las funcionalidades principales son visualizar en tiempo real y supervisar la carga, registrar un histórico de mediciones, visualizar el perfil de carga y la medición bidireccional. Adicional a la utilización para facturación, la información proporcionada por un medidor también puede ser utilizada para monitorear la calidad de servicio, el balance de energía, para planificación, control de la instalación, mercadeo, operación y mantenimiento, y para establecer sistemas antifraude.

Los medidores principales y de respaldo (en demandas mayores a 500kVA) para una subestación o generador regularmente se encuentran dentro de un tablero en una caseta de control como se muestra en la figura 17. Actualmente, se conectan a través de enlaces de comunicación con el sistema central de la subestación permitiendo digitalizar las mediciones. Los valores que un medidor registra son: energía activa y reactiva, potencia activa y reactiva, factor de potencia, voltajes, corrientes y armónicos.

Debido a la importancia de los medidores en la industria energética para la realización de transacciones económicas es necesario que registren los parámetros de la manera más exacta y precisa posible, pues de esto depende el pago y cobro correcto por el consumo o producción de energía. Para esto es necesario que los medidores estén calibrados y certificados por una entidad autorizada que valide la funcionalidad correcta.

Figura 17. **Medidores electrónicos principales y de respaldo de una subestación de maniobra**



Fuente: elaboración propia.

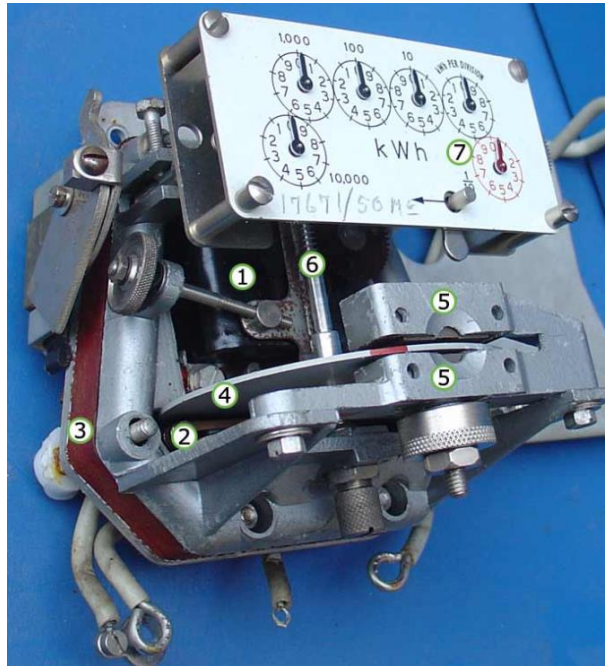
2.3.3. Tipos de medidores

Los medidores de energía eléctrica utilizados para realizar el control del consumo o la producción de energía pueden clasificarse, según su funcionamiento como: medidores electromecánicos, medidores híbridos y medidores electrónicos.

2.3.3.1. Medidores electromecánicos

Son también llamados de inducción porque utilizan bobinas de corriente y de tensión que crean corrientes inducidas bajo la influencia de campos magnéticos sobre un disco de aluminio. El disco gira y la velocidad es proporcional a la potencia demandada moviendo unas agujas a través de un dispositivo integrador que indican los valores de consumo. En la figura 18 se observa un medidor electromecánico que está compuesto por: una bobina de voltaje (1), una bobina de corriente (2), un estator (3), el rotor con un disco de aluminio (4), frenos magnéticos del rotor (5), eje de tornillo sin fin (6) y los indicadores en forma de dial (7).

Figura 18. **Medidor electromecánico**



Fuente: Wikipedia. *Medidor electromecánico*. www.wikipedia.com.

Consulta: 18 de mayo de 2018.

2.3.3.2. **Medidores híbridos**

Con los primeros avances de la electrónica se fueron modificando ciertos elementos de los medidores convencionales que funcionan por inducción. Los medidores llamados híbridos son medidores electromecánicos en donde el disco giratorio se configura para generar un tren de pulsos y mediante un captador óptico sensa las marcas grabadas en la cara superior del disco. Los pulsos son procesados digitalmente calculando mediante algoritmos la demanda y energía consumida o producida. En la figura 19 se aprecia un medidor híbrido.

Figura 19. **Medidor de energía híbrido**



Fuente: JOJOA, William. *Medidores de energía directa*. p. 32.

2.3.3.3. **Medidores electrónicos**

Son llamados también medidores de estado sólido y realizan las mediciones con procesos análogos digitales a través de circuitos lógicos, algoritmos, microprocesadores y memorias. Estos medidores son los que actualmente están en tendencia de utilizarse por sus facilidades, amplias funciones, comunicación y software. En los puntos frontera se han generalizado y se utilizan principalmente por su función de registrador de fallas y su comunicación a través de fibra óptica o módem celular para visualizar y registrar sus valores medidos remotamente. Su funcionamiento se realiza a través de sensores que están conectados a circuitos de estado sólido para producir por medio de software pulsos de salida que tienen la frecuencia proporcional a la energía consumida, entre otros parámetros.

Por la facilidad que se tiene de realizar cálculos automáticos con solo tener las entradas de corriente y voltaje, se han desarrollado varios tipos de medidores electrónicos según la necesidad de cada industria. Estos se clasifican en: medidores de demanda, medidores de energía activa, medidores de energía reactiva, medidores prepago, medidores postpago y medidores multitarifa. En la figura 20 se aprecia un medidor electrónico.

Figura 20. **Medidor de energía electrónico**



Fuente: Schneider Electric. *Medidor multifunción ION8750*. p. 23.

2.4. Normativa internacional

Son los estándares mundiales que se utilizan para fabricación, pruebas, y diseños de equipos y sistemas utilizados en la industria. Para la industria eléctrica y electrónica se utilizan, según la región, la Norma IEC establecida por la Comisión de Electrotécnica Internacional, y la ANSI/IEEE creada por el

Instituto de Ingenieros Eléctrico y Electrónico y aprobado por el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI en inglés).

Las Normas IEC son creadas y emitidas en consenso y representan las necesidades clave de cada nación que integra la comisión. La IEC está conformada por más de 10 000 expertos en la industria, el comercio, el gobierno, laboratorios de investigación y universidades.

Cada una de estas comisiones tiene normas específicas a cada necesidad, equipos, sistemas, entre otros, y se adoptan en cada país de acuerdo a los criterios y diseños propios. Para el caso de Guatemala en la industria energética, es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quién dicta a través de su propia normativa, cuales estándares mundiales se deben utilizar y aplicar, aunque se está totalmente libre de utilizar la que se requiera. A continuación se detalla brevemente las normas utilizadas para los sistemas de medición comercial en Guatemala.

2.4.1. Norma ANSI/IEEE C57.13

Este estándar americano es utilizado para el desarrollo, diseño, construcción y pruebas de transformadores de instrumentación así como para la selección de los mismos de acuerdo a las necesidades del sistema en donde operarán. El estándar cubre ciertos aspectos eléctricos, dimensiones, características mecánicas y ciertas características de seguridad de los transformadores de corriente y transformadores de voltaje inductivos utilizados generalmente para la medición de electricidad y control de los equipos asociados a la generación, transmisión y distribución de corriente alterna.

2.4.2. Norma ANSI/IEEE C12.20

Este estándar americano establece los criterios aceptables de rendimiento para medidores eléctricos, clases de exactitud, clases de corriente, voltajes y frecuencias nominales, valores de prueba de corriente, arreglos para conexiones de servicio, dimensiones, formas y pruebas ambientales. Este estándar también fue ampliado para permitir fuentes de voltaje y corriente trifásicas como una alternativa a los métodos de prueba existentes de una fase, en serie y en paralelo.

2.4.3. Norma IEC 60044-1

Este estándar internacional es aplicado para el diseño, fabricación y pruebas para transformadores de corriente utilizados con instrumentos de medición y dispositivos de protección que funcionan con frecuencias entre 15Hz y 100Hz.

Los requerimientos dentro de esta norma son aplicables a transformadores con devanados separados y para autotransformadores. En la cláusula 11 se indican los requerimientos y pruebas, y de la cláusula 3 a la 10 se indica lo necesario para que los transformadores de corriente puedan ser utilizados con instrumentos de medición eléctrica. En la cláusula 12 se indican los requerimientos y pruebas para que los transformadores de corriente puedan ser utilizados con relés de protección, indicando esto más a detalle de las cláusulas 3 a la 10. Este estándar reemplazó al IEC 60185 publicada en 1966.

2.4.4. Norma IEC 60044-2

Este estándar se utiliza para el diseño, fabricación y pruebas de transformadores de voltaje inductivos monofásicos utilizados con instrumentos de medición eléctrica y dispositivos de protección en frecuencias entre 15Hz y 100Hz.

No aplica para transformadores utilizados en laboratorios. Aplica solamente para transformadores con devanados separados y autotransformadores. En este estándar hacen algunas referencias para transformadores trifásicos pero para requerimientos específicos se debe referir a otra norma.

Todos los transformadores inductivos fabricados bajo este estándar son adecuados para propósitos de medición, y adicionalmente, ciertos transformadores pueden ser adecuados para protección. Cuando los transformadores cumplirán propósitos de medición y protección deben de cumplir todas las cláusulas de este estándar. Este estándar reemplazó al IEC 60186 publicado en 1987.

2.4.5. Norma IEC 60044-3

Este estándar internacional es aplicado para la fabricación, diseño y pruebas de transformadores de corriente y voltaje combinados que pueden ser utilizados con instrumentos de medición o dispositivos de protección que trabajan entre 15Hz y 100Hz. Los requerimientos de este estándar deben ser utilizados en conjunto con los estándares IEC 60044-1 e IEC 60044-2.

2.4.6. Norma IEC 60044-5

Este estándar internacional se aplica a la fabricación, diseño y pruebas de transformadores de voltaje capacitivos monofásicos conectados entre línea y tierra en voltajes de sistema arriba de 72,5kV a frecuencias industriales entre 15 y 100Hz. Estos transformadores son destinados a suministrar bajo voltaje para funciones de medición, control y protección. Surge para ampliar el capítulo IV del IEC 60186 publicado en 1987.

2.4.7. Norma IEC 60687

Este estándar internacional aplica para los medidores watt-hora recién fabricados con clase de exactitud 0,2S y 0,5S, para la medición de energía activa de corriente alterna de una frecuencia entre 45 Hz y 65 Hz. Aplica solo para medidores que funcionan a través de transformadores para aplicaciones de interior y que consisten de un elemento registrador y uno de medición en el mismo aparato. Su rango de medición y corriente nominal están, por lo tanto, basados en el IEC 60185. Dentro de este estándar se incluye la operación de los indicadores, pruebas de salida y mediciones con energía en dos direcciones.

2.5. Nuevas tecnologías

Para administrar una red eléctrica la medición de la corriente y el voltaje en tiempo real es necesaria. Por otro lado, para proteger una red eléctrica la medición de la corriente de corto circuito es imprescindible. Las redes modernas, diseñadas para alta potencia eléctrica, necesitan de la medición de la corriente en condiciones transitorias y para asegurar la calidad de electricidad, se ha hecho más necesario la medición de componentes

harmónicas debido al uso de unidades de electrónica de potencia como por ejemplo en la conexión de eólicas al sistema y motores con variación electrónica de velocidad.

Los recursos energéticos distribuidos como paneles solares y pequeñas turbinas conectadas a las redes de bajo voltaje también están cambiando el manejo de líneas de bajo voltaje y las redes de distribución. Consecuentemente, la necesidad de medición de voltaje y corriente en muchos lugares de estas redes requieren cada vez más y más la instalación de sensores.

Con todas estas evoluciones se puede observar que la clave del desarrollo de las redes eléctricas son las mediciones eléctricas.

En el pasado los transformadores de instrumentos no se utilizaron solamente para obtener los valores de corriente y voltaje de la red, sino también para transferir potencia en bajo voltaje a equipo secundario principalmente fabricado con componentes electromecánicos. Conforme ha ido evolucionando la tecnología, los equipos de bajo voltaje fueron haciéndose cada vez más pequeños con el desarrollo de dispositivos electrónicos análogos y ahora con la tecnología digital.

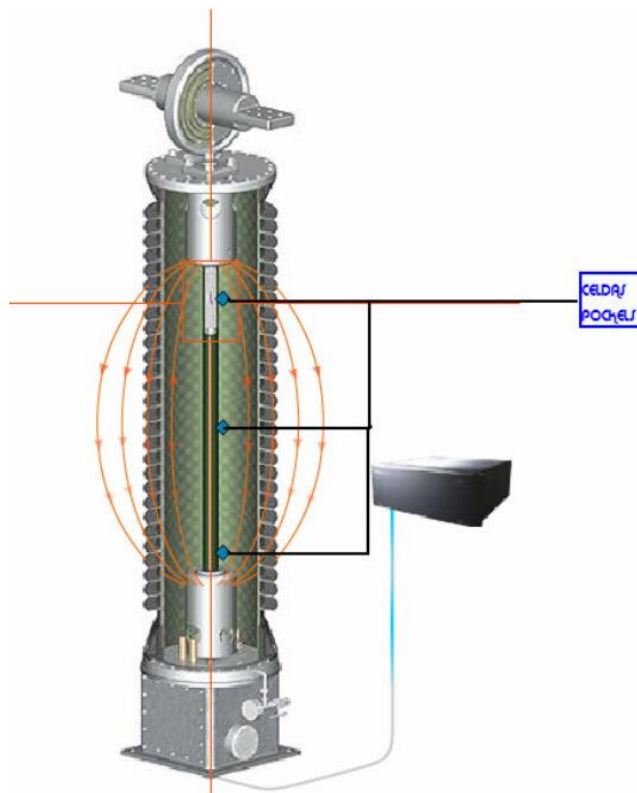
Estos cambios están evolucionando la manera de utilizar los transformadores de instrumento convencionales y abre las posibilidades de utilizar en redes eléctricas nuevos conceptos de sensores de voltaje y corriente. Los avances con este tipo de sensores comenzaron en los 90's con el desarrollo de tecnología óptica y electro-óptica basada en componentes análogos y digitales, dando los primeros pasos para el desarrollo de una nueva clase de transformadores de instrumento llamados comúnmente No

convencionales, o en inglés NCIT's (Non Conventional Instrument Transformers).

2.5.1. Transductor electro-óptico de voltaje

También llamado EOVT (por sus siglas en inglés, *electro-optic voltage transductor*) es un transductor que basa su funcionamiento en el principio físico de Pockels. Este efecto electro-óptico se produce cuando un haz de luz que atraviesa un material transparente modula su estado de polarización debido a la incidencia de un campo eléctrico.

Figura 21. Transductor electro-óptico de voltaje



Fuente: ALDANA DE LEÓN, Francisco Alberto. *Sistemas ópticos digitales para medición de energía en alta tensión*. p. 30.

El EOVT está compuesto por dos celdas longitudinales de *pockels* contenidas en un mismo cristal. Cada celda es un plano óptico que cuando incide el haz de luz en ella, se divide en dos, desfasando un haz a +45 grados y el otro haz a -45 grados dando como resultado un desfase entre los haces de luz de 90 grados. Es por esto que se le llama el método en cuadratura. Cuando se le aplica un voltaje a los extremos del cristal el campo eléctrico modula la frecuencia de la señal de luz que es enviada desde un dispositivo en el cuarto de control.

El resultado de la frecuencia modulada es la integral de la intensidad del campo eléctrico que es reflejo del voltaje aplicado. Esta señal de salida es procesada por otro dispositivo que reconstruye la señal digitalmente por medio de los ciclos y la forma de onda dando como resultado la señal sinusoidal proporcional del voltaje aplicado al cristal. En la figura 21 se observa un EOVT con sus celdas de *pockels* ubicadas estratégicamente en tres puntos que tienen asignado un peso específico para de esa manera obtener una medida precisa del campo eléctrico.

El EOVT tiene un módulo electrónico que provee la luz hacia las celdas de *pockels* a través de fibra óptica por medio de un diodo led. Luego de atravesar el campo eléctrico dentro del cristal, el haz de luz resultante es captado por un fotodiodo ubicado también dentro del módulo electrónico y este procesa la señal digitalmente para entregar la señal analógica del voltaje. En la figura 22 se observa el principio del EOVT.

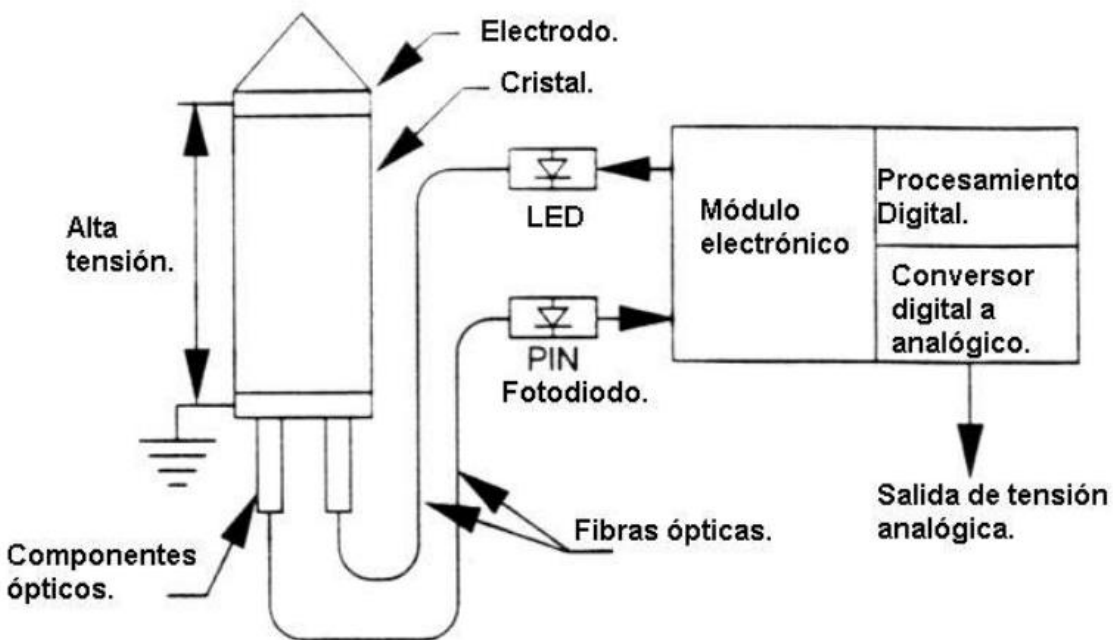
Dentro de las ventajas principales que se tienen de utilizar un EOVT están:

- La precisión está por encima del estándar ANSI/IEEE clase 0,15 y del estándar IEC clase 0,2S.

- No existe saturación del transformador
- No utiliza aislamiento en aceite o gas SF6
- No se presenta el efecto de ferresonancia
- Aislamiento galvánico de la línea de alta tensión
- El peso es de un 10 % de un transformador de voltaje convencional

En resumen, se puede indicar que el EOVT es un transformador de voltaje híbrido que funciona con tecnología óptica, obteniendo muchas ventajas por ello, pero su salida sigue siendo analógica para integrarlo con los dispositivos de medición y protección tal y como se realiza convencionalmente.

Figura 22. **Principio básico del transductor electro-óptico de voltaje**



Fuente: Repositorio UANL. *Transformadores de instrumento*. p. 41.

2.5.2. Transductor óptico de corriente

Es un dispositivo también llamado MOCT (por sus siglas en inglés, *Magneto optic current transformer*) que basa su funcionamiento en el principio del efecto Faraday. Este efecto se caracteriza por la interacción de la luz polarizada con el campo magnético producido por el paso de corriente a través de un conductor. La luz es emitida por un led desde un módulo opto-electrónico y dividida en dos haces de luz y polarizadas ortogonalmente para luego ser transmitidas hacia la cabeza del sensor por medio de fibra óptica manteniendo su polarización. En la cabeza del sensor se encuentra una fibra óptica de cuarto de onda que convierte las señales en dos ondas polarizadas elípticamente. Las señales viajan a través de la fibra óptica enrollada varias veces en el conductor en donde es expuesta al campo magnético, acelerando una onda y desacelerando la otra, y modificando el ángulo de polarización de las ondas.

Al final de la fibra óptica existe un espejo que refleja las ondas, pasan nuevamente por el dispositivo polarizador y son convertidas de la forma elíptica a la ortogonal para luego ser transmitida hacia el módulo optoelectrónico que procesa la señal digitalmente y mide el desfase entre las ondas de luz para determinar la intensidad de campo magnético al que estuvo expuesto, siendo proporcional a la corriente que circula por el conductor. En la figura 23 se observa el principio de funcionamiento de un transductor de corriente óptico.

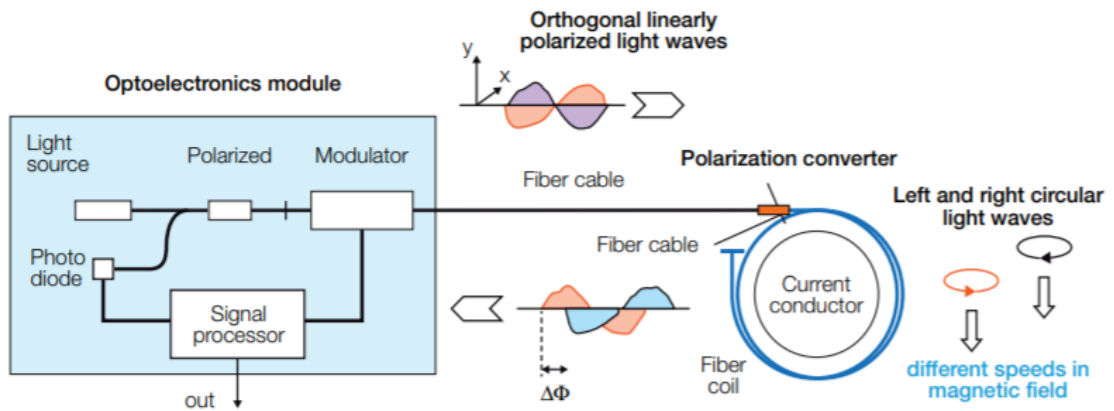
Se ha demostrado que es más fácil medir los cambios de velocidad que el ángulo de rotación, es por eso que se ha optado por que el módulo mida la diferencia de tiempo entre las onda de luz. La diferencia de tiempo es muy pequeña, del orden de 10^{-21} a 10^{-15} segundos, que es equivalente al rango de corrientes de 10mA a 100kA.

Cuando no circula corriente por el conductor, las dos señales de luz viajan en fase por la fibra óptica, pero cuando hay flujo de corriente, las señales se desfasan una de otra por la incidencia del campo magnético y es este desfase el que mide el optoacoplador.

Dentro de las ventajas principales de utilizar un transductor óptico de corriente en comparación con un transformador de corriente convencional están:

- La precisión excede los estándares internacionales ANSI/IEEE clase 0,15 e IEC clase 0,2S.
- La relación de transformación es configurable.
- No existe saturación del transformador.
- Alta precisión.
- No utiliza aislamiento en aceite o gas SF6.
- No existe riesgo de secundarios abiertos.
- No existe el efecto de ferro-resonancia.
- Aislamiento galvánico de las líneas de alta tensión.
- El peso del equipo es 10 % de un transformador de corriente convencional.

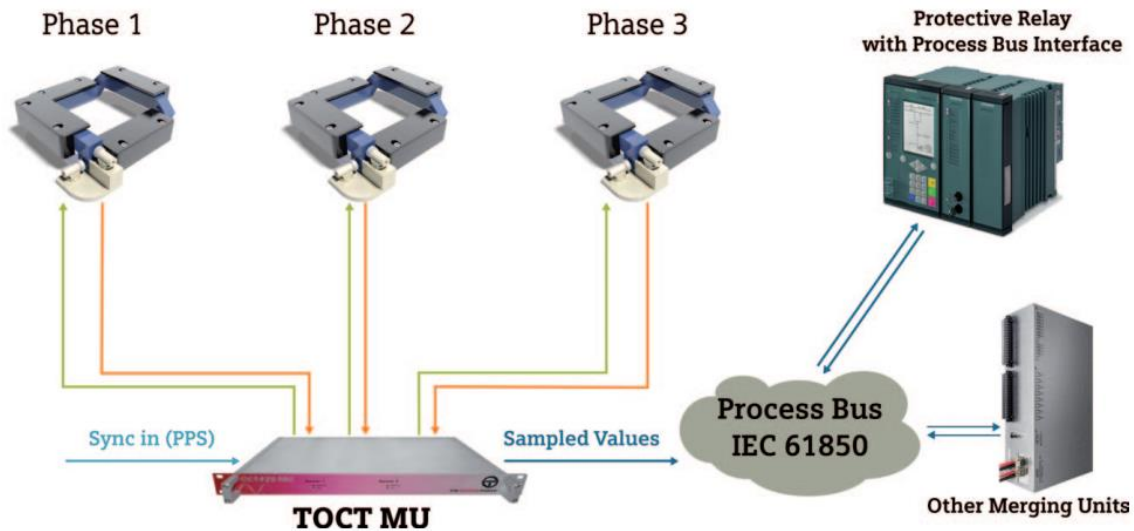
Figura 23. Principio de funcionamiento transductor de corriente óptico



Fuente: ABB. *Fiber Optics Current Sensor. Tipo FOCS-FS.* p. 4.

El módulo optoelectrónico puede entregar los datos analógicos e integrarse a los medidores o relevadores de protección como se realiza convencionalmente, pero actualmente se está optando por entregar las señales digitales e integrarse a una MU (*Mergin Unit*) que utiliza *Sampled Values* y la mensajería GOOSE para la automatización de la subestación como se muestra en la figura 24.

Figura 24. **Diseño típico trifásico para la aplicación de un bus de proceso con MOCT's**



Fuente: Trench. *Optical Current Transformer for AIS*. p. 5.

2.5.3. Unidades ópticas combinadas

Comúnmente llamado OMU (Optical Metering Unit, por sus siglas en inglés) es un equipo que combina las tecnologías ópticas para corriente y voltaje que puede ser conectado a un equipo concentrador MU a través de protocolos de comunicación y ser utilizado para fines de protección o medición en las subestaciones. Las ventajas del OMU son las ventajas sumadas de un EOVT y un MOCT añadiendo el ahorro de espacio en la subestación debido a que solo un equipo realiza las dos funciones, sin embargo, va a depender del tipo de diseño y subestación que se requiere.

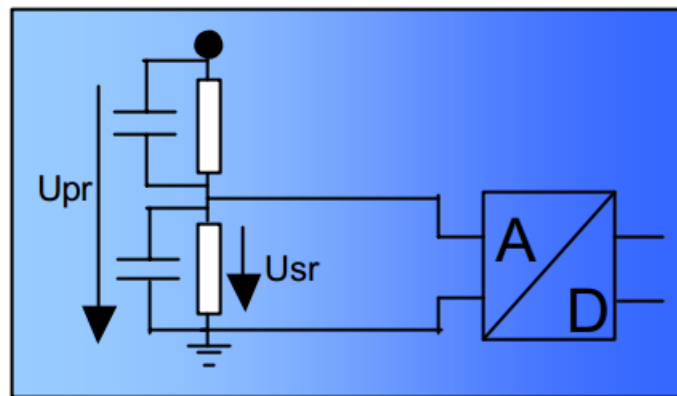
2.5.4. Transformadores de instrumento de baja potencia

También llamados LPIT (low power instrument transformer, por sus siglas en inglés), son transformadores que tienen una salida de bajo voltaje.

Su forma de captar la señal de voltaje o corriente es análoga pero tienen un convertidor análogodigital para que esa señal pueda ser transmitida y utilizada directamente por los actuales IED's.

Los transformadores de voltaje LPVT (*low power voltage transformer*, por sus siglas en inglés) utilizan divisores RC para reducir el voltaje y luego convertirlo a una señal digital. En la figura 25 se muestra un esquema del principio de funcionamiento.

Figura 25. Principio de transformador de voltaje LIPT



Fuente: Trench. *LOPO: Low Power Instrument Transformer for HV*. p. 4.

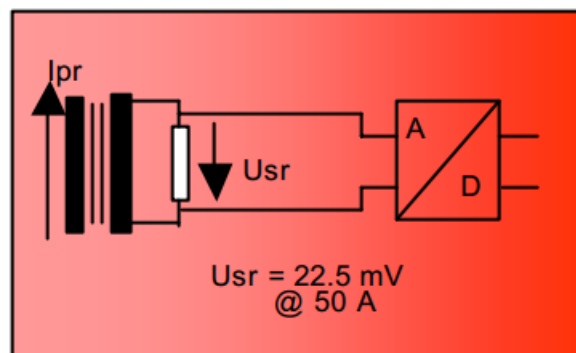
Los transformadores de corriente LPCT (*low power current transformer*, por sus siglas en inglés) basan su funcionamiento en el principio de los anillos

de Rogowsky. Estos son arrollamientos helicoidales flexibles que no tienen un núcleo magnético. Para dar una réplica de la corriente primaria necesitan un integrador de precisión shunt, como se muestra en la figura 26, y apantallamientos electromagnéticos para contrarrestar el ruido externo y evitar interferencias.

Las ventajas de utilizar este tipo de transformadores son:

- No existe el efecto de ferresonancia debido a la ausencia de núcleos magnéticos.
- Por su amplio rango de frecuencia pueden ser utilizados para medición de calidad de potencia de varios kHz.
- En los transformadores de corriente no existe riesgo de circuitos abiertos.
- Tamaño y peso reducidos.

Figura 26. **Principio de transformador de corriente LPIT**



Fuente: Trench. *LOPO Low Power Instrument Transformer for HV*. p. 4.

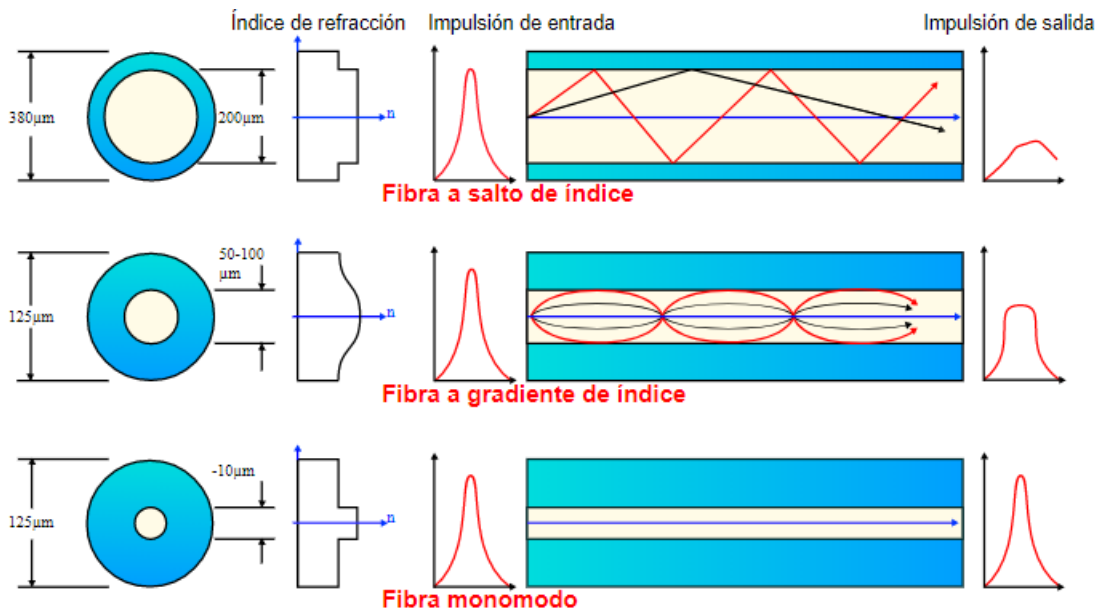
2.5.5. Sistema de medición y protección con fibra óptica

La fibra óptica es un medio de comunicación que últimamente ha sido bastante adoptado en la industria eléctrica, para el envío de información entre dispositivos y por una diversidad de ventajas que ofrece frente a los sistemas convencionales de comunicación (cable coaxial, microondas, satélite, GSM, entre otros) que tiene su principio de funcionamiento basado en las tecnologías lumínicas.

La fibra óptica está compuesta por un filamento llamado núcleo que tiene un diámetro entre 8 y 600 micras, dependiendo del tipo de fibra óptica, tiene varios hilos de vidrio o plástico y un revestimiento que regularmente es de plástico.

Existen varios tipos de fibra óptica y son utilizados de acuerdo con su aplicación y funcionalidad. Dentro del tipo multimodo (50 a 62,5 micrómetros) se encuentran fibras a salto de índice y gradiente de índice utilizadas para distancias cortas en donde las pérdidas son mayores y el ancho de banda reducido; y la fibra de tipo monomodo (8 a 10 micrómetros), útil para largas distancias debido a que su camino de propagación es prácticamente directo (ver figura 27).

Figura 27. Tipos de fibra óptica

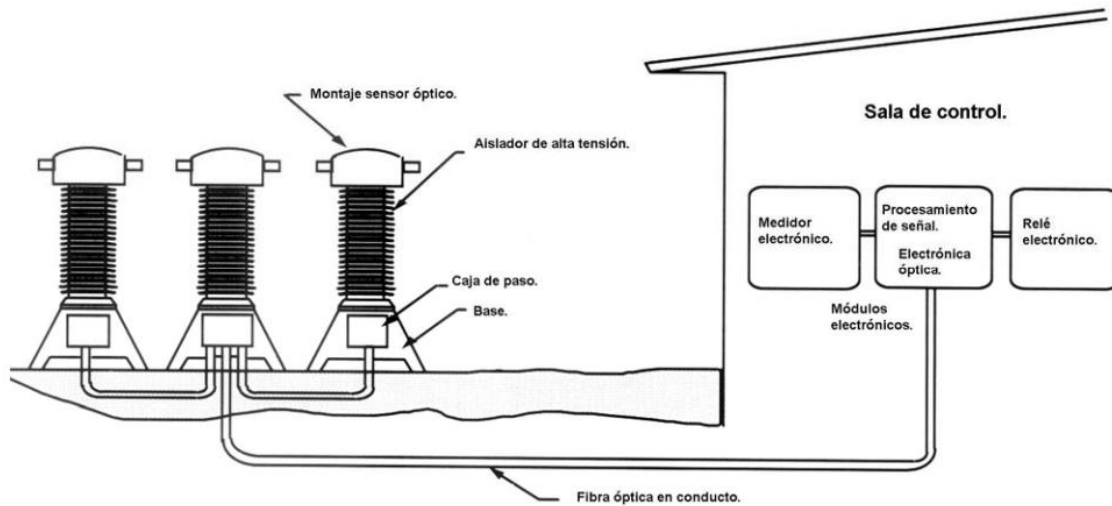


Fuente: *Tipos de fibra óptica*. www.wikipedia.com. Consulta: 25 de mayo de 2018.

El proceso de funcionamiento de un sistema con fibra óptica está compuesto por la señal de entrada, la fuente luminosa, amplificador, el empalme, la fibra óptica, el segundo empalme, corrector óptico, receptor y la señal de salida.

En los sistemas de medición es utilizada para comunicar los medidores hacia la unidad central de la subestación y de esa manera obtener mediciones en tiempo real, enviar configuraciones y monitorear estado y calibración. Actualmente, se está optando por utilizar la fibra óptica para la obtención de las señales de corriente y de voltaje directamente de los equipos de patio (Ver figura 28) que están evolucionando a la tecnología digital debido a sus amplias ventajas que ofrecen respecto a la utilización de cables de cobre.

Figura 28. **Utilización de fibra óptica desde los equipos de patio**



Fuente: Repositorio UANL. *Transformadores de instrumento*. p. 39.

Las ventajas de utilizar fibra óptica son amplias, pero dentro de las principales se pueden mencionar:

- Es inmune a las interferencias electromagnéticas (EMI) y de radiofrecuencia (RFI).
- Mayor confiabilidad y flexibilidad.
- Mejor eficiencia en la transmisión de datos.
- Gran capacidad y velocidad de transmisión de datos con solo una fibra debido a su amplio ancho de banda.
- Reducción de espacio debido a que una sola fibra óptica puede reemplazar varios cables de cobre.
- Peso y dimensiones menores.

Sin embargo, hay que tomar en cuenta que la fibra óptica tiene algunas desventajas:

- Las fibras necesitan empalmarse en sus extremos y es necesario utilizar equipo costoso y personal calificado.
- La fibra óptica es frágil a mala manipulación y deformación de su núcleo, con lo cual queda inservible.

2.5.6. Norma IEC 61869-9

Es un estándar aplicado para el diseño, construcción y pruebas de transformadores de instrumento con salida digital. Este estándar define los requerimientos para las comunicaciones digitales de transformadores de instrumento para medida y es basado en el estándar IEC 61850, en el documento guía UCA para implementación de interfaz digital de transformadores de instrumento usando el IEC 61850-9-2, y las partes relevantes del IEC 60044-8 publicado en el 2002 que es reemplazado por este estándar. Esto incluye mejoras adicionales incluyendo el IEC 61588 red basada en sincronización de tiempo. También contiene requerimientos específicos para transformadores de instrumento electrónicos de baja potencia (LPIT, *low power instrument transformer*) teniendo una salida digital.

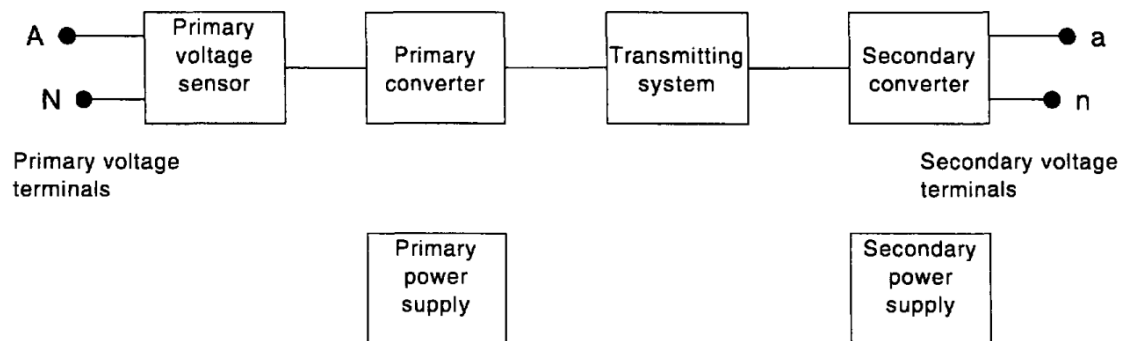
2.5.7. Norma IEC 60044-7

Este estándar internacional es una parte del IEC 60044 y fue publicado en 1999 pero es en los últimos años que ha ido tomando más relevancia.

Es aplicado a los transformadores de voltaje electrónicos llamados también EVT's (*electronic voltage transformer*, por sus siglas en inglés) desde su fabricación hasta su mantenimiento y pruebas; utilizados para ser

conectados con instrumentos de medición y dispositivos de protección eléctrica que trabajan en frecuencias de 15Hz hasta 100Hz.

Figura 29. **Diagrama de bloques general de un EVT**



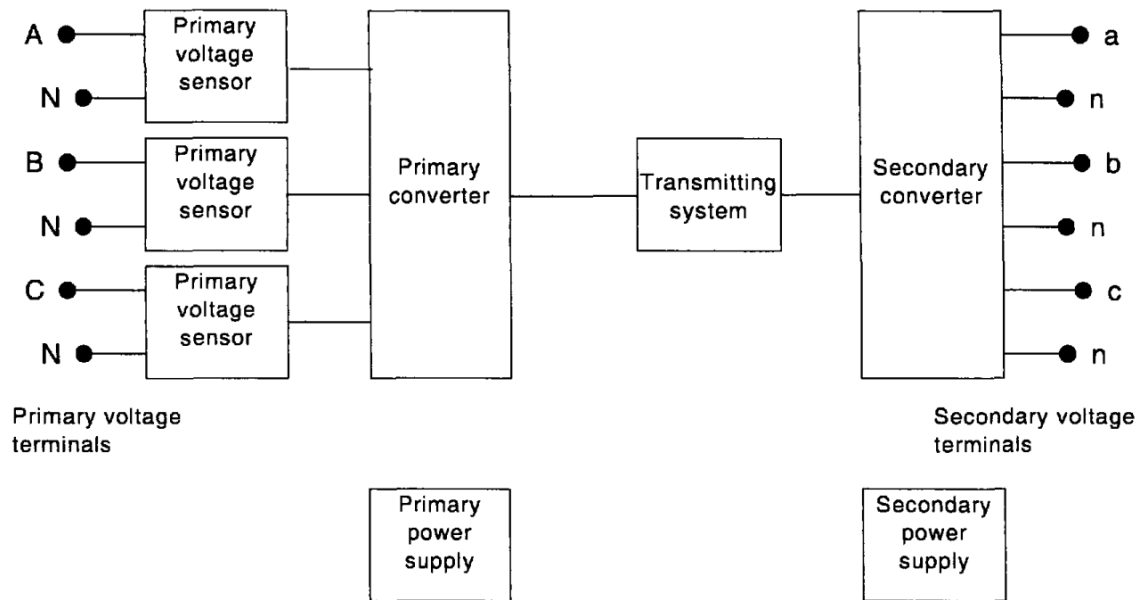
Fuente: IEC. *Estándar 60044-7*. p. 13.

Los transformadores ópticos de voltaje también son considerados como EVT's por lo tanto también les aplica este estándar. En las figuras 29 y 30 se muestran diagramas de bloques de un EVT monofásico y un arreglo trifásico respectivamente, sin embargo, no todas las partes son absolutamente necesarias, cada fabricante puede decidir que parte es necesaria según su propio diseño.

2.5.8. Norma IEC 60044-8

También es una parte del estándar IEC 60044 que fue publicado en el 2002 y es dirigido a la fabricación, diseño, pruebas y mantenimiento de transformadores de corriente con salida de voltaje digital o analógica que se utilizan con instrumentos de medición eléctrica o dispositivos de protección que trabajan en el rango entre 15Hz a 100Hz.

Figura 30. **Diagrama de bloques general para un arreglo trifásico-aterrizado de EVT's**

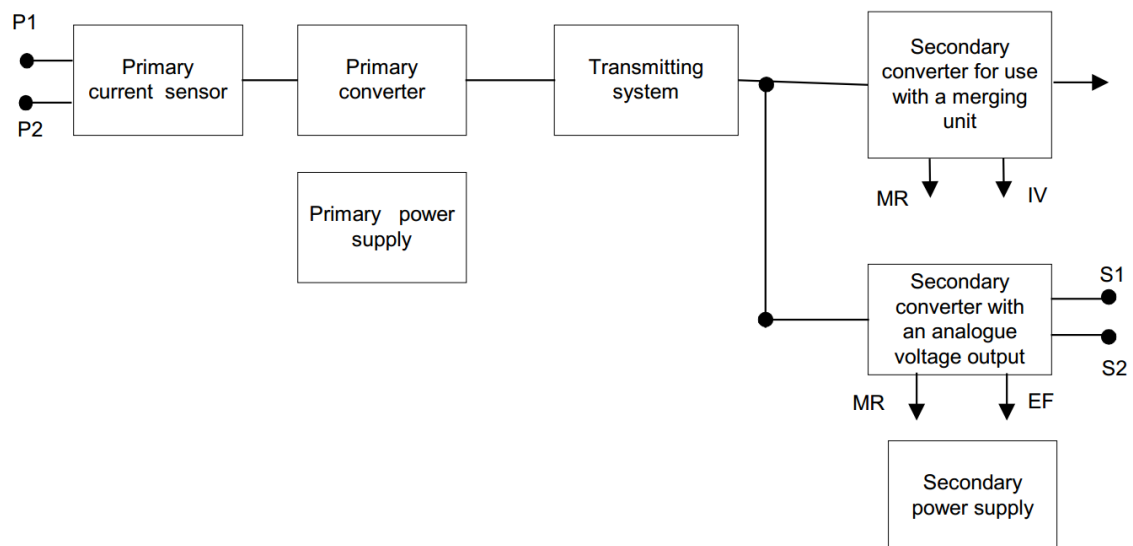


Fuente: IEC. *Estándar 60044-7*. p. 13.

Este estándar cubre los transformadores de corriente electrónicos también llamados ECT's (*electronic current transformer*, por sus siglas en inglés) dentro de los cuales se integran los transformadores ópticos de corriente, bobinas con núcleos de aire con o sin integrador shunt y bobinas con núcleos de hierro que tienen convertidores y dispositivos electrónicos. También pueden ser ECT's con salida analógica que se integran a los equipos a través de cable de cobre, o con salida digital, en donde este estándar toma en cuenta la conexión desde el transformador electrónico hacia el IED (*Intelligent Electronic Device*) dando los requerimientos para la comunicación, compatibilidad y el intercambio de información.

El estándar muestra las partes en diagrama de bloques que debería tener un ECT (Ver figura 31), en donde incluye el sensor primario de corriente, el convertidor primario, una fuente de poder primaria, el sistema de transmisión, y dependiendo si es salida analógica o digital, un convertidor secundario usando un MU o con salida de voltaje respectivamente, y una fuente de voltaje secundaria. Estas deben ser tomadas por los fabricantes pero no es absolutamente necesario utilizarlas todas ya que depende del diseño que cada uno requiera.

Figura 31. **Diagrama de bloques general de un ECT**

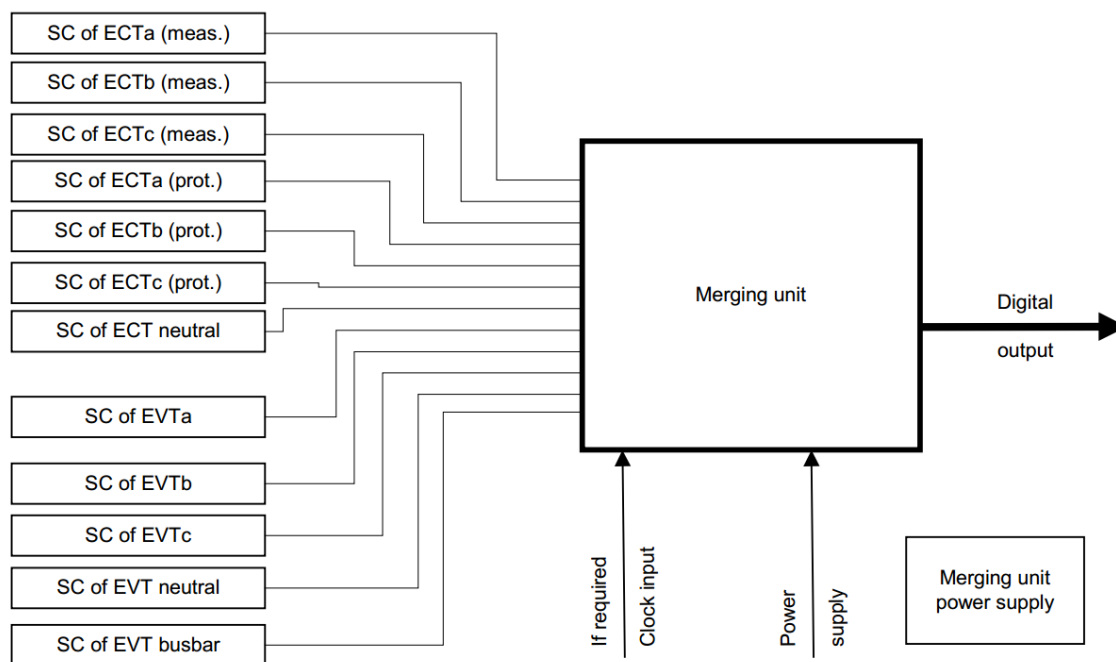


Fuente: IEC. *Estándar 60044-8*. p. 8.

En la figura 31 las salidas de los convertidores tienen otras salidas MR, IV y EF. MR es una indicación que da el equipo cuando necesita mantenimiento, IV es cuando tiene una salida inválida y EF es cuando existe una falla en el equipo.

En la actualidad está teniendo auge la utilización de MU's (*Merging Units*) para concentrar las señales y luego enviarlas digitalmente a los instrumentos de medida o dispositivos de protección. En la figura 32 se observa la integración de un arreglo trifásico para protección y medición desde los convertidores secundarios SC de las fases, los neutros, una medición de voltaje de barra y una fuente de poder de la MU.

Figura 32. **Diagrama de bloques general de transformadores electrónicos con salida digital**



Fuente: IEC. *Estándar 60044-8*. p. 9.

2.5.9. Norma IEC 61850-9

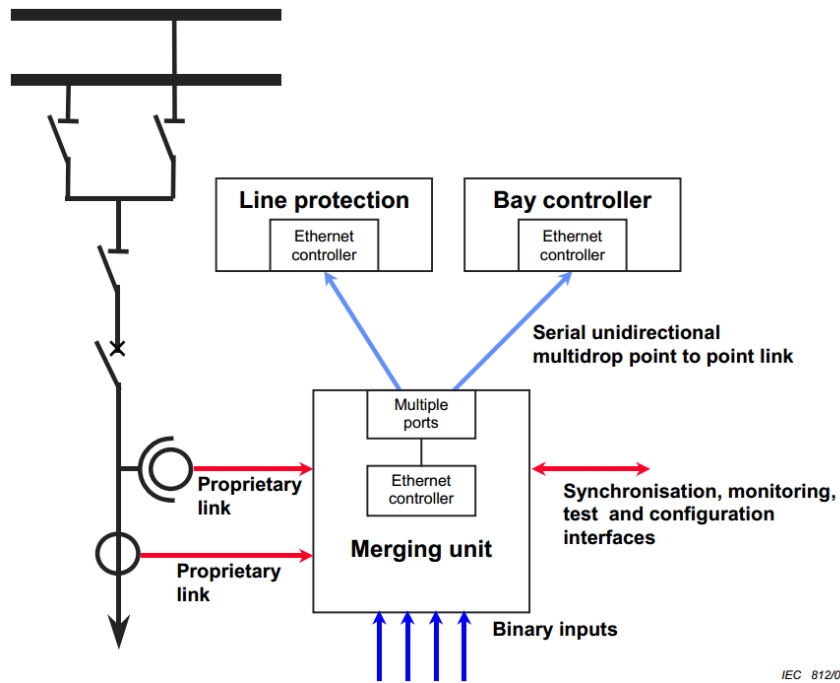
Esta norma forma parte del estándar IEC 61850 y está conformada por dos partes, el IEC 61850-9-1 y el IEC 61850-9-2 publicadas en 2003 y 2004,

respectivamente. Estos estándares se aplican a transformadores de corriente ECT's y transformadores de voltaje EVT's con una salida digital y que se comunican por medio de una merging unit MU, utilizados para fines de medición o protección.

Tiene una gran relación con el estándar IEC 60044-8 del capítulo anterior, con la diferencia en que en este estándar se define la interfaz serial de comunicación punto a punto entre el MU y los EVT's y ECT's, utilizando SCSM (*Specific Communication Service Mapping*) para transmitir *sampled values* a través de un puente ISO/IEC 8802-3. Para esto es necesario tener la referencia completa del estándar IEC 61850.

El fin es lograr una estructura de comunicación en donde MU's, EVT's, ECT's, IED's, controladores de bahía y medidores puedan comunicarse bajo el mismo lenguaje logrando la interoperabilidad no importando el fabricante. En la figura 33 se muestra un ejemplo de la comunicación serial multipunto unidireccional utilizado entre los transformadores electrónicos, la MU, el controlador de bahía y la protección de línea.

Figura 33. Interfaz de comunicación serial unidireccional punto a punto



IEC 812/03

Fuente: IEC. *Estándar 61850-9-2*. p. 7.

3. NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL NO.14 (NCC-14)

3.1. Publicación de la norma

Esta norma fue publicada por el administrador del mercado mayorista el treinta de octubre del 2000 por medio de la resolución 157-11 y aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el dos de noviembre del mismo año mediante la resolución CNEE-76-2000.

3.2. Descripción

Es una norma que establece las obligaciones y requerimientos que los agentes y grandes usuarios deben cumplir en su sistema de medición comercial (SMEC), para tener una lectura fiable del consumo o producción de energía eléctrica y de esa manera realizar las transacciones respectivas. Dentro de la norma se establecen requerimientos técnicos, responsabilidades, verificaciones, temas legales y procedimientos que se deben cumplir. Toda industria que tenga un sistema de medición comercial pero que no cumpla con ésta norma no podrá participar en el mercado eléctrico nacional.

3.3. Estructura

A continuación, se muestra la estructura de la norma de coordinación comercial.

3.3.1. Objetivos

Los objetivos de la norma son establecer una guía técnica, administrativa y comercial para el cumplimiento, seguimiento y control de los sistemas de medición comercial de las industrias que pretenden participar en el mercado eléctrico nacional para realizar transacciones de compra y venta de energía y potencia eléctrica a través del AMM. Asimismo, establecer las características del sistema y equipos que forman parte del sistema de medición comercial regional (SIMECR) que el ente operador regional (EOR) utiliza para liquidar las transacciones en el mercado eléctrico regional (MER).

3.3.2. Contenido

La NCC-14 cuenta con 36 numerales que se identifican antecediendo el número de normativa, por ejemplo, 14.5 es el numeral 5 de la norma núm. 14 del AMM. De esta manera los numerales de la NCC-14 inician desde el 14.1 y finalizan en el 14.36.

- 14.1: se indica qué es y porque se utiliza el sistema de medición comercial nacional y regional.
- 14.2: cuenta con tres partes. En la primera se indica quienes son los responsables de la instalación, operación y mantenimiento de equipos de medición y comunicaciones que se utilizan en el SIMEC. Asimismo, se indican los puntos en donde debe ubicarse el SIMEC según el agente o participante. En la segunda parte se indica que la aprobación del punto de medición se deberá realizar entre el interesado y el transportista o distribuidor cumpliendo la NCC-14. Y en la tercera parte se indica que los

participantes conectados a un punto de conexión se denominan Participantes Conectados.

- 14.3: se indican cuales magnitudes se registraran y cuales magnitudes se almacenarán en la memoria del dispositivo medidor.
- 14.4: se indica la clase de exactitud que deben tener los elementos de medida. Los transformadores de medida deberán cumplir con las normativas IEC 185, 186, 044-1 o ANSI/IEEE C57.13.

La exactitud de los equipos en los puntos de conexión de generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios será de acuerdo a su voltaje de operación como se indica en las siguientes tablas.

Tabla IX. **Exactitud para equipos mayores a 69 kV**

Equipo	IEC 185/186//044-1		ANSI/IEEE C57.13	
	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)
PT	0,2	100 VA	0,3	75 VA
CT	0,2	50 VA	0,3	45 VA

Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Exactitud para equipos menores o iguales a 69kV**

Equipo	ANSI/IEEE C57.13	
	Clase de exactitud (%)	Carga (Burden)
Entre 69kV y 13,8kV		
PT	0,3	75 VA
CT	0,3	22,5 VA
13,8kV		
PT	0,3	75 VA
CT	0,3	12,5 VA

Fuente: elaboración propia.

También se menciona que todo participante del mercado mayorista de todo nivel de voltaje deberá cumplir con la normativa IEC 687 o ANSI/IEEE 12,20 con respecto a los medidores, y deberán cumplir con el 0,2 % de exactitud con tres elementos en cada punto de conexión.

Dentro de este numeral también se menciona que toda persona individual o jurídica que tenga registrado un medidor es la responsable por la adecuación del mismo en el punto de conexión y que se realizará una verificación de todo el equipo de medición por personal del AMM previo a la habilitación comercial. El AMM brindará un listado de los medidores autorizados y si el equipo a instalar no se encuentra dentro de este listado, deberá tener la autorización del AMM.

- 14.5: se indica que el punto de medición debe contar con transformadores de tensión y de corriente con devanados independientes para medición y protección.
- 14.6: se indica que es necesario que el punto de medición tenga dos medidores de energía independientes, uno principal y uno de respaldo,

siendo obligatorio si se tiene flujo de potencia en ambos sentidos. Si la demanda es igual o menor a 500 kVA no será obligatorio la utilización del medidor de respaldo.

- 14.7: indica la manera en que deben registrarse los datos en los medidores y la forma en que se deben almacenar. También se menciona que la sincronización es responsabilidad del participante a través de un reloj GPS y menciona los períodos de verificación del AMM.
- 14.8: se indica que debe existir un medio de comunicación a través de enlace IP con los medidores para ser consultados remotamente cuando se requiera por el AMM. También debe existir la posibilidad de comunicarse directamente con los medidores a través de cables, fibra óptica o herramientas inalámbricas para consultar los registros sin necesidad de cortar precintos.
- 14.9: se indican los requisitos de instalación referente a la ubicación de los medidores, la protección mecánica, las borneras, los precintos, la caída de voltaje, y la prohibición en el uso de *bypass*.
- 14.10: se indica la forma en que se tomarán los registros de los medidores para realizar las transacciones y se menciona que pasos se realizaran si el AMM no puede obtener estos registros. Si el participante no envía los registros por los medios indicados, el AMM procederá a realizar la transacción aplicando un porcentaje que dependerá si es consumidor o productor.

Se menciona también el procedimiento a seguir respecto a las transacciones regionales con el EOR y la manera en que se procederá si existe

algún inconveniente. Si existiera algún fallo o inconsistencia con la medición se procederá a tomar la medida desde el medidor de respaldo si existiera, y se mencionan los pasos que se seguirán en este caso y los plazos de restauración.

- 14.11: trata acerca de la habilitación comercial de un agente o gran usuario para participar en el mercado mayorista cuando quiere producir o consumir energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y realizar transacciones económicas por esta actividad.
- 14.12: Se indican las verificaciones periódicas que realizará el AMM a los medidores y se muestran los diferentes panoramas en que puedan existir inexactitudes o imprecisiones y la manera en que se procederá para solventarlo con el participante.

También se menciona como se realizarán las pruebas de exactitud en el laboratorio de los medidores que tengan inconvenientes, y presentan la fórmula que se aplicará para determinar el error y realizar el ajuste de energía hasta que se corrija el problema. El ajuste de energía se realizará utilizando la fórmula presentada y tendrá un factor dependiendo de si es productor o consumidor.

- 14.13: se indica las verificaciones no periódicas que realizará el AMM a los medidores. Esta será solicitada por escrito por el participante adjuntando las evidencias de las desviaciones en la medición. También se menciona si esta verificación es solicitada por el EOR o la CRIE.
- 14.14: se indica la reposición de precintos cuando existe una intervención en el sistema de medición comercial luego de la posterior verificación del AMM.

- 14.15: se menciona que todos los participantes deben de cumplir con la Norma NCC-14 para ser tomado en cuenta en las liquidaciones del mercado mayorista. También se indica que el AMM podrá realizar trabajos de corrección en los sistemas de medición comercial de los participantes a través de terceros, cargando estos servicios al participante que haya incumplido.
- 14.16: se indican los requisitos para que un nuevo agente o gran usuario se incorpore al mercado mayorista.
- 14.17: Se indican los requisitos que deben presentarse para la operación de nuevas instalaciones en el mercado mayorista.
- 14.18: se indican los requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al sistema de transporte del mercado mayorista. Estos son adicionales a las del numeral anterior.
- 14.19: se indican requisitos adicionales referentes a los equipos de medición. Estos requisitos se suman a los indicados en los numerales anteriores.
- 14.20: se indica que se realizará una verificación *in situ* de los equipos de medición con el objetivo de inspeccionar el cumplimiento de la Norma NCC-14 y poder emitir la autorización del uso de dichos equipos de medición para su uso comercial.
- 14.21: se indica que el costo por la inspección indicada en el inciso anterior será pagada por el participante que desee la autorización para participar en el mercado mayorista. También se menciona que luego de

la autorización se realizarán pruebas que serán liquidadas en el mercado de oportunidad de la energía.

- 14.22: se indica el procedimiento a realizar para la primera prueba de potencia máxima de un generador.
- 14.23: se indica que un participante consumidor que ingresa por primera vez al mercado mayorista deberá presentar los valores de demanda máxima por medio de las planillas provistas por el AMM para que se pueda calcular los valores de demanda firme.
- 14.24: se indica que los transportistas, distribuidores y grandes usuarios conectados en alta tensión deberán realizar sus pruebas de potencia basados en el programa de pruebas del numeral 14.17, luego de que se emita el certificado de adecuación de telemetría y de los equipos de comunicación.
- 14.25: se indica el procedimiento a seguir de un participante que requiera acceso al sistema informático del AMM para participar en el mercado a término o para presentar planillas de contratos.
- 14.26: se indica que una vez el participante haya cumplido con todos los requisitos para la habilitación comercial, el AMM le notificará que está habilitado para operar en el mercado mayorista.
- 14.27: se indica que si un gran usuario tiene un contrato de comercialización puede optar por participar directamente en el mercado mayorista solicitando la instalación de un medidor y previamente habiendo cumplido todos los requisitos y pago.

- 14.28: se indican los requisitos que se deben cumplir cuando un gran usuario desea cambiar de comercializador o adquirir un contrato de comercialización.
- 14.29: se indica el procedimiento a seguir cuando un gran usuario queda sin suministro por cierre de operaciones o suspensión de transacciones del suministrador, o por la rescisión del contrato; y necesita cubrir su demanda de energía con compras en el mercado de oportunidad.
- 14.30: se indica que cuando el gran usuario incumpla los plazos establecidos para un nuevo contrato por los motivos mencionados en el numeral 14.29, o se presenta una falta de disponibilidad a criterio del AMM, se solicitará la desconexión del gran usuario y de no hacerlo en 24 horas, se presentará a la CNEE para que se ordene la desconexión desde el transportista o distribuidor.
- 14.31: se indica que cuando un gran usuario no haya renovado o se haya vencido su contrato sin notificar al AMM, se procederá igual que en el numeral 14.30.
- 14.32: se menciona que cuando el gran usuario haya solventado su situación y no exista los causantes de la falta de disponibilidad del sistema luego de la desconexión, el gran usuario podrá solicitar la reconexión a la CNEE.
- 14.33: se mencionan los casos en los que se puede dar la inhabilitación y desconexión de un participante y el procedimiento que seguirá el AMM.

- 14.34: se indican quienes podrán tener acceso a las lecturas de los medidores conectados en las redes de transporte o distribución.
- 14.35: se mencionan los casos en que el AMM enviará un informe de incumplimiento a la CNEE.
- 14.36: se indican las disposiciones transitorias enfocadas en los participantes que ya contaban con un sistema de medición comercial antes de la publicación de la NCC-14. Para ello se mencionan disposiciones de acuerdo a la adecuación de la normativa, plazo de adecuación, participantes habilitados, información de contratos de comercialización y plazos de adecuación regionales.

3.3.3. Anexos

En la NCC-14 se adjuntan dos anexos, el primero es acerca de las verificaciones periódicas a los puntos de medición comercial y el segundo es acerca del procedimiento para la estimación de energía.

3.3.3.1. Anexo 14.1 Verificaciones periódicas a los puntos de medición comercial del mercado mayorista de Guatemala

El administrador del mercado mayorista contrata a empresas para realizar las verificaciones periódicas durante tres años y para ello publica este anexo en donde se dan los lineamientos y requerimientos que deben tener las empresas que deseen dar el servicio para ser autorizadas, y también las actividades a realizar en cada verificación. Esta verificación se realiza en todos los puntos oficiales de medición comercial del mercado mayorista.

Dentro del anexo se encuentra el procedimiento para realizar las verificaciones periódicas, el equipo mínimo que debe utilizar la empresa contratada, y los pasos que deberán seguir para realizar la inspección y registrar la medición con el equipo patrón.

3.3.3.2. Anexo 14.2 Procedimiento para estimación de energía

Este anexo está conformado por tres partes. La primera indica los procedimientos técnicos para la liquidación de los consumos propios de los generadores, transportistas y distribuidores en sus subestaciones. La segunda parte indica el procedimiento para la estimación de la energía interrumpida y la liquidación de la demanda interrumpible. La tercer parte está conformada por la forma en que se procederá a ajustar cuando exista fraude o inexactitud del medidor. Cada parte presenta la manera en que se calcula cada ajuste de energía por medio de fórmulas que el AMM tiene ya integrada en sus planillas.

3.4. Cumplimiento

La Norma de Coordinación Comercial núm. 14 debe ser cumplida por generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores y grandes usuarios que deseen participar en el mercado mayorista de energía eléctrica de Guatemala. Todos los puntos de conexión oficiales incluyendo los equipos asociados serán revisados periódicamente basados en esta norma y deberán cumplir para poder ser autorizados y poder participar en las liquidaciones que realice el administrador del mercado mayorista.

4. PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN TÉCNICA DE LA NORMA NCC-14

4.1. Puntos que requieren actualización técnica

A continuación, se listan en la tabla XI los numerales a los que se considera agregar o modificar información para complementar la norma técnicamente.

Tabla XI. **Tabla resumen de actualización NCC-14**

Numeral NCC-14	Comentarios
14.1 Sistema de medición comercial	Ver título 4.3.1
14.2 Responsabilidad	Sin comentarios
14.2 Bis aprobación de ubicación del punto de medición	Ver título 4.3.2
14.2 tris participantes conectados	Sin comentarios
14.3 Magnitudes a registrar y almacenar en memoria	Sin comentarios
14.4 Clase de exactitud y número de elementos	Ver título 4.3.3
14.4 Bis adecuación de equipos de medición	Sin comentarios
14.4 Tris verificación de equipos de medición	Sin comentarios
14.5 Requisitos de los transformadores de medida	Ver título 4.3.4
14.6 Requisitos de los medidores de energía	Ver título 4.3.5
14.7 Registro de datos	Ver título 4.3.6
14.7 Bis sincronización de los medidores	Ver título 4.3.7
14.8 Comunicaciones	Sin comentarios
14.9 Requisitos de instalación	Ver título 4.3.8
14.10 Registro de transacciones	Ver título 4.3.9
14.10 Bis inexactitud de los registros	Sin comentarios
14.10 Tris falla en los equipos de medición	Sin comentarios
14.11 Habilitación comercial para participar en el mercado mayorista	Sin comentarios
14.12 Verificaciones periódicas	Ver título 4.3.10
14.12 Bis pruebas de laboratorio para medidores	Sin comentarios
14.12 Tris ajuste de energía por inexactitud de medidor	Sin comentarios

Continuación de la tabla XI.

14.13 Verificaciones no periódicas	Ver título 4.3.11
14.14 Reposición de precintos	Sin comentarios
14.15 Cumplimiento	Sin comentarios
14.16 Requisitos para un nuevo agente o gran usuario	Sin comentarios
14.17 Requisitos para la operación en el mercado mayorista de nuevas instalaciones que se conectan al sistema de transporte del mercado mayorista	Sin comentarios
14.18 Requisitos específicos para el acceso de nuevas instalaciones de generación al sistema de transporte del mercado mayorista	Sin comentarios
14.19 Requisitos adicionales	Ver título 4.3.12
14.20 Autorización para el uso de los equipos de medición	Sin comentarios
14.21 Costo de la inspección para la autorización para el uso de equipos de medición	Sin comentarios
14.22 Procedimiento para la primera prueba de potencia máxima	Sin comentarios
14.23 Declaración de demanda, aplicable a participantes consumidores de nuevo ingreso	Sin comentarios
14.24 Pruebas de equipos para transportistas, distribuidores y grandes usuarios conectados en alta tensión	Sin comentarios
14.25 Autorización para el acceso al sistema informático del administrador del mercado mayorista	Sin comentarios
14.26 Notificación de habilitación comercial para participar en el mercado mayorista	Sin comentarios
14.27 Información para instalación de medición	Sin comentarios
14.28 Representación o cambio de comercializador	Sin comentarios
14.29 Pérdida o suspensión de suministrador	Sin comentarios
14.30 Incumplimiento de contratación o falta de disponibilidad de electricidad en el mercado mayorista	Sin comentarios
14.31 Falta de renovación del contrato a su vencimiento	Sin comentarios
14.32 Reconexión de suministro	Sin comentarios
14.33 Deshabilitación de un participante y la interrupción de suministro	Sin comentarios
14.34 Fiscalización de los equipos de medición	Sin comentarios
14.35 Informe por incumplimiento a esta norma	Sin comentarios
14.36.1 Adecuación a la normativa	Ver título 4.3.13
14.36.2 Plazo de adecuación	Sin comentarios
14.36.3 Participantes habilitados	Sin comentarios
14.36.4 Información de contratos de comercialización	Sin comentarios
14.36.5 Plazo de adecuación	Sin comentarios

Fuente: elaboración propia.

4.2. Análisis de la actualización

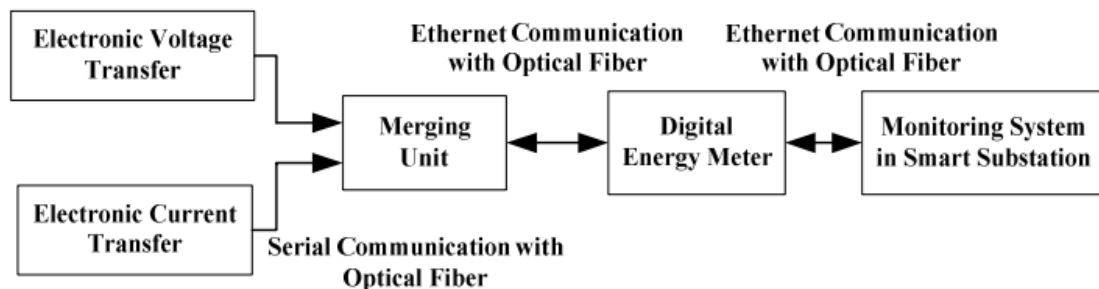
A continuación, se muestra el análisis de la actualización.

4.2.1. Implementación de las nuevas tecnologías

Con el surgimiento de las nuevas tecnologías y del protocolo IEC 61850, como se ha visto en los capítulos anteriores, existe una tendencia a futuro de que las subestaciones se conviertan integralmente en sistemas inteligentes. La evolución afecta a la mayoría de componentes de la subestación pero se ha enfocado más que todo en la forma de obtener la señalización, comunicación y la integración en un sistema fácil de monitorear y más eficiente.

Para el caso de estudio de este trabajo de investigación, dentro de una subestación inteligente deberá existir también un sistema de medición inteligente compuesto por tecnología de detección fotoeléctrica, procesamiento de señal digital y tecnología de redes de comunicación.

Figura 34. Diagrama de bloques de un sistema digital de medición



Fuente: IEC. *Research on the digital metering system and verification method of digital electrical energy meter.* p. 2.

En la figura 34 se visualiza el esquema de como deberá operar un sistema de medición digital, con la señal obtenida desde transformadores electrónicos y comunicados por serial vía fibra óptica hacia una *mergin unit*. Esta procesa la señal y la envía hacia el medidor de energía digital a través de Ethernet por fibra óptica y por último la integración del medidor hacia el sistema de monitoreo inteligente de la subestación a través de protocolo ethernet por fibra óptica.

En las propuestas de mejora de la Norma de Coordinación Comercial núm.14 del AMM de este trabajo de investigación, no se contemplará esta tecnología, puesto que aún está en desarrollo y en proceso de investigación en países como Alemania y China, utilizando sistemas piloto para monitorear su desempeño y confiabilidad. Debido a esto tampoco se ha emitido una norma que respalde la configuración y uso para sistemas en donde se requiera validar transacciones económicas entre agentes participantes de un mercado de energía, para nuestro caso del mercado mayorista de Guatemala. Por lo tanto, al momento de que entidades como la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) o el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE, por sus siglas en inglés) emitan una normativa para sistemas de medición digital aplicables a facturación, deberá de evaluarse una nueva actualización de la NCC-14 e incluir estas tecnologías para que puedan ser utilizadas comercialmente. Sin embargo, dentro de las propuestas de actualización de esta norma si se agrega la utilización de transformadores de medida no convencionales (NCIT), que pueden dar la señalización secundaria en valores analógicos, pero obteniendo mejoras en las pérdidas porque no utilizan núcleos magnéticos y mantienen la precisión requerida.

4.2.2. Estandarización de los sistemas de medición comercial

La finalidad de tener una normativa debe ser la homogenización de un sistema, es por ello que se hace énfasis en que todos los sistemas de medición comercial (SMEC) y regional (SIMECR) deben cumplir en su totalidad lo estipulado en esta propuesta de actualización técnica de la Norma de Coordinación Comercial núm. 14. Esto incluye la modificación de los sistemas de medición comercial implementados antes de la publicación de esta normativa. Esto seguramente implicará costos para los participantes que se vean afectados, pero se deberá hacer un esfuerzo con el objetivo de establecer un lineamiento a futuro en donde se persigue la transparencia, el orden, la eficiencia y la confiabilidad de los sistemas, que serán de beneficio para todos los Participantes del Mercado Mayorista.

4.3. Modificaciones propuestas

A continuación, se muestran las modificaciones propuestas.

4.3.1. Numeral 14.1: Sistema de medición comercial

Se considera agregar como tercer párrafo lo siguiente:

El sistema de medición comercial (SMEC) está compuesto por los transformadores de corriente y voltaje, los cables por fase y neutro desde los transformadores de instrumento hasta la bornera en caja centralizadora o dentro de la caja de medidores, bornera de pruebas con protección de acceso, caja socket del medidor multifuncional, el medidor multifuncional, la caja o gabinete en donde están contenidos, el cable de comunicación y los precintos.

4.3.2. Numeral 14.2 bis: aprobación de ubicación del punto de medición

Se considera agregar como segundo párrafo lo siguiente:

El punto de medición deberá estar ubicado en un punto de fácil acceso acordado entre el propietario de las instalaciones y el titular del punto de medición. Si el punto de medición está en gabinete dentro de caseta de control o sala cerrada, el propietario deberá proporcionar el acceso cuando se requiera, tanto para las verificaciones periódicas o no periódicas de la entidad verificadora como para el titular del punto de medición.

4.3.3. Numeral 14.4: clase de exactitud y número de elementos

Se considera que el nombre del numeral 14.4 deberá modificarse y eliminar el texto y número de elementos quedando así:

14.4 (modificado por el artículo X de la resolución No. XXX del administrador del mercado mayorista) clase de exactitud.

Se considera modificar el inciso (a) como sigue:

- Transformadores de medida convencionales (CIT): cumplir con las Normas IEC 61869-1, IEC 61869-2, IEC 61869-3, IEC 61869-4, IEC 61869-5 y IEC 61869-6 o ANSI/IEEE C57.13-2016.
- Transformadores de medida no convencionales (NCIT): cumplir con las Normas IEC 61869-7, IEC 61869-8, IEC 61869-9 ó ANSI/IEEE C57.13.6.

Se considera modificar el inciso (b) y eliminar el inciso (c) como sigue:

- Exactitud y carga: generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios podrán tomar como referencia de la tabla los valores de exactitud y carga para los transformadores de instrumentos de alta y media tensión:

Tabla XII. **Transformadores de medida no convencionales**

	IEC 61869		ANSI/IEEE C57.13-2016	
	Clase de Exactitud (%)	Carga (Burden)	Clase de Exactitud (%)	Carga (Burden)
PT	0,2s	25 VA	0,3	25 VA
CT	0,2s	15 VA	0,3	12.5 VA

Fuente: elaboración propia.

Estos valores son referidos a transformadores de voltaje, con un valor secundario de 69,36 voltios y en transformadores de corriente con un valor secundario de 5 amperios. Sin embargo, cada participante deberá especificar sus transformadores de instrumento de acuerdo al diseño en particular de sus instalaciones, basados en la plantilla de cálculo de precisión y carga para transformadores de instrumento suministrado por el AMM. La plantilla deberá entregarse como adjunto en el cumplimiento de esta norma, así como el informe de cargabilidad de los equipos.

En un SMEC trifásico, todo participante deberá tener tres (3) transformadores de voltaje y tres (3) transformadores de corriente, o bien, tres (3) unidades combinadas.

- Medidores: todo participante generador, transportista, distribuidor, comercializador y gran usuario del MM, en todo nivel de voltaje, deberá cumplir con las Normas IEC 62053-22/23, IEC 62052-11, IEC 61000-4 o ANSI/IEEE C12.20-2015 en lo que representa a medidores, siendo estos medidores multifunción, polifásicos y tomando en cuenta que la clase de exactitud deberá ser de 0,2 %. Todo medidor utilizado deberá estar en el listado de medidores homologados por el AMM o por el contrario realizar el procedimiento para homologar un medidor en el sistema de medición comercial del MM, basados en el punto 14.4 tris de esta norma.

4.3.4. Numeral 14.5: requisitos de los transformadores de medida

Se considera que el nombre del numeral 14.5 deberá modificarse quedando así:

14.5 Modificado por el Artículo XX de la resolución núm. XXX del administrador del mercado mayorista) cantidad de transformadores de medida por punto de medición.

Se considera modificar completamente el artículo quedando de la siguiente manera:

Cada punto de medición deberá contar con tres (3) transformadores de corriente y tres (3) transformadores de tensión, con devanados independientes para el uso exclusivo del SMEC y especificados para este fin. Si durante la operación de las instalaciones el participante decide reemplazar uno de los transformadores de medida, deberá notificar previamente al AMM y posteriormente luego de la instalación, para solicitar una verificación no

periódica de acuerdo al numeral 14.13. El equipo sustituto deberá cumplir lo estipulado en el numeral 14.4.

4.3.5. Numeral 14.6: requisitos de los medidores de energía

Se considera modificar el nombre del numeral 14.6 quedando de la siguiente manera:

- (Modificado por el Artículo X de la resolución núm. XXX del administrador del mercado mayorista) número de medidores de energía.

Se considera modificar el segundo párrafo de la siguiente manera:

En puntos con flujo de potencia en ambos sentidos, deberán instalarse medidores bidireccionales en cuatro cuadrantes de energía activa y reactiva, frecuencia, voltaje y corriente, para registrar el flujo de ambos sentidos cuando sea requerido por el administrador del mercado mayorista, siendo obligatorio el medidor de respaldo.

4.3.6. Numeral 14.7: registro de datos

Se considera agregar el siguiente párrafo:

Adicional a los datos almacenados de magnitud, los medidores deberán tener la capacidad de almacenar en la memoria no volátil la bitácora de al menos quinientos (500) eventos que contenga fecha y hora de ocurrencia y deberá incluir como mínimo los siguientes:

- Fallas internas

- Falta de alimentación
- Accesos
- Sincronización del reloj
- Monitoreo del estado de la batería
- Modificación de la programación
- Intentos de acceso fallidos
- Cambio de modo de prueba a normal o viceversa

4.3.7. Numeral 14.7 bis: sincronización de los medidores

Se considera modificar el párrafo de la siguiente manera:

Cada participante será responsable de sincronizar el reloj del medidor o medidores de su propiedad de acuerdo al patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión por medio del sistema de posicionamiento global GPS, utilizando protocolos NTP/SNTP por ethernet o a través del formato IRIG-B por cable coaxial. La sincronización se deberá realizar cuando detecte que el reloj del medidor esté desfasado un (1) minuto con respecto al patrón. El medidor deberá desplegar una bandera cuando la fuente de sincronización externa no esté disponible, registrándola en la bitácora de eventos del medidor.

El administrador del mercado mayorista podrá verificar la sincronización de los medidores cada tres (3) meses.

4.3.8. Numeral 14.9: requisitos de instalación

Se considera modificar el inciso (b), (c) como sigue:

- Los gabinetes deberán tener grado de protección mecánica no inferior a la Norma IEC IP50 o equivalente, para instalación interior, o IEC IP65 o equivalente, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una placa de identificación del punto de medición la cual será proporcionada por el administrador del mercado mayorista.
- Cada punto de medición deberá contar con una bornera de verificación precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso. Estas borneras no deberán tener la característica de cortocircuitarse para las borneras de corriente y de abrirse para las borneras de voltaje. Cuando exista necesidad de retirar el medidor, la instalación deberá salir de operación y retirar los precintos correspondientes en presencia de personal o representantes del administrador del mercado mayorista.

Se considera agregar el siguiente inciso:

- Los cables de control utilizados deberán ser protegidos contra descargas electroestáticas y radiaciones electromagnéticas por medio de pantalla de cobre o aluminio. Deberán ser de material PVC retardante a la llama, resistentes a la abrasión, resistentes al calor y la humedad, poseer protección mecánica y soportar temperaturas de hasta 70°C. Deberán cumplir con la Norma IEC 60502-1. Al ser un sistema trifásico de medición, para las señales de corriente, los cables deberán tener los siguientes colores de identificación: rojo para fase R, amarillo para fase S, azul para fase T y verde para el neutral. Para las señales de tensión los colores deberán ser: blanco para fase R, naranja para fase S, café para fase T y negro para neutral.

Para definir el calibre del conductor, todo participante deberá presentar una memoria de cálculo en donde determine el calibre a utilizar en los conductores para señales de corriente y voltaje, tomando en cuenta la saturación de los transformadores de corriente, la caída de tensión, y la capacidad de burden de los transformadores de medida. En todo caso, el calibre mínimo aceptado para señales de corriente será núm. 10 AWG y para señales de tensión núm. 12 AWG.

4.3.9. Numeral 14.10: registro de transacciones

Se considera agregar como último párrafo lo siguiente:

La información que será interrogada diariamente por el administrador del mercado mayorista será la siguiente:

- Potencia activa trifásica
- Potencia reactiva trifásica
- Tensión eficaz fase R
- Tensión eficaz fase S
- Tensión eficaz fase T
- Frecuencia

Según lo que establece el numeral 14.6, los medidores deberán operar en forma bidireccional con lo cual deberán almacenar en registros horarios la siguiente información:

- Potencia activa de salida
- Potencia activa de entrada
- Potencia reactiva en los cuatro cuadrantes

- Demanda activa máxima
- Demanda reactiva

4.3.10. Numeral 14.12: verificaciones periódicas

Se considera agregar el siguiente inciso al final de este numeral:

- Si durante la verificación periódica se encontraran cambios de numeración, alteraciones en la instalación, violación de los protectores de borneras, puentes cortocircuitables en las bases *socket* de los medidores, borneras cortocircuitables o derivaciones de los circuitos de tensión o corriente en la trayectoria entre los transformadores de medida y los medidores, el administrador del mercado mayorista informará al participante los hallazgos y a partir de esta notificación el participante tendrá cinco (5) días calendario para corregir los inconvenientes. adicionalmente el AMM informará a la CNEE según lo que se estipula en el numeral 14.35. Si transcurridos cinco (5) el participante no ha realizado las correcciones, el AMM enviará un requerimiento de pago al participante responsable para realizar los trabajos de corrección y verificación respectivos a través de terceros, dando un plazo de 5 días hábiles para hacer efectivo el pago. Luego de efectuado el pago, se enviará orden de trabajo a la empresa que realizará los trabajos de corrección y verificación. Si vencido el plazo de 5 días hábiles no es efectuado el pago, se informará del incumplimiento a la CNEE para que tome las acciones que ameriten, a causa del incumplimiento.

Toda verificación o intervención llevada a cabo en el punto de conexión del SMEC del participante, será registrado en la hoja de vida técnica indicado en el inciso (n) del numeral 14.19 de esta norma.

4.3.11. Numeral 14.13: verificaciones no periódicas

Se considera agregar como segundo párrafo lo siguiente:

Las verificaciones No Periódicas se realizarán bajo solicitud del Participante en los siguientes casos:

- Por desviaciones observadas en las mediciones del o los medidores instalados en el punto de conexión, comparándolo con un medidor patrón para verificar la exactitud y precisión.
- Reemplazo de un transformador de medida.
- Reemplazo de precintos rotos.
- Nuevo punto de conexión.
- Revisión del punto de conexión luego de una modificación o corrección solicitada por parte del AMM al participante, o simplemente por solicitud del participante.

Toda verificación o intervención llevada a cabo en el punto de conexión del SMEC del participante, será registrado en la hoja de vida técnica indicado en el inciso (n) del numeral 14.19 de esta norma.

4.3.12. Numeral 14.19: requisitos adicionales

Se considera modificar el inciso (d) de la siguiente manera:

- Estudio de cargabilidad de los aparatos conectados en los circuitos secundarios de tensión y corriente de los transformadores de medida.

Se considera agregar los siguientes incisos:

- (j) Fotografías de las placas de datos de los transformadores de medida
- (k) Resultado de pruebas eléctricas y mecánicas realizadas en fábrica a los transformadores de medida, medidores, y cables de control.
- (l) Resultado de pruebas eléctricas realizadas en sitio a los transformadores de medida, así como los certificados de calibración con los que fueron realizadas las pruebas
- (m) Características técnicas del cableado de control, de los transformadores de medida y del equipo de comunicación utilizado para reportar las mediciones
- (n) Archivo inicial de hoja de vida técnica del SMEC en donde se llevarán los registros, verificaciones e intervenciones ejecutadas

4.3.13. Numeral 14.36.1: adecuación de la normativa

Se considera modificar el párrafo de la siguiente manera:

Todo punto de medición que se haya registrado en el administrador del mercado mayorista antes de la fecha de entrada en vigor de la presente NCC y que cuente con un sistema de medición de 2 ½ elementos, deberá convertir su sistema a 3 elementos en cumplimiento de la presente NCC.

4.4. Repercusión en las instalaciones actuales que operan en el mercado mayorista

A continuación, se muestra la repercusión en las instalaciones actuales que operan en el mercado mayorista.

4.4.1. Repercusión técnica

Como se ha mencionado anteriormente, uno de los objetivos de esta propuesta de actualización técnica es la estandarización de los sistemas de medición comercial. Para ello es necesario que todos los participantes cumplan en su totalidad la normativa, y esto puede ocasionar que se deban realizar algunos cambios en sus instalaciones. Técnicamente los cambios, basados en esta propuesta de actualización, dependerán básicamente del tiempo en que fueron implementados los sistemas agregando lo faltante o modificando lo existente. Dentro de los cambios pueden estar:

- Agregar un transformador de medida para completar el sistema trifásico de medición, para voltaje y corriente respectivamente.
- Reemplazo de conductores en cumplimiento con las características técnicas indicadas.
- Reemplazo del gabinete de instalación de los medidores en cumplimiento con las características técnicas indicadas.
- Reemplazo de borneras en cumplimiento con las características técnicas indicadas.
- Configuración de los medidores con los parámetros requeridos.

4.4.2. Repercusión económica

Los cambios requeridos para el cumplimiento técnico en su totalidad de esta norma, basados en la propuesta de actualización y la estandarización de los sistemas de medición comercial, puede implicar un costo para el participante. Se deberá hacer énfasis del objetivo de los cambios y establecer una estandarización hacia futuro, en donde todo participante que requiera conectarse al sistema de medición comercial, desde un inicio deberá cumplir

con todos los detalles de la normativa. Este costo lógicamente dependerá de la magnitud de cambios a realizar y el participante podrá contratar los servicios por terceros o a su conveniencia manteniendo la calidad requerida.

4.4.3. Coordinación con el AMM

Todo participante que planifique realizar modificaciones a su sistema de medición comercial deberá informarlo al AMM previo a realizar el trabajo. Si en la modificación del sistema se incluye el retiro temporal del medidor o los medidores, deberá ser programado para que personal de AMM o representantes estén presentes y puedan embalarse y precintarse, con la finalidad de que no pueda alterarse su configuración física o electrónica hasta que vuelvan a ser instalados.

Si durante una verificación periódica, el AMM o su representante, encuentran que el sistema no cumple con lo establecido en la normativa, basados en la propuesta de actualización, se enviará un requerimiento de modificación, indicando los ítems que se deben trabajar del sistema de medición comercial y, a la vez, se solicita un cronograma de la programación para realizar lo indicado.

4.4.4. Verificación por parte del AMM

Cuando la modificación realizada, por parte del participante, a su sistema de medición comercial, esté finalizada, deberá solicitar al AMM la verificación no periódica indicado en el numeral 14.13 de la NCC-14. Según como establece la normativa, el costo de la verificación no periódica deberá correr a cuenta del participante interesado. En esta verificación se revisará que todo el sistema cumpla con los requisitos y posteriormente el AMM emitirá una nota en donde

se especificará que el participante ha cumplido con las modificaciones necesarias para el cumplimiento de la Norma de Coordinación Comercial núm.14.

CONCLUSIONES

1. El sistema de medición comercial es una de las partes más importantes de una instalación eléctrica industrial debido a que a través de él se validan todas las transacciones económicas entre participantes del mercado mayorista. Es por ello que la actualización propone realizar modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial núm. 14 para tener un sistema transparente, confiable, ordenado, eficiente y seguro.
2. Las tendencias hacia subestaciones inteligentes más digitalizadas, conectadas, automatizadas e integradas está promoviendo la utilización de tecnología óptica y de redes de comunicación para la obtención de señales de medición y protecciones. Sin embargo, para sistemas de medición comercial con la finalidad de la facturación, la tecnología aún está en fase de pruebas y desarrollo para determinar su confiabilidad, y no se ha emitido una norma internacional que apruebe y valide su utilización.
3. La propuesta de actualización técnica de la norma se basa fundamentalmente en aspectos técnicos que se considera deben mejorar. Sin embargo, será necesaria una revisión desde el aspecto comercial y jurídico para que la actualización y mejora sea integral.
4. Con la utilización de los transformadores de medida no convencionales (NCIT) se mejora la precisión en la medición, lo que representa una transacción económica más real de lo producido o consumido por el participante, según sea el caso. Esta es la razón por la que se considera

que los participantes del mercado mayorista tengan la opción de utilizarlo.

RECOMENDACIONES

1. En la actualidad, sigue desarrollándose la tecnología para la implementación de subestaciones inteligentes y sistemas de medición digital para facturación. Con esto último, los comités internacionales aún no emiten las normas respectivas, puesto que, aún están en estudio y evaluación. Se recomienda al administrador del mercado mayorista que al momento de ser publicadas las normas que respalden la utilización de los sistemas de medición digital para utilización en transacciones económicas, se evalúe nuevamente la actualización de la norma NCC-14 con la finalidad que los participantes del mercado mayorista puedan implementar esta tecnología en sus instalaciones nuevas o existentes.
2. Se sugiere al administrador del mercado mayorista realizar una revisión de la NCC-14 en los aspectos comerciales y jurídicos con el fin de detectar puntos de mejora.
3. En el momento de realizar la actualización de la Norma NCC-14 se aconseja que la publicación sea comunicada a todos los participantes que posean sistemas de medición comercial (SIMEC), de tal manera que estén enterados e inicien las gestiones para alinearse a la norma.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALDANA DE LEÓN, Francisco Alberto. *Sistemas ópticos digitales para medición de energía en alta tensión*. Trabajo de graduación de Ing. Electricista. Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2007. 124 p.
2. China Electrical Power Research Institute. *Digital Metering System of New Generation Smart Substation in China*. 2016. 10 p.
3. Gobierno de Guatemala. *Administrador del Mercado Mayorista. Norma de Coordinación Comercial No.14. 2013. 36 p.*
4. Hunan Electric Power Research Institute. *Research on the Digital Metering System and Verification Method of Digital Electrical Energy Meter*. 2013. 7 p.
5. International Electrotechnical Commission. *Standard IEC 61869. 2016*.
6. RAMOS FLORIÁN, Ilvia Isabel. *Estudio jurídico del ente operador del mercado mayorista de electricidad*. Trabajo de graduación de Abogada y Notaria. Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2007. 120 p.
7. STANEK, Michael. *Experiences with Non-Conventional Instrument Transformers (NCITs)*. USA: ABB Switzerland Ltd, High Voltage Products. 2009. 8 p.

