



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

**DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA
ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA
COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025**

Alex Josue Vicente Valenzuela
Asesorado por el Ing. Julio César Rodas

Guatemala, febrero de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA
ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA
COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALEX JOSUE VICENTE VALENZUELA
ASESORADO POR EL ING. JULIO CÉSAR RODAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Angel Roberto Sic García a.i.
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyan Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 18 de abril de 2016.

A handwritten signature in black ink, enclosed within a hand-drawn oval. The signature is stylized and appears to read 'Alex Josue Vicente Valenzuela'.

Alex Josue Vicente Valenzuela

Guatemala, 19 de octubre de 2016

Ingeniero
Otto Fernando Andrino
Coordinador del Área de Electrotecnia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Andrino

A través de la presente, hago de su conocimiento que como ASESOR, he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado **“DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA COGUANOR NTG/ISO/IEC 17025”** elaborado por el estudiante **Alex Josue Vicente Valenzuela, Carné No. 2001 – 12456**, encontrándolo satisfactorio.

Por lo que resuelvo dar mi aprobación al mismo, remitiéndole a la Coordinación para el trámite pertinente, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Julio César Rodas
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 3843

JULIO CESAR RODAS
Ingeniero Electricista
COL. No.3843



Ref. EIME 72. 2016.

Guatemala, 10 de NOVIEMBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA COGUANOR NTG/ISO/IEC 17025**, del estudiante Alex Josue Vicente Valenzuela, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. 
Otto Fernando Andriano González
Coordinador Área Electrotécnica



SRO



REF. EIME 72. 2016.

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 del estudiante; ALEX JOSUE VICENTE VALENZUELA titulado: DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA COGUANOR NTG/ISO/IEC 17025, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López

GUATEMALA, 14 DE NOVIEMBRE 2016.





El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE METODOLOGÍA PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZADOS EN CENTRALES DE GENERACIÓN, SEGÚN LA NORMA COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025**, presentado por el estudiante universitario: **Alex Josue Vicente Valenzuela**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, febrero de 2017

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Porque es el que merece toda gloria y honra ante todo y sin Él no habría podido llegar hasta el final. Bendito seas, Padre Celestial.
- Mis padres** Jesús Vicente Vásquez y Olga Verónica Valenzuela Woltke por darme su amor y apoyo sin condiciones para lograr superarme.
- Mi esposa** Lorena Elizeth Arroyo Corado de Vicente. Por amarme, motivarme, apoyarme incondicionalmente, ser paciente y pedirle a Dios en todo momento que me guardara, guiara y me diera sabiduría para tener éxito en todo.
- Mis hijos** Oscar Josué y Juan David por ser el regalo más hermoso que me ha dado Dios y ser mi inspiración para superarme y ser mejor cada día.
- Mis suegros** Tonita Corado de Arroyo y Oscar Obdulio Arroyo. Por aconsejarme y apoyarme incondicionalmente en todo momento para seguir adelante y culminar mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por brindarme la oportunidad de realizar mi sueño de ser profesional.
Facultad de Ingeniería	Por albergar a profesionales que compartieron sus conocimientos desinteresadamente.
Dios	Por salvarme, cuidarme, guiarme, darme la sabiduría, el entendimiento y el discernimiento, por sostenerme con su mano firme y poderosa y por haberme permitido lograr el sueño de culminar esta etapa de mi vida.
Mis padres	Por haberme guiado para seguir el camino correcto y educarme de la mejor manera haciendo su mayor esfuerzo.
Mi esposa	Por estar presente en cualquier circunstancia valorándome, apreciándome y amándome sin condiciones, siendo una gran amiga, esposa, mujer y, sobre todo, una excelente madre para nuestros hijos. Te amo mucho mi cielo.
Mis suegros	Por estar presentes en todo momento brindándome su amor, cariño y comprensión.

Mis hijos	Por el cariño y paciencia mostrada durante el tiempo de estudio y elaboración de este informe
Mis amigos de la Facultad	Víctor Hugo Benito, Saúl Velásquez, Wuilmar Velásquez, Pablo González, Lázaro Can, Abner Castellanos, Mario Velásquez y Víctor Esquit por su amistad y apoyo incondicional.
Mis amigos de la Planta Hidroeléctrica Los Esclavos	Por sus consejos y apoyo desinteresado e incondicional.
Ing. Julio César Rodas	Por asesorarme y brindarme su apoyo y conocimientos en la elaboración de este informe.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE METROLOGÍA.....	1
1.1. Metrología eléctrica	2
1.2. Instrumento de medida	2
1.3. Exactitud y precisión.....	2
1.4. Cifras significativas.....	3
1.5. Error de medida	4
1.5.1. Errores gruesos	6
1.5.2. Errores sistemáticos	6
1.5.3. Error aleatorio	6
1.6. Resolución.....	7
1.7. Sensibilidad	7
1.8. Patrón de medida	7
1.8.1. Patrón internacional.....	8
1.8.2. Patrón nacional.....	8
1.8.3. Patrón primario	8
1.8.4. Patrón secundario.....	9
1.8.5. Patrón de referencia	9
1.8.6. Patrón de trabajo	9

1.9.	Ajuste	9
1.10.	Calibración	10
1.11.	Verificación.....	11
1.12.	Validación.....	11
1.13.	Trazabilidad.....	11
1.14.	Certificación	12
2.	PARÁMETROS UTILIZADOS EN LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	13
2.1.	Valor nominal	13
2.2.	Fasores	13
2.3.	Circuitos trifásicos	16
2.3.1.	Conexión estrella.....	17
2.3.2.	Conexión delta	19
2.4.	Componentes simétricas.....	20
2.5.	Magnitudes de influencia en medidores de energía eléctrica...25	
2.5.1.	Condiciones de referencia.....	25
2.5.2.	Variación del error causado por una magnitud de influencia	25
2.5.3.	Perturbación electromagnética.....	26
2.5.4.	Armónicos	26
2.5.5.	Factor de distorsión	26
2.5.6.	Estabilidad térmica	27
2.6.	Magnitudes eléctricas registradas en un medidor de energía eléctrica.....	27
2.6.1.	Tensión eléctrica	27
2.6.2.	Intensidad de la corriente eléctrica.....	29
2.6.3.	Potencia eléctrica activa.....	30
2.6.4.	Potencia eléctrica reactiva.....	32

2.6.5.	Potencia eléctrica aparente	34
2.6.6.	Energía eléctrica activa	36
2.6.7.	Energía eléctrica reactiva	37
2.6.8.	Energía eléctrica aparente.....	38
2.6.9.	Factor de potencia	38
2.6.10.	Frecuencia eléctrica.....	38
3.	EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	41
3.1.	Transformadores de instrumento.....	42
3.1.1.	Transformadores de protección	42
3.1.2.	Transformadores de medición	42
3.1.3.	Transformadores de corriente.....	43
3.1.3.1.	Componentes básicos de un transformador de corriente	44
3.1.3.2.	Parámetros de los transformadores de corriente.....	47
3.1.3.3.	Identificación de bornes.....	55
3.1.3.4.	Condiciones de servicio.....	56
3.1.3.5.	Nivel de aislamiento.....	56
3.1.3.6.	Exactitud.....	58
3.1.4.	Transformadores de potencial	58
3.1.4.1.	Componentes básicos de un transformador de tensión.....	59
3.1.4.2.	Parámetros de los transformadores de potencial	61
3.1.4.3.	Identificación de bornes.....	66
3.1.4.4.	Condiciones de servicio.....	70
3.2.	Instrumentos de medición.....	71

3.2.1.	Tipos de instrumentos de medida	71
3.2.1.1.	Instrumentos de bobina móvil.....	72
3.2.1.2.	Instrumento de hierro móvil	75
3.2.1.3.	Instrumentos electrodinámicos.....	76
3.2.1.4.	Instrumentos digitales	79
3.2.2.	Instrumentos de medición de energía eléctrica	80
3.2.2.1.	Medidores de energía electromecánicos	80
3.2.2.2.	Medidores de energía electrónicos (digitales).....	83
3.2.2.3.	Medidores de energía eléctrica activa	84
3.2.2.4.	Medidores de energía eléctrica reactiva.....	86
3.2.2.5.	Medidores de energía eléctrica aparente	88
3.2.3.	Características principales de los medidores de energía eléctrica.....	89
3.2.3.1.	Amperios de prueba TA.....	89
3.2.3.2.	Número de forma (ANSI).....	90
3.2.3.3.	Constante vatios hora (Kh).....	90
3.2.3.4.	Relación del registro (Rr).....	91
3.2.3.5.	Elemento o estator	91
4.	CONDICIONES POR CUMPLIR PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	93
4.1.	Equipos para la verificación	93
4.2.	Normativa.....	95
4.2.1.	Norma ISO 9001:2008	96

4.2.2.	Norma ISO 10012.....	98
4.2.3.	Norma Técnica Guatemalteca COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025.....	98
4.2.4.	Norma ISO 14000.....	99
4.2.5.	Norma de Coordinación Comercial 14.....	100
4.3.	Instalaciones y condiciones ambientales.....	102
4.4.	Métodos de verificación.....	103
4.4.1.	Método de verificación potencia por tiempo	104
4.4.1.1.	Método del rotor.....	104
4.4.1.2.	Método del numerador.....	106
4.4.1.3.	Método de la carga ficticia	107
4.4.1.4.	Método sincrónico.....	109
4.4.2.	Método de verificación a través de medidor patrón	110
4.4.2.1.	Método individual.....	110
4.4.2.2.	Método de verificación en masa	111
4.5.	Estimación de la incertidumbre de la medición.....	112
4.6.	Trazabilidad de la medición	113
5.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA VERIFICACIÓN PERIÓDICA.....	115
5.1.	Método de verificación.....	115
5.2.	Plan de verificación de medidores.....	116
5.3.	Procedimiento por seguir para la verificación de medidores de energía eléctrica	116
5.4.	Control de datos obtenidos.....	120
5.5.	Determinación del error de medición y la incertidumbre.....	124
5.6.	Criterio para la aceptación y rechazo	128
5.7.	Interpretación de resultados	130

5.8. Guía propuesta para el procedimiento por seguir en la verificación de medidores de energía eléctrica en sitio	132
CONCLUSIONES.....	147
RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA.....	151
ANEXO I.....	155
ANEXO II.....	171
ANEXO III.....	175

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Fasor en representación geométrica.....	14
2.	Gráfica de corriente trifásica	16
3.	Diagrama de conexión estrella.....	18
4.	Diagrama de conexión delta.....	20
5.	Conjunto de componentes de secuencia a) positiva, b) negativa y c) cero.....	22
6.	Representación fasorial de potencias eléctricas	34
7.	Triángulo de potencias	35
8.	Representación gráfica de un ciclo de onda senoidal	39
9.	Diseño general de un transformador de intensidad.....	44
10.	Diagrama de circuito de medición de corriente, potencia y diagrama fasorial.....	50
11.	Gráficas típicas de: a. error de corriente y b. error angular	51
12.	Diseño general de un transformador de potencial.....	59
13.	Gráficas típicas de: a. error de tensión y b. error angular	64
14.	Instrumento de bobina móvil	73
15.	Instrumento de hierro móvil.....	76
16.	Instrumento electrodinámico	77
17.	Diagrama de vatímetro electrodinámico.....	79
18.	Sistema motriz	82
19.	Sistema de frenado	82
20.	Sistema de registro	83
21.	Diagramas de conexión de medidores de energía activa trifásicos	85

22.	Desfase cíclico entre las tensiones de las tres fases.....	86
23.	Diagramas de conexión de medidores de energía reactiva trifásicos ...	87
24.	Esquema de conexión de banco de verificación en laboratorios con carga ficticia.....	108
25.	Esquema de conexión de carga ficticia y la verificación con carga	108
26.	Esquema de conexión de banco de verificación método sincrónico ...	109
27.	Diagrama de conexión del medidor de prueba con el medidor patrón	110
28.	Diagrama de conexión de circuito para verificación de medidor de energía.....	118
29.	Zona de aceptación o rechazo.....	130
30.	Diagrama de flujo de metodología propuesta	144

TABLAS

I.	Límites de error de corriente y angular, según IEC 60044-1	53
II.	Identificación de bornes primarios y secundarios.....	55
III.	Niveles de aislamiento según IEC 60185/95.....	57
IV.	Límites de error de tensión y de fase, según IEC 60044-2	65
V.	Identificación de bornes en diferentes PT's.....	67
VI.	Capacidad de medidores de energía eléctrica	89
VII.	Clase de exactitud para PT's y CT's en tensiones mayores a 69 kV .	101
VIII.	Clase de exactitud para PT's y CT's en tensiones iguales o menores a 69 kV... ..	102
IX.	Valores de potencia aplicados en verificaciones	105
X.	Modelo I para registro de datos.....	123
XI.	Modelo II para registro de datos.....	123
XII.	Factor de cobertura k	128

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Kh	Constante vatios hora
C	Coulomb (carga)
s(q)	Desviación típica de cada estimación de las magnitudes de entrada
s(\bar{q})	Desviación típica experimental de la media
W_P	Energía eléctrica activa
W_S	Energía eléctrica aparente
W_Q	Energía eléctrica reactiva
Δ	Error absoluto
δ	Error relativo
SF6	Exafloruro de azufre
cos θ	Factor de potencia
f	Frecuencia
Z	Impedancia
B	Inducción magnética
I_f	Intensidad de fase
I	Intensidad de la corriente
I_L	Intensidad de línea
J	Joules (energía)
kWh	Kilo vatio hora
kVAh	Kilo voltamperio hora
kVArh	Kilo voltamperio reactivo hora
kV	Kilo voltios

\bar{q}	Media aritmética
M_a	Momento antagonista
M'_m	Momento motor
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
R_r	Relación de registro
K_i	Relación de transformación de corriente
K_v	Relación de transformación de voltaje
U_f	Tensión de fase
U_L	Tensión de línea
U	Tensión eléctrica
t	Tiempo en segundos
CT	Transformador de corriente
PT	Transformador de potencial
ω	Velocidad angular
VA	Voltamperio

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
Amperio	Unidad de medida de la intensidad de la corriente eléctrica.
ANSI	<i>American National Estándars Institute.</i>
Capacitor	Dispositivo que almacena energía en forma de campo eléctrico y está formado por dos placas conductoras que están separadas por un material aislante.
Centiradian	Ángulo del plano del Sistema Internacional (SI), tiene un valor de 10^{-2} radianes, y cuyo símbolo es crad.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
COGUANOR	Comisión Guatemalteca de Normas.
Deriva	Variación lenta de una característica metrológica de un instrumento de medición.
Devanado	Arrollamiento de un alambre conductor alrededor de un cilindro solido o hueco con el cual se obtienen importantes características magnéticas.

Hertz	Unidad de medida de la frecuencia eléctrica
Impedancia	Es la oposición que presenta un circuito al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una tensión al mismo. La impedancia es característica de la corriente alterna.
Inducción	Es la producción de una diferencia de potencial (voltaje) a lo largo de un conductor situado en un campo magnético cambiante.
Transductor	Dispositivo capaz de transformar o convertir una señal de entrada, en otra diferente a la salida.
Voltio	Unidad de medida de la tensión eléctrica.

RESUMEN

Para tener mayor confiabilidad en los datos de la energía que se produce y entrega al Sistema Nacional Interconectado en una central de generación, es necesario realizar verificaciones periódicas al equipo de medición según estándares establecidos en la normativa nacional para evitar penalizaciones y gastos innecesarios derivados del incumplimiento en la exactitud del equipo de medición.

En los siguientes capítulos se dará a conocer las variables por considerar para la verificación de medidores de energía eléctrica, iniciando con los conceptos básicos de la metrología que son muy importantes para comprensión de la normativa. Posteriormente, se tratarán los parámetros utilizados en la verificación como las magnitudes de influencia que afectan la medición y las magnitudes eléctricas registradas por el medidor de energía eléctrica.

Además, es necesario conocer el equipo utilizado en la medición de energía eléctrica que produce errores en la medición debido a su exactitud, como lo son los transformadores de potencial y de corriente, así como el funcionamiento y estructura del medidor que son tratados en el capítulo 3 del presente trabajo.

Es por ello que en este estudio se establece un procedimiento para la verificación de medidores de energía eléctrica, basado en la Norma de Coordinación Comercial 14 del Administrador del Mercado Mayorista y la Norma Técnica Guatemalteca COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025, que puede ser considerado para su utilidad y aplicación.

OBJETIVOS

General

Diseñar la metodología para la verificación periódica de los medidores de energía eléctrica utilizados en centrales de generación, según la Norma COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025.

Específicos

1. Diseñar una propuesta metodológica de verificación periódica para los medidores de energía eléctrica utilizados en el control de la producción de energía eléctrica.
2. Describir el funcionamiento de los medidores de energía eléctrica utilizados en el control de la producción de energía eléctrica.
3. Establecer las variables eléctricas involucradas en el proceso de generación de energía eléctrica.
4. Describir las características generales que deben poseer los equipos utilizados para la verificación de medidores de energía eléctrica.
5. Diseñar la metodología de verificación de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial No. 14 del AMM y la Norma Técnica Guatemalteca COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025.

INTRODUCCIÓN

Los medidores de parámetros eléctricos en una central de generación son de vital importancia, pues a través de los mismos se tiene el control de las diferentes variables eléctricas involucradas en el proceso de generación de energía eléctrica, como lo son: energía, potencia, tensión, corriente, factor de potencia entre otros.

Un medidor descalibrado puede ocasionar la mala operación de una unidad generadora o la central completa, debido a que no se tendría la certeza del valor en el que se encuentran los parámetros eléctricos en la toma de decisiones para el ajuste de estos. Así mismo, no se obtendrían los valores correctos para la liquidación de las transacciones económicas del producto entregado al Sistema Nacional Interconectado, causando con ello penalizaciones por el incumplimiento de la reglamentación y normativa establecida en la Ley General de Electricidad.

En las centrales de generación de energía eléctrica se deben realizar verificaciones periódicas a los medidores de energía eléctrica, de acuerdo con parámetros de calidad establecidos y con ello, garantizar y cumplir con los reglamentos y normas establecidas en la Ley General de Electricidad, la CNEE y el AMM.

Se analizarán diferentes métodos de verificación y se adoptará para la propuesta del procedimiento de verificación el que se considere más apto, para así establecer la metodología correcta y los planes de verificación según lo establecido en los estándares nacionales e internacionales de calidad.

1. CONCEPTOS BÁSICOS DE METROLOGÍA

Todo proceso de producción debe ser cuantificable y para poder cuantificar la producción de energía eléctrica y las demás variables involucradas en su producción, se requiere el uso de un instrumento de medición como medio físico para determinar la magnitud de estas variables, debido a que muchas de estas, no se podrían medir utilizando solamente las facultades sensoriales.

A través de los instrumentos de medición se tiene el control de los procesos de producción en una industria y en la producción de energía eléctrica, donde las mediciones deben ser fiables, seguras y de gran exactitud para permitir en forma general visualizar el estado en el que se encuentra el proceso de generación de energía eléctrica, con el objetivo de mejorar y garantizar la calidad del producto o servicio.

La metrología adquiere importancia cuando una empresa desea comercializar su producto con calidad, haciendo énfasis en la calibración, la acreditación de laboratorios, la trazabilidad, la validación y la certificación; ya que es la ciencia de las mediciones y sus aplicaciones, encargándose de investigar, experimentar y establecer patrones de medida, manteniendo la confiabilidad de los instrumentos utilizados en la industria.

Dicho de otra manera, sin la metrología sería imposible establecer si el producto o servicio que comercializa una empresa se encuentra dentro de los parámetros de calidad establecidos en normas nacionales e internacionales.

1.1. Metrología eléctrica

La metrología eléctrica es una de las áreas de la metrología y se ocupa de lo relativo a las mediciones de fenómenos electromagnéticos y es de mucha importancia en la aplicación de múltiples procesos eléctricos como son la producción de energía, telecomunicaciones, transmisión de energía eléctrica, comercialización de la energía eléctrica, entre otros.

1.2. Instrumento de medida

Es un dispositivo que se utiliza para realizar mediciones y poder determinar con ello el valor de una magnitud o variable. Como unidades de medida se utilizan objetos y sucesos previamente establecidos como estándares o patrones; de la medición resulta un número que es la relación entre el objeto de estudio y la unidad de referencia. Un instrumento de medición es el medio por el cual se realiza esta conversión lógica.

1.3. Exactitud y precisión

La exactitud es un parámetro determinante para la elección de un equipo u otro y se refiere básicamente a la capacidad de un instrumento de medida de dar indicaciones que se aproximen al verdadero valor de la variable medida.

Erróneamente muchas veces se utiliza exactitud en lugar de precisión, pero precisión es la característica de un instrumento de medida de poder dar el mismo valor de magnitud en repetidas mediciones en condiciones específicas.

1.4. Cifras significativas

Una indicación precisa de las mediciones realizadas, se obtiene a través de la cantidad de cifras significativas que expresan el resultado: a mayor cantidad de cifras significativas, se tiene mayor precisión en la medición.

Al momento de realizar una suma algebraica y querer expresar la cantidad correcta de cifras significativas, hay que tener en consideración que el resultado deberá ser tan exacto como es la medición menos exacta, es decir, que el resultado obtenido de la suma debe poseer la misma cantidad de cifras significativas que el sumando que tiene menos cifras significativas.

Como ejemplo supóngase que tres amperímetros registraron los siguientes valores de corriente en un circuito paralelo $I_1 = 2.25 A$, $I_2 = 1.8 A$ e $I_3 = 4.734 A$ y se desea calcular el valor de la corriente total del circuito con la cantidad correcta de cifras significativas.

Solución:

$$I_1 = 2.25 A \quad (\text{posee tres cifras significativas})$$

$$I_2 = 1.8 A \quad (\text{posee dos cifras significativas})$$

$$I_3 = 4.734 A \quad (\text{posee cuatro cifras significativas})$$

$$I_T = I_1 + I_2 + I_3$$

$$I_T = 2.25 A + 1.8 A + 4.734 A$$

$$I_T = 8.784 A \quad (\text{posee cuatro cifras significativas})$$

$$I_T \cong 8.8 A$$

El resultado se reduce a dos cifras significativas debido a que el valor de una de las corrientes registradas es exacta a dos cifras significativas.

Sucede lo mismo al realizar una multiplicación o división, el resultado debe expresarse con la cantidad correcta de cifras significativas. Considérese el siguiente ejemplo.

Se desea medir el valor de la potencia aparente consumida por un circuito a través del método indirecto, para ello se utilizan los siguientes valores $U = 120.15 V$, $I = 3.12 A$, los cuales son indicados por un voltímetro y amperímetro, respectivamente. Expresar el resultado con la cantidad correcta de cifras significativas.

Solución:

$$U = 120.15 V \quad (\text{posee cinco cifras significativas})$$

$$I = 3.12 A \quad (\text{posee tres cifras significativas})$$

$$S = U \times I$$

$$S = 120.15 V \times 3.12 A$$

$$S = 374.868 VA \quad (\text{posee seis cifras significativas})$$

$$S \cong 375 VA$$

El resultado se reduce a tres cifras significativas debido a que en la multiplicación, el valor de una de las cantidades registradas es exacta a tres cifras significativas.

1.5. Error de medida

Los resultados obtenidos al realizar una medición, pueden verse afectados por diferentes factores, dentro de los cuales se debe en parte a su construcción, ajustes incorrectos, desgaste debido al uso del instrumento y efectos ambientales entre otros. Es por ello que los valores de las magnitudes

registradas por el instrumento de medición difieren del valor real de la magnitud medida, definiendo el error de medida como la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia.

Si se denomina al valor registrado por el instrumento de medición X_i y al valor real de la magnitud medida X_r , el error de medida Δ es:

$$\Delta = X_i - X_r$$

Conociéndose Δ como error absoluto, el cual puede determinarse mediante calibración.

Si el valor de la magnitud que se desea medir es mayor o menor que el valor real de la magnitud, el error absoluto podrá ser positivo o negativo; si el error absoluto se cambia de signo se denomina corrección.

$$\text{Corrección } K = -\Delta$$

Por lo tanto, el valor real de la magnitud medida X_r será:

$$X_r = X_i + K$$

Al relacionar el error de medida entre el valor verdadero de la magnitud se encuentra el error relativo δ del instrumento, el cual se puede expresar en valores relativos o en tanto por ciento.

$$\delta = \frac{X_i - X_r}{X_r}$$

$$\delta = \frac{X_i - X_r}{X_r} \times 100$$

Los errores, por lo general, se clasifican en tres categorías principales:

1.5.1. Errores gruesos

Se originan en gran parte por fallas del ser humano al utilizar inapropiadamente el instrumento o al realizar la toma de datos, así como también cometer equivocaciones en el cálculo de los resultados y el registro de los mismos.

1.5.2. Errores sistemáticos

Se deben principalmente a fallas de los instrumentos, como partes defectuosas o gastadas, y efectos ambientales sobre el equipo del usuario, debido a las condiciones externas que afectan las mediciones.

El error sistemático es un elemento del error de medida que en repetidas mediciones, permanece invariable o varía de manera predecible y es igual a la diferencia entre el error de medida y el error aleatorio.

1.5.3. Error aleatorio

Es un elemento del error de medida que en mediciones periódicas, varía de manera impredecible y es la diferencia entre el error de medida y el error sistemático.

Además, se deben a causas desconocidas e incluso ocurren aunque se hayan considerado todos los errores sistemáticos.

1.6. Resolución

Es la variación más pequeña de la magnitud medida al cual responde el instrumento, en el caso de los instrumentos electromecánicos se ve limitada su resolución debido a la fricción entre los elementos fijos y en movimiento, para los instrumentos de medición electrónicos digitales la limitante para su resolución puede ser el ruido generado interna o externamente.

1.7. Sensibilidad

Se refiere a la relación entre el cambio de la indicación y el cambio del valor de la magnitud medida; el cambio en el valor de la magnitud medida debe ser grande en relación a la resolución del instrumento de medida.

$$\text{Sensibilidad} = \frac{\Delta_{\text{indicación}}}{\Delta_{\text{valor magnitud medida}}}$$

1.8. Patrón de medida

Un patrón de medida es una representación materializada de una unidad de medición, un material de referencia, un instrumento de medición o un sistema de medición, predestinado a reproducir una unidad o valores de una magnitud para utilizarse como referencia, según se indica en la 3ª. Edición del VIM, patrón de medida es la *“realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada, tomada como referencia”*.¹

¹ CENAM. Descarga de documentos del CENAM. Vocabulario internacional de metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM). 1ª Edición en español, 2008. Página 53 www.cenam.mx/publicaciones/gratuitas/descarga/default.aspx?arch=/VIM3aTRA2009.pdf. Consultado el 26 de abril de 2016.

Un patrón de medida se utiliza para establecer y conservar las magnitudes de las distintas unidades, manteniendo estas magnitudes en su forma materializada.

Los patrones de medida se clasifican según su área geográfica en la cual son aplicables en: patrón internacional y patrón nacional, de acuerdo con su jerarquía metrológica en patrón primario, patrón secundario, patrón de referencia y patrón de trabajo.

1.8.1. Patrón internacional

Es el que se reconoce para ser utilizado en más de un país a través de acuerdos internacionales, sirviendo como base para establecer los valores de la magnitud respectiva a otros patrones.

1.8.2. Patrón nacional

Es el que se reconoce a través de acuerdos nacionales para ser utilizado en un país como base para determinar el valor de otros patrones; el mismo se compara con el patrón internacional para conocer el estado metrológico en el que se encuentra.

1.8.3. Patrón primario

Este patrón garantiza que la magnitud respectiva cuenta con la mayor exactitud posible y, generalmente, se encuentran en laboratorios pertenecientes al Estado y sus principales funciones son verificar y calibrar patrones secundarios debido a que posee las más altas cualidades metrológicas en un país.

1.8.4. Patrón secundario

Es el que se verifica y calibra localmente con un patrón primario, se utiliza generalmente en empresas y laboratorios metrológicos privados de gran exactitud.

1.8.5. Patrón de referencia

Es el utilizado para la verificación y calibración de los patrones de trabajo y es el de más alta calidad metrológica en un lugar determinado, del mismo se derivan las mediciones elaboradas en dicho lugar.

1.8.6. Patrón de trabajo

Con este patrón se verifica que las mediciones realizadas se encuentren dentro de los límites de exactitud solicitados. Es utilizado para verificar o calibrar instrumentos de medida con mayor grado de incertidumbre, por lo general, se calibra con un patrón de referencia.

1.9. Ajuste

Operación que se realiza en un instrumento de medida para llevarlo a un estado de funcionamiento conveniente para su utilización; este término suele confundirse muchas veces con calibración, la cual es un requisito para el ajuste ya que se debe realizar una calibración al instrumento de medida después de su ajuste.

1.10. Calibración

La calibración puede interpretarse como la comparación entre el resultado obtenido por un instrumento de medida y el registrado por un patrón establecido, con el objeto de conocer qué tanto se aproxima el valor indicado por el instrumento de medida al valor del patrón de referencia.

El procedimiento utilizado para la calibración servirá para descubrir y dar a conocer; si es necesario, realizar ajustes al instrumento de medida puesto a prueba y eliminar los errores encontrados, utilizando los resultados para determinar si el instrumento de medida está en las condiciones apropiadas para su utilización.

Los resultados obtenidos deben ser consignados en documentos para respaldo y control del personal que realiza la calibración; dichos documentos generalmente son llamados certificado de calibración o informe de calibración, los cuales se complementan colocando una etiqueta al instrumento calibrado, en la cual se registrará la información del estado en el que se encuentra, la fecha en que fue realizada la calibración y la fecha de la próxima calibración.

Entre la información necesaria por colocar en el certificado se encuentra: los datos de la persona o entidad interesada en la calibración, modelo, serie, marca y fabricante del instrumento de medida bajo calibración, condiciones ambientales del lugar donde se realizó la calibración, el patrón utilizado y los resultados obtenidos..

Para tener la confiabilidad de que el instrumento de medida cumple con lo solicitado en las normas correspondientes, es necesario realizarle una

calibración antes de ponerlo en servicio, garantizando con ello el resultado de los valores registrados por el instrumento.

1.11. Verificación

Es el procedimiento mediante el cual se comprueba que los datos registrados por un instrumento de medida satisfacen lo requerido en una norma o especificación particular para la utilización del mismo.

Con los resultados obtenidos en la verificación se decide si el instrumento de medida puede ser puesto en servicio o necesita ser ajustado, reparado, o no estar en las condiciones adecuadas para su utilización declarándolo no apto.

1.12. Validación

Es cuando a través de la comprobación del estado y la clase de exactitud del instrumento de medida se confirma que se cumple con los requisitos particulares para un uso específico.

1.13. Trazabilidad

Según el VIM 3ª edición, trazabilidad es la *“propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida”*.²

² Ibid.

La referencia puede ser un patrón de medida, una unidad de medida o un procedimiento de medida, lo cual implica que los pasos realizados individualmente en una cadena ininterrumpida de calibraciones son desarrollados por órganos competentes, que son documentados, que pueden ser evaluados y que se conocen las incertidumbres de medida, garantizando con ello a los proveedores y clientes, que el producto negociado a futuro poseerá la misma calidad que el producto actual.

1.14. Certificación

Es un procedimiento que se lleva a cabo de una forma independiente, transparente, imparcial y objetiva mediante un agente externo al proveedor y cliente, que asegura por escrito que un producto, proceso o servicio cumple con los requerimientos especificados, haciéndolo merecedor de confianza debido al valor agregado que esta aporta.

Algunos de los beneficios de la certificación son: la confianza de los clientes por consumir productos y servicios certificados y la aceptación de introducir productos y servicios en otros mercados.

2. PARÁMETROS UTILIZADOS EN LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1. Valor nominal

Las características principales de toda máquina, equipo o instrumento eléctrico, se dan a conocer por el fabricante en una placa de datos, especificando datos mínimos como potencia, tensión, corriente, frecuencia, conexión, etc. A estos datos se les denomina valores nominales de la máquina, equipo o instrumento eléctrico.

Las magnitudes especificadas en la placa de datos establecen los valores para los cuales las máquinas, equipos o instrumentos eléctricos se utilizarían de una manera apropiada.

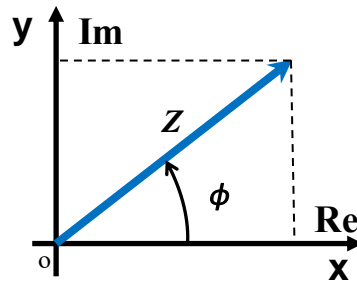
2.2. Fasores

Los fasores son una representación geométrica en el plano complejo, se componen de una magnitud y un argumento que aumenta uniformemente en el tiempo. Se emplean para representar funciones que dependen del tiempo, como lo es la onda senoidal.

El argumento del fasor, llamado también ángulo de fase, por lo general se expresa de la forma $\phi = \omega t + \phi_0$, normalmente se representa en una condición inicial, por lo que se evalúa en el instante en el que $t = 0$ s.

Para la representación geométrica se nombra el eje de las abscisas y el eje de las ordenadas como eje real y eje imaginario respectivamente.

Figura 1. **Fasor en representación geométrica**



Fuente: elaboración propia.

Los fasores son de mucha importancia al momento de realizar el análisis de un sistema de corriente alterna ya que simplifica el estudio al caso de ecuaciones algebraicas con números complejos; los mismos pueden representarse de las siguientes formas:

Exponencial: $Z = Z e^{j\phi}$ (2.1)

Polar: $Z = Z \angle \phi$ (2.2)

Rectangular: $Z = Z(\cos \phi + j \sin \phi)$ (2.3)

Para realizar operaciones aritméticas con fasores, se recomienda que para la suma y resta se utilice la forma rectangular y para la multiplicación y división se utilice el fasor en la forma polar, esto con el objeto de simplificar el cálculo; siempre y cuando las formas de onda a operar tengan la misma frecuencia.

Para poder realizar la suma o resta de fasores, se deben operar por separado la parte real y la parte imaginaria de cada uno de los fasores involucrados en la operación, citemos como ejemplo que se desea sumar los fasores $A = A'(\cos \varphi_{A'} + j \sin \varphi_{B'})$ y $B = B'(\cos \varphi_{B'} + j \sin \varphi_{B'})$.

Solución:

$$C = A \pm B$$

$$C = [(A' \cos \varphi_{A'}) \pm (B' \cos \varphi_{B'})] \pm j[(A' \sin \varphi_{A'}) \pm (B' \sin \varphi_{B'})]$$

Para realizar la multiplicación de fasores, se multiplican las magnitudes y se suman los ángulos de manera algebraica, ejemplifiquemos que se quiere multiplicar los fasores $A = A' \angle \varphi_1$ y $B = B' \angle \varphi_2$.

Solución:

$$C = A \times B$$

$$C = (A' \times B') \angle (\varphi_1 + \varphi_2)$$

Para dividir dos fasores, se divide la magnitud del numerador entre la magnitud del denominador y se le resta al ángulo del numerador, el ángulo del denominador. Por ejemplo, dividir los fasores $A = A' \angle \varphi_1$ y $B = B' \angle \varphi_2$.

Solución:

$$C = A \div B$$

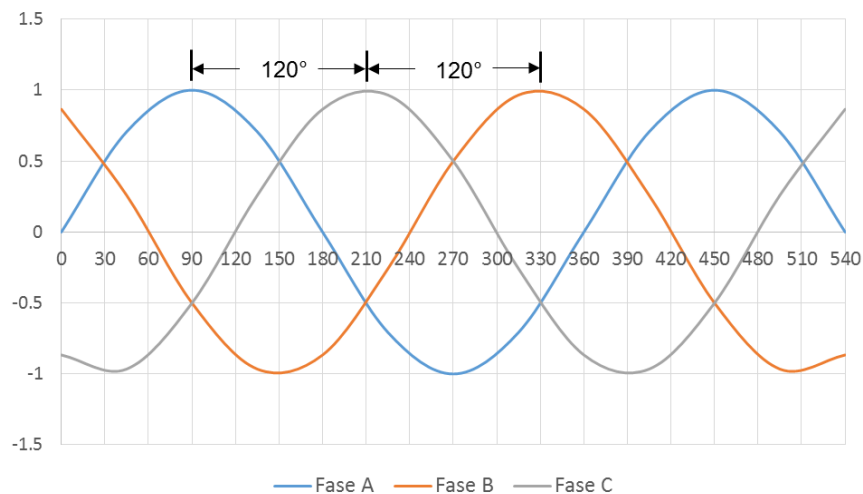
$$C = (A' \div B') \angle (\varphi_1 - \varphi_2)$$

2.3. Circuitos trifásicos

En las centrales de generación, se prefiere generar la energía eléctrica a través de un sistema trifásico, ya que este presenta ventajas considerables ante el sistema monofásico, entre las cuales se pueden mencionar que se trabajan con potencias más grandes con corrientes más bajas, dando como resultado que se utilicen conductores más delgados para trabajar la misma potencia en un sistema trifásico que en un monofásico, haciendo más económico el sistema.

La generación de la energía eléctrica trifásica se logra a través de disponer físicamente tres devanados desplazados 120° uno del otro en el inducido del generador; cuando el campo magnético producido en el inductor del generador atraviese los devanados del inducido, se inducirá una tensión eléctrica en cada devanado, las cuales también estarán desfasadas 120° .

Figura 2. Gráfica de corriente trifásica



Fuente: elaboración propia.

En un sistema trifásico existen dos conexiones fundamentales las cuales se denominan estrella y delta, las mismas tienen características distintas con respecto al voltaje y corriente, por lo que estudiaremos ambas conexiones derivado a que una o ambas pueden presentarse en un sistema de medición.

Las tensiones eléctricas e intensidades de corriente en un sistema trifásico se clasifican en valores de línea y valores de fase para cada uno, según corresponda y los identificaremos de la siguiente manera:

Tensión de línea: U_L

Tensión de fase: U_f

Intensidad de línea: I_L

Intensidad de fase: I_f

2.3.1. Conexión estrella

La conexión estrella se caracteriza porque uno de los extremos de cada devanado, generalmente el final, se conectan entre sí, formando un punto común para los tres devanados, llamado comúnmente punto neutro o punto estrella; el extremo restante se convierte en el terminal de conexión para cada fase.

La tensión en cada uno de los devanados de la conexión estrella se denomina tensión de fase y es menor a la tensión de línea ya que esta se divide entre dos devanados; derivado del desfase de 120° que existe entre cada una

de las tensiones, el factor utilizado para el cálculo de los valores de fase o de línea es $\sqrt{3}$. Obteniendo con ello la relación que existe entre la tensión de fase y la tensión de línea.

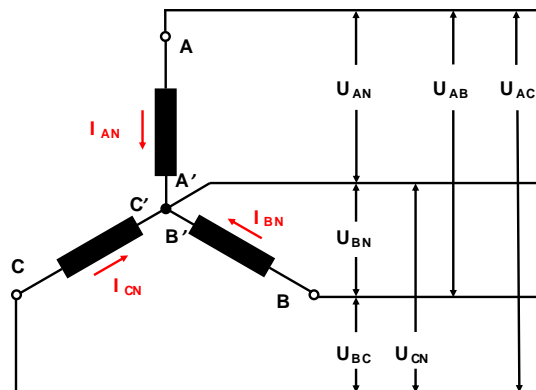
$$U_L = \sqrt{3} \times U_f \quad (2.4)$$

La intensidad de corriente que circula en cada uno de los devanados se denomina intensidad de fase y es igual a la intensidad de línea. La intensidad de corriente que circula por la línea neutral es igual a la suma de las tres intensidades de fase, el cual se deduce aplicando la ley de corrientes de Kirchoff en el punto neutro.

$$I_L = I_f \quad (2.5)$$

$$I_A + I_B + I_C = I_N \quad (2.6)$$

Figura 3. **Diagrama de conexión estrella**



Fuente: elaboración propia.

De la figura 3 se puede deducir que:

$$U_{AN} = U_{BN} = U_{CN} = U_f \quad (2.7)$$

$$U_{Ab} = U_{BC} = U_{AC} = U_L \quad (2.8)$$

$$I_{AN} = I_{BN} = I_{CN} = I_f = I_L \quad (2.9)$$

2.3.2. Conexión delta

Para el caso de la conexión delta, el terminal final de cada devanado se conecta al terminal principio del devanado de otra fase; obteniéndose sus terminales de conexión para cada fase, los nodos en el que se une cada devanado.

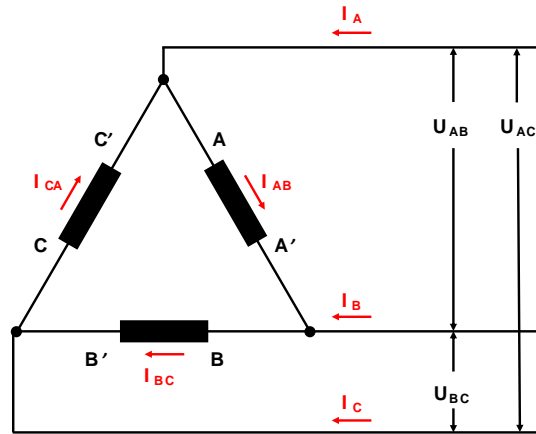
La tensión en cada uno de los devanados de la conexión delta se denomina tensión de fase y en este caso es igual a la tensión de línea ya que cada uno de los devanados A, B y C , está sometido al nivel de tensión existente entre las líneas AB, BC y AC respectivamente.

$$U_L = U_f \quad (2.10)$$

La intensidad de corriente que circula por cada uno de los devanados es menor a la intensidad de corriente que circula en la línea de alimentación del circuito, debido a que esta última se divide en el nodo que une a cada devanado. Al igual que en la conexión estrella, la intensidad que circula en cada uno de los devanados se denomina intensidad de fase y la que circula en la línea de alimentación del circuito intensidad de línea. De donde se tiene la siguiente relación:

$$I_L = \sqrt{3} \times I_f \quad (2.11)$$

Figura 4. Diagrama de conexión delta



Fuente: elaboración propia.

Se puede deducir de la figura 4 que:

$$U_{AB} = U_{BC} = U_{CA} = U_f = U_L \quad (2.12)$$

$$I_A = I_B = I_C = I_L \quad (2.13)$$

$$I_{AB} = I_{BC} = I_{CA} = I_f \quad (2.14)$$

2.4. Componentes simétricas

Realizar el análisis de un circuito eléctrico trifásico balanceado se vuelve hasta cierto punto simple, derivado a que el análisis se puede realizar a través del equivalente monofásico y las leyes de Kirchoff; no siendo este el caso para un sistema desbalanceado donde se complica el análisis a través de las leyes

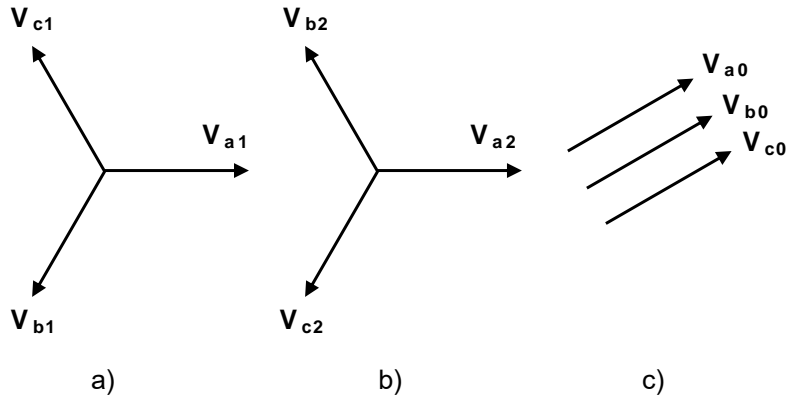
de Kirchhoff por no poderse utilizar el equivalente monofásico, convirtiéndose en un proceso muy laborioso; para resolverlo de manera más sencilla, se hace uso de otras herramientas, tal es el caso del método de las componentes simétricas.

El método de las componentes simétricas fue desarrollado por C.L. Fortescue en el año 1918 y una de sus aplicaciones es la resolución y análisis de redes o sistemas polifásicos desequilibrados, los cuales pueden descomponerse en n fasores relacionados entre sí en n sistemas de fasores equilibrados llamados componentes simétricos de los fasores originales.

Según el teorema de Fortescue, en un sistema de n fases, los n fasores desbalanceados pueden descomponerse en sistemas balanceados de $n - 1$ fasores; por lo que en un sistema trifásico los 3 fasores desbalanceados se descomponen en $3 - 1$ fasores equilibrados de 3 componentes de secuencias posibles que son:

1. Componentes de secuencia positiva: estos se constituyen por tres fasores de igual magnitud desplazados 120° uno del otro y de igual secuencia de fases que la original.
2. Componentes de secuencia negativa: estos se constituyen por tres fasores de igual magnitud desplazados 120° uno del otro pero con una secuencia de fases opuesta a la original.
3. Componentes de secuencia cero: se constituyen por tres fasores de igual magnitud y sin desfase entre sí.

Figura 5. **Conjunto de componentes de secuencia a) positiva, b) negativa y c) cero**



Fuente: elaboración propia.

En un sistema de n fases, existirá entre cada fase una separación con un ángulo de igual a $360^\circ/n$ y para el caso de un sistema trifásico, las ondas senoidales se encuentran desplazadas $360^\circ/3 = 120^\circ$ eléctricos, por lo que en sistemas de potencia trifásicos es muy común encontrar operaciones que impliquen un desfase de 120° eléctricos.

Si un fasor se multiplica por un número complejo de magnitud igual a la unidad y un ángulo φ , el resultado será un número complejo de igual magnitud al original solo que desplazado un ángulo φ ; al número complejo de magnitud igual a la unidad y ángulo φ , se le denomina operador, el cual rota al fasor que se está operando un ángulo φ .

Generalmente, se utiliza la letra a para designar el operador que origina que el fasor rote en dirección contraria a las manecillas del reloj 120° y se define mediante la expresión $a = 1\angle 120^\circ$.

Algunas de las propiedades que el operador a posee son:

$$a = 1\angle 120^\circ = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.15)$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2.16)$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1 + j0 \quad (2.17)$$

$$a^4 = 1\angle 120^\circ = a \quad (2.18)$$

$$a^5 = a^2 \quad (2.19)$$

Por lo que en las componentes de secuencia positiva se pueden expresar en función del voltaje de una sola fase como:

$$V_{a1} = |V_{a1}|\angle 0^\circ \quad (2.20)$$

$$V_{b1} = a^2 \times V_{a1} = |V_{a1}|\angle -120^\circ \quad (2.21)$$

$$V_{c1} = a \times V_{a1} = |V_{a1}|\angle 120^\circ \quad (2.22)$$

Así mismo también se pueden expresar las componentes de secuencia negativa en función del voltaje de una sola fase como:

$$V_{a2} = |V_{a2}|\angle 0^\circ \quad (2.23)$$

$$V_{b2} = a \times V_{a2} = |V_{a2}| \angle 120^\circ \quad (2.24)$$

$$V_{c2} = a^2 \times V_{a2} = |V_{a2}| \angle -120^\circ \quad (2.25)$$

Y las componentes de secuencia cero se expresan como:

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} \quad (2.26)$$

Según el teorema de Fortescue, la suma de cada una de las componentes simétricas es igual a los fasores desequilibrados, de donde se obtiene:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (2.27)$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2} \quad (2.28)$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2} \quad (2.29)$$

Y sustituyendo en cada una de las expresiones anteriores las equivalencias obtenidas en cada una de las componentes de secuencia se obtiene:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (2.30)$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \quad (2.31)$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \quad (2.32)$$

2.5. Magnitudes de influencia en medidores de energía eléctrica

Las magnitudes de influencia, son todas aquellas magnitudes que no forman parte de la magnitud que se desea medir pero afectan el resultado de medida. Se deben considerar todas aquellas que realmente impacten el grado de exactitud con el cual se desea expresar el resultado de la medición.

Entre las magnitudes de influencia no deben incluirse solamente las referidas a las condiciones ambientales como la temperatura, la humedad y la presión barométrica, sino también las perturbaciones electromagnéticas, los accesorios propios del medidor, los valores asociados a los patrones de medición y los valores de referencia de los cuales se considere dependen los resultados de la medición.

2.5.1. Condiciones de referencia

Se constituye como los valores de referencia y tolerancias admisibles asignados a las magnitudes de influencia, para establecer las condiciones de funcionamiento y evaluar las aportaciones de un sistema de medida o poder comparar los resultados de medida, con la menor incertidumbre instrumental posible.

2.5.2. Variación del error causado por una magnitud de influencia

Se establece como la diferencia entre los porcentajes de error del instrumento de medida cuando una magnitud de influencia adquiere sucesivamente dos valores específicos, uno de los cuales es el valor de referencia.

2.5.3. Perturbación electromagnética

Se clasifica como toda aquella interferencia electromagnética que puede afectar una medición o el funcionamiento del instrumento de medida, las mismas pueden ser la inducción magnética continua de origen externo, la inducción magnética de origen externo a la frecuencia de referencia o campos electromagnéticos de radiofrecuencias.

2.5.4. Armónicos

Cuando en un sistema eléctrico las formas de onda senoidal de los voltajes o corrientes sufren deformaciones, se dice que se tiene una onda contaminada con componentes armónicas, las cuales son ondas senoidales que se presentan en el sistema pero con múltiplos de frecuencia, en el mismo período, respecto de la onda fundamental, las mismas que son provocadas por cargas no lineales.

La deformación de la onda fundamental se puede dar por condiciones permanentes, las cuales permanecen en estado estable en el sistema y es causada por UPS, computadoras, equipos rectificadores entre otros; o transitorias causadas por el arranque de motores eléctricos, descargas electro-atmosféricas, entre otros.

2.5.5. Factor de distorsión

Se define como la relación entre el valor eficaz del contenido armónico de la señal y el valor eficaz de la magnitud. El valor eficaz del contenido armónico se obtiene de la diferencia entre la magnitud no senoidal, su componente

fundamental y el valor eficaz de la magnitud no senoidal. Su valor se expresa en porcentaje.

2.5.6. Estabilidad térmica

Se define como la capacidad de conservar fija la curva de respuesta estática cuando existen variaciones en la temperatura del ambiente donde se realiza la medida. *“Se considera que la estabilidad térmica se alcanza cuando la variación del error, como consecuencia de los efectos térmicos, durante 20 minutos es menor a 0.1 veces el error máximo admisible del medidor para la medición en consideración”.*³

2.6. Magnitudes eléctricas registradas en un medidor de energía eléctrica

Son todas aquellas magnitudes que pueden ser cuantificadas, visualizadas y registradas en el medidor de energía eléctrica para ser utilizadas en el control de las mismas o transacciones de energía.

2.6.1. Tensión eléctrica

También es llamada diferencia de potencial, se puede definir como la fuerza necesaria que se aplica a las cargas eléctricas (electrones libres), para ponerlas en movimiento y establecer un flujo de corriente eléctrica a través de un circuito cerrado.

³ Reglamento técnico y metrológico para los medidores de energía.
www.inti.gov.ar/metrologia/pdf/energia_activa.pdf. Consulta 12 de mayo de 2016.

La unidad de medida para la tensión eléctrica es el voltio; para tener una diferencia de potencial de 1 voltio entre dos puntos, se requiere de 1 joule de energía para mover un coulomb de carga; por lo tanto:

$$1 V = 1 J/1 C \quad (2.33)$$

Donde:

- V: Tensión eléctrica en voltios
- J: Energía expresada en joules
- C: Carga en coulomb

Expresado de otra manera y para corriente alterna (onda senoidal), se obtiene:

$$v(t) = V_{max} \cos(\omega t) \quad (2.34)$$

Donde:

- $v(t)$: Voltaje en función del tiempo
- V_{max} : Voltaje máximo o voltaje de pico de la onda senoidal
- $\cos(\omega t)$: Coseno del ángulo para conocer el valor del voltaje en cualquier instante.

2.6.2. Intensidad de la corriente eléctrica

Se define como corriente eléctrica al movimiento o flujo de cargas eléctricas en un conductor. La cantidad de carga que está en movimiento y que atraviesa una sección del conductor en el tiempo de un segundo, se denomina intensidad de la corriente eléctrica.

La unidad de medida de la intensidad de la corriente eléctrica es el Amperio; para tener una circulación de 1 amperio en un circuito eléctrico, se requiere que 1 coulomb de carga atraviese la sección del conductor en un segundo, por lo tanto:

$$I = Q/t \quad (2.35)$$

Donde:

I: intensidad de la corriente eléctrica

Q: carga eléctrica

t: tiempo

Expresado de otra manera y para corriente alterna (onda senoidal), se obtiene:

$$i(t) = I_{max} \cos(\omega t - \theta) \quad (2.36)$$

Donde:

$i(t)$: corriente en función del tiempo

I_{max} : corriente máxima o corriente de pico de la onda senoidal

$\cos(\omega t - \theta)$: coseno del ángulo para conocer el valor de la intensidad de la corriente en cualquier instante y desfasada con respecto de la tensión que la origina.

2.6.3. Potencia eléctrica activa

Se define como la variación de la energía con respecto al tiempo en términos de la tensión y la intensidad de la corriente eléctrica. Es la potencia que se aprovecha del consumo de las cargas conectadas a una red eléctrica y que es capaz de transformarse en otro tipo de potencia para realizar un trabajo. Por lo anterior, también se le denomina potencia útil o real.

La unidad de medida de la potencia activa es el vatio o watt (W), que básicamente es la energía dividida por el tiempo de absorción de la energía.

$$P = \frac{E}{t} = \frac{\text{Joule}}{\text{segundo}} = (W) \quad (2.37)$$

Expresado de otra manera, haciendo uso de las magnitudes tensión eléctrica e intensidad de la corriente eléctrica tenemos:

$$P = U \times I = (W) \quad (2.38)$$

Para el caso de la potencia en un circuito de corriente alterna, debe expresarse como el producto de la tensión por la intensidad de la corriente en un instante dado, ya que ambas tienen un valor variable en el tiempo.

$$P = v(t) \times i(t) \quad (2.39)$$

Al sustituir por las ecuaciones (2.34) y (2.36) correspondientes a la tensión y la intensidad en función del tiempo, se tiene la siguiente expresión:

$$P = V_{max} \times I_{max} \cos(\omega t) \cos(\omega t - \theta) \quad (2.40)$$

Al sustituir los valores máximos por valores eficaces tanto para el voltaje como para la corriente se obtiene:

$$P = \sqrt{2} \times V_{eficaz} \times \sqrt{2} \times I_{eficaz} \cos(\omega t) \cos(\omega t - \theta) \quad (2.42)$$

Al sustituir en la ecuación anterior por la identidad trigonométrica

$$\cos(A) \cos(B) = \frac{1}{2} (\cos(A + B) + \cos(A - B))$$

Se tiene:

$$P = \sqrt{2} \times V_{eficaz} \times \sqrt{2} \times I_{eficaz} \frac{1}{2} (\cos(\omega t + \omega t - \theta) + \cos(\omega t - \omega t + \theta))$$

$$P = V_{eficaz} \times I_{eficaz} (\cos(2\omega t - \theta) + \cos(\theta))$$

$$P = V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(\theta) + V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(2\omega t - \theta) \quad (2.43)$$

Donde al tomar los valores promedio de la potencia instantánea, se anula el segundo término de la expresión anterior, dando como resultado.

$$P = V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(\theta) \quad (2.44)$$

La ecuación (2.44) es utilizada en sistemas monofásicos, para poder hacer uso en sistemas trifásicos hay que resolver la ecuación con valores de línea y no con valores de fase, por lo que resulta:

$$P = \sqrt{3} \times V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(\theta) \quad (2.45)$$

Que para ambos casos, es la expresión de la potencia promedio disipada en los componentes resistivos del sistema, conocido como potencia activa.

2.6.4. Potencia eléctrica reactiva

Al tomar en consideración la segunda expresión de la ecuación (2.43), se puede observar que es un término que depende del tiempo y que posee el doble de frecuencia de la tensión e intensidad que la originan; dando como resultado una potencia oscilante, que adquiere valores positivos y negativos, entendiéndose que se trata de una potencia que no se absorbe ni se cede.

Esta potencia puede ser tomada y devuelta a la fuente en presencia de elementos reactivos como lo son los inductores y capacitores. Este tipo de elementos crean un desfase de 90° eléctricos entre la tensión y la intensidad.

Al aplicar identidades trigonométricas a la segunda expresión de la ecuación (2.43) obtendremos la expresión para la potencia eléctrica reactiva.

Identidad trigonométrica

$$\cos(\alpha - \beta) = \cos \alpha \cos \beta + \sin \alpha \sin \beta$$

Sustituyendo en la segunda expresión de (2.43), se tiene

$$V_{eficaz} \times I_{eficaz} (\cos 2\omega t \cos \theta + \sin 2\omega t \sin \theta) \quad (2.46)$$

De lo cual se obtiene para la potencia instantánea

$$P = V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(\theta) + V_{eficaz} \times I_{eficaz} \cos(2\omega t) \cos(\theta) \\ + V_{eficaz} \times I_{eficaz} \sin(2\omega t) \sin(\theta)$$

$$P = V_{eficaz} I_{eficaz} \cos(\theta) (1 + \cos(2\omega t)) + V_{eficaz} I_{eficaz} \sin(\theta) \sin(2\omega t) \quad (2.47)$$

Donde, el primer sumando como se vio en el apartado 2.6.3., es la componente de la potencia eléctrica activa; el segundo sumando es senoidal y de valor promedio igual a cero y corresponde al intercambio de energía entre la fuente y la red o carga, definiéndose este último como potencia eléctrica reactiva (Q) y su unidad de medida es el volt-amperio reactivo (VAR). Este tipo de potencia no produce trabajo útil, pero se utiliza para crear campos eléctricos y magnéticos, la misma se expresa como:

$$Q = V_{eficaz} \times I_{eficaz} \sin(\theta) \quad (2.48)$$

La ecuación (2.47) es la utilizada en sistemas monofásicos, para poder hacer uso en sistemas trifásicos hay que resolver la ecuación con valores de línea y no con valores de fase para la tensión e intensidad, por lo que resulta:

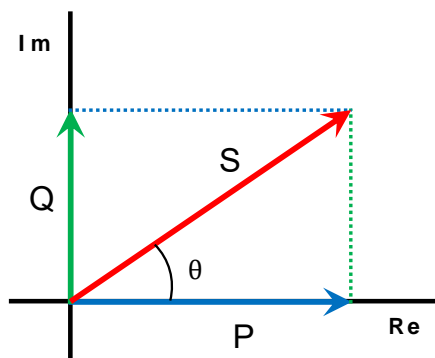
$$Q = \sqrt{3} \times V_{eficaz} \times I_{eficaz} \sin(\theta) \quad (2.49)$$

Al comparar las ecuaciones de potencia activa y reactiva, se puede observar el desfase entre ambas potencias ya que una depende de la función coseno y la otra de la función seno, por lo tanto, entre ambas funciones existe una diferencia de 90° eléctricos; pudiéndose analizar y solucionar con diagramas fasoriales.

2.6.5. Potencia eléctrica aparente

Se define como la potencia total de un circuito eléctrico y es de naturaleza compleja, cuya magnitud se conoce como potencia aparente, se representa con la letra "S" y su unidad de medida es el voltio-amperio que se representa con las letras VA. Se compone principalmente de la suma fasorial de la potencia activa y la potencia reactiva, sabiendo que el desfase formado entre ambas potencias es de 90° eléctricos, se analizan en un plano cartesiano de la siguiente manera:

Figura 6. Representación fasorial de potencias eléctricas



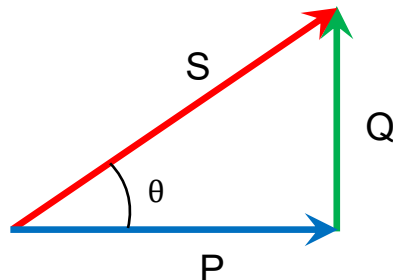
Fuente: elaboración propia.

De donde se puede deducir la siguiente ecuación para la potencia aparente.

$$S = P + j Q \quad (2.50)$$

Analizando la representación fasorial de la figura 6, se puede utilizar un método gráfico para encontrar el valor de la potencia aparente, siempre en función de las potencias activa y reactiva, haciendo uso de un triángulo rectángulo denominado triángulo de potencias y resolviendo este último a través del teorema de Pitágoras se obtiene:

Figura 7. **Triángulo de potencias**



Fuente: elaboración propia.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.51)$$

Al sustituir en (2.52) por las ecuaciones (2.44) y (2.48) que corresponden a la potencia activa y reactiva respectivamente, y utilizando V e I en sustitución de V_{eficaz} e I_{eficaz} , se obtiene:

$$S = \sqrt{(VI \cos \theta)^2 + (VI \sin \theta)^2} \quad (2.52)$$

Al simplificar se tiene:

$$S = \sqrt{V^2 I^2 (\cos^2 \theta + \sin^2 \theta)} \quad (2.53)$$

Donde al sustituir por la identidad trigonométrica $(\cos^2 \theta + \sin^2 \theta) = 1$ y aplicar algebra, resulta la ecuación de potencia aparente en función de la tensión y la intensidad en un sistema monofásico, de la siguiente manera:

$$S = V \times I \quad (2.54)$$

Para poder hacer uso en sistemas trifásicos hay que resolver la ecuación con valores de línea y no con valores de fase para la tensión e intensidad, por lo que resulta:

$$S = \sqrt{3} \times V \times I \quad (2.55)$$

2.6.6. Energía eléctrica activa

Energía se define como la capacidad de realizar un trabajo, para el caso de la energía eléctrica, es el consumo de la potencia eléctrica a través de tiempo, para transformarse en trabajo eléctrico en las distintas cargas o consumidores.

En el SI, la unidad de medida de la energía es el joule (J), pero comercialmente para la energía eléctrica se utiliza el vatio-hora (Wh), por lo que existe una relación entre ambas unidades de medida que es:

$$1 (Wh) = 3\,600 J = 3.6 kJ \quad (2.56)$$

En lo que respecta a la energía eléctrica activa, se puede decir que es la suma de la potencia eléctrica activa que se consume a lo largo del tiempo, su magnitud se identifica como W_P y su unidad de medida es el vatio-hora (Wh) o el kilo vatio-hora (kWh) y se puede obtener integrando la ecuación (2.44), dando como resultado la siguiente expresión.

$$W_P = \int_{t_1}^{t_2} u \cdot i \cdot \cos(\theta) \cdot dt \quad (2.57)$$

Expresándose su magnitud en vatios-hora (Wh)

2.6.7. Energía eléctrica reactiva

Es la energía necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en inductores y capacitores respectivamente, este tipo de energía no produce un trabajo útil ya que su valor medio es cero, su magnitud se identifica como W_Q y su unidad de medida el voltamperio reactivo-hora (VARh), se puede expresar a partir de la potencia reactiva (2.48) a través del tiempo de la siguiente manera:

$$W_Q = \int_{t_1}^{t_2} u \cdot i \cdot \sin(\theta) \cdot dt \quad (2.58)$$

Expresándose su magnitud en voltamperios reactivos-hora (VARh)

2.6.8. Energía eléctrica aparente

Es el total de la energía eléctrica que puede ser consumida o proporcionada a la red, la misma contiene la energía eléctrica activa y reactiva su magnitud se identifica como W_S y su unidad de medida es el voltamperio-hora (VAh) y se puede expresar de la siguiente manera haciendo uso de (2.54).

$$W_S = \int_{t_1}^{t_2} u \cdot i \cdot dt \quad (2.59)$$

2.6.9. Factor de potencia

Representa cuanto de la potencia aparente se está transformando en potencia útil. El ángulo θ utilizado en las ecuaciones de potencia activa y reactiva, indica el desfase que existe entre la tensión e intensidad de una red eléctrica; al coseno de este ángulo se le denomina factor de potencia y analizando el triángulo de potencias de la figura 7, se obtiene la siguiente expresión:

$$\cos \theta = \frac{P}{S} \quad (2.60)$$

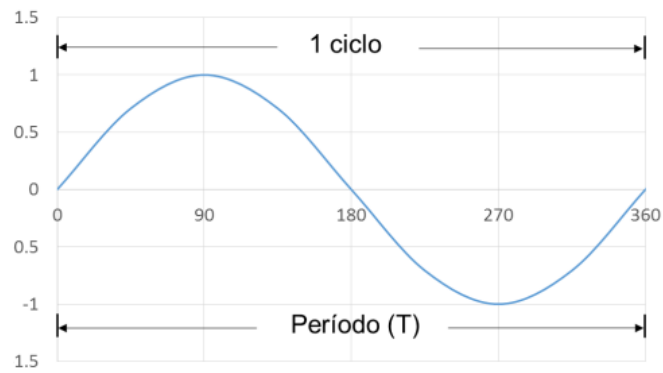
2.6.10. Frecuencia eléctrica

La frecuencia eléctrica indica la cantidad de ciclos de una onda senoidal existentes en determinado período, su magnitud se identifica como f y su unidad de medida es el ciclo por segundo; al evaluar un ciclo en un segundo, su unidad de medida se expresa como (1/s) o Hertz. La expresión para la frecuencia es la siguiente.

$$f = \frac{1}{T} = \frac{1}{s} = (\text{Hertz}) = (\text{Hz}) \quad (2.61)$$

Para el caso de nuestro país, la frecuencia del sistema es de 60 Hertz, lo cual indica que existen 60 ciclos en un segundo.

Figura 8. **Representación gráfica de un ciclo de onda senoidal**



Fuente: elaboración propia.

3. EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para medir energía eléctrica, se requiere utilizar diferentes tipos de mediciones, las cuales están acorde con los niveles de tensión y corriente a los que será expuesto el medidor. Los tipos de mediciones se clasifican como mediciones directas, semi-directas e indirectas. Según el tipo de medición por utilizar, se necesitará hacer uso de diferentes equipos como lo son: transformadores de instrumento (transformadores de corriente y de potencial) y el medidor de energía como tal.

Para realizar una medición directa de energía eléctrica, las terminales de tensión e intensidad del medidor se conectan directamente a la red a medir, sin hacer uso de transformadores de instrumento.

En el caso de la medición semi-directa de energía eléctrica, las terminales de tensión del medidor se conectan directamente a la red y las terminales de intensidad se conectan a las terminales provenientes de transformadores de corriente, los cuales se conectan a la red eléctrica.

La medición indirecta recibe este nombre ya que los terminales de tensión e intensidad del medidor de energía eléctrica no se conectan directamente a la red eléctrica, sino que lo hace a través de transformadores de tensión y de corriente respectivamente.

3.1. Transformadores de instrumento

Los transformadores de instrumento son utilizados en las redes eléctricas para reducir en forma proporcional y en fase, los niveles altos de tensión e intensidad a niveles bajos y normalizados para los dispositivos de protección y medición que estarán al alcance de las personas. Los mismos se clasifican en transformadores de protección y transformadores de medición.

3.1.1. Transformadores de protección

Este tipo de transformador está destinado a conectarse principalmente a relés de protección, para que estos últimos evalúen las señales de entrada provenientes de los transformadores de protección y ejecuten las acciones adecuadas para liberar y aislar la zona donde se presenta la falla, protegiendo de esta manera el sistema de potencia.

3.1.2. Transformadores de medición

La función de los transformadores de medición es reducir los niveles de tensión e intensidad a valores normalizados para poder conectar instrumentos de medición que son operables por personas. En este tipo de transformador se requiere reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la tensión e intensidad; así como también debe garantizarse su precisión para valores del 10 % de los valores nominales, hasta exceder en un 20 % los valores nominales.

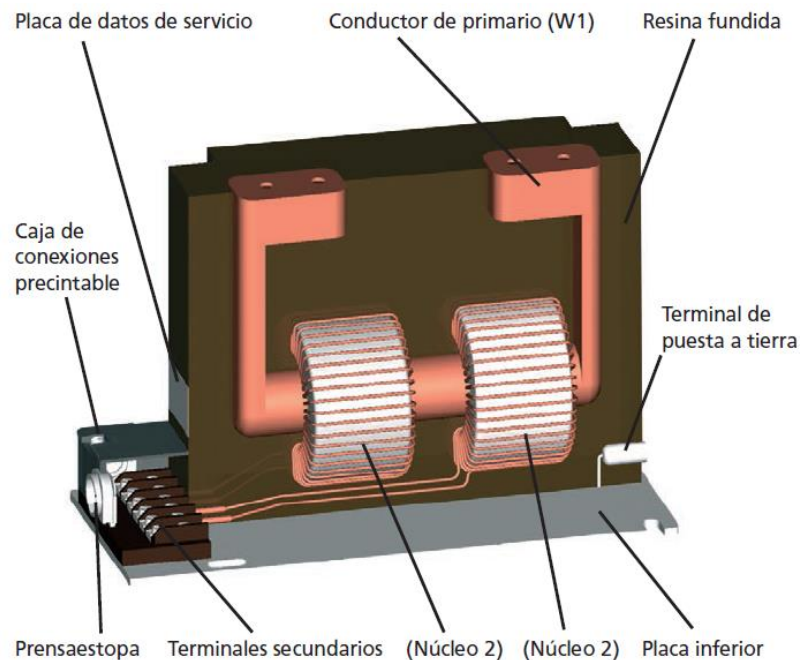
3.1.3. Transformadores de corriente

Se podría decir que los transformadores de corriente trabajan con su devanado secundario en corto circuito, debido a que la impedancia interna del instrumento de medición (amperímetro) conectado en sus terminales es bastante baja (tiende a cero). Las variaciones de corriente en el lado primario se verán reflejadas en las indicaciones del medidor conectado en serie con el devanado secundario del transformador.

Los transformadores de corriente pueden disponer de uno o varios devanados secundarios de iguales o diferentes características, dispuestos en núcleos magnéticos separados.

Una de las recomendaciones al trabajar con este tipo de transformador es que no se energice con las terminales del devanado secundario abiertas (medidor desconectado), ya que al momento de energizar el transformador o desconectar el medidor, en el devanado secundario se inducen tensiones elevadas que podrían dañar el aislamiento. Por lo que se debe tener presente no desconectar el instrumento de medición sin antes cortocircuitar el devanado secundario y conectarlo a tierra junto con el núcleo.

Figura 9. **Diseño general de un transformador de intensidad**



Fuente: RITZ Instruments Transformers. Transformadores de medida en media tensión p. 6.

3.1.3.1. **Componentes básicos de un transformador de corriente**

Los componentes básicos de un transformador de corriente son:

- Aislamiento externo

El aislamiento externo de los transformadores de corriente, en la mayoría de los casos, es de componente cerámica, con una línea de fuga lo suficientemente larga para limitar los arcos eléctricos en condiciones de contaminación como lo son la lluvia, el polvo, la niebla, etc.

- Aislamiento interno

El tipo de aislamiento de los transformadores, se determina de acuerdo con el nivel de tensión al cual será sometido, uno de los aislamientos más utilizados en transformadores que se fabrican para tensiones de servicio de hasta 36 kV, es la resina sintética, este tipo de transformadores es generalmente utilizado en interiores.

Los transformadores que se fabrican para tensiones de servicio mayores a 36 kV, son utilizados en el exterior, y sus aislamientos internos pueden estar compuestos por resina de epoxi, que fija, aísla y separa las partes activas del transformador de corriente, creando una cámara de aire entre el aislamiento externo de porcelana y las partes activas cubiertas de epoxi; la cámara de aire se sellará herméticamente con juntas de caucho de nitrilo, rellenándose la misma con aceite aislante o gas SF₆.

Otro de los materiales utilizados en el aislamiento interno de los transformadores de corriente, es el papel prespán impregnado en aceite, el cual es desgasificado y filtrado.

- Núcleo

Los núcleos por utilizar en los transformadores de corriente deben ser de enchapado magnético de gran permeabilidad. Para el caso de un transformador de medición, su núcleo debe ser de chapa magnética de rápida saturación, garantizado así, para corrientes primarias no superiores al 120 % de la corriente primaria nominal, una buena precisión y que no se transfieran al devanado secundario las sobreintensidades y cortocircuitos. Por el contrario, un transformador de protección, debe poseer un núcleo de chapa magnética de

saturación lenta, para mantener la relación de transformación ante valores de intensidad primaria varias veces superior a la nominal, obteniendo así valores de sobrecarga o cortocircuito proporcionales en el devanado secundario para poder accionar los dispositivos de alarma y protección.

- Arrollamiento primario

Se caracteriza por tener pocas vueltas, muchas veces solamente es el paso del conductor de la red ya que se encuentra conectado en serie al circuito a medir; entre sus terminales no existe valores apreciables de tensión. El tipo de material más utilizado para elaborar estos arrollamientos es el cobre, teniendo la posibilidad de construir el arrollamiento en varias partes con acceso a sus terminales para poder realizar conexiones en serie o paralelo para obtener diferentes relaciones de transformación.

- Arrollamiento secundario

Este arrollamiento es al que se conectan los instrumentos de medición o relevadores de protección, el material utilizado para su construcción generalmente es cobre y está constituido por varias vueltas de conductor. Puede darse el caso de que en un mismo transformador de corriente existan más de un arrollamiento secundario, cada uno arrollado sobre su propio núcleo, para que no exista influencia de un arrollamiento secundario a otro.

3.1.3.2. Parámetros de los transformadores de corriente

- Corriente primaria

Es la que circula en el arrollamiento primario al momento de estar conectado a la red. Básicamente es la corriente de la red o carga por medir y se identifica como I_1 . Para seleccionar el transformador de corriente adecuado para la red o carga, se elige el valor normalizado inmediato superior a la corriente calculada para la instalación.

Para instalaciones de potencia, los valores estandarizados son: 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1 200, 1 500, 2 000 y 4 000 amperios.

- Corriente secundaria

Es la corriente que circula en el arrollamiento secundario y el instrumento de medida instalado en las terminales del mismo. Se identifica como I_2 y es proporcional al valor de I_1 ; los valores estandarizados para corrientes máximas en el arrollamiento secundario son 5 y 1 amperios y su elección depende de las características de la instalación.

- Relación de transformación

Es la relación que existe entre la corriente primaria y la secundaria, la misma es inversamente proporcional a la relación del número de espiras de los arrollamientos primario y secundario. Generalmente, se expresa como una fracción la cual no está simplificada.

La relación de transformación indica la proporción en la que se está reduciendo la corriente secundaria respecto de la primaria, y se expresa de la siguiente manera:

$$K_i = \frac{I_1}{I_2} \quad (3.1)$$

Donde:

K_i : relación de transformación de corriente

I_1 : corriente primaria

I_2 : corriente secundaria

- Error de corriente

Este error se debe a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal, y es un error que el transformador introduce en la medición de corriente. También se le conoce con el nombre de error de relación y se establece como la diferencia entre el valor eficaz de la corriente secundaria multiplicado por la relación de transformación nominal y el valor eficaz de la corriente primaria. Generalmente, se expresa como un error relativo en tanto por ciento de la corriente primaria.

En la práctica, el valor de K_i se asume constante entre la corriente primaria nominal y la secundaria nominal, por lo que $K_i = K_{i,nominal}$, resultando:

$$K_{i,nominal} = \frac{I_{1,nominal}}{I_{2,nominal}} \quad (3.2)$$

Al calcular la corriente primaria por medio de la relación de transformación, el error absoluto de la corriente se expresa como:

$$\Delta I = I_2 \cdot K_{i,nominal} - I_1 \quad (3.3)$$

Expresándose el error relativo de la corriente como:

$$\delta_I = \frac{\Delta I}{I_1} = \frac{I_2 \cdot K_{i,nominal} - I_1}{I_1} \cdot 100 \quad (3.4)$$

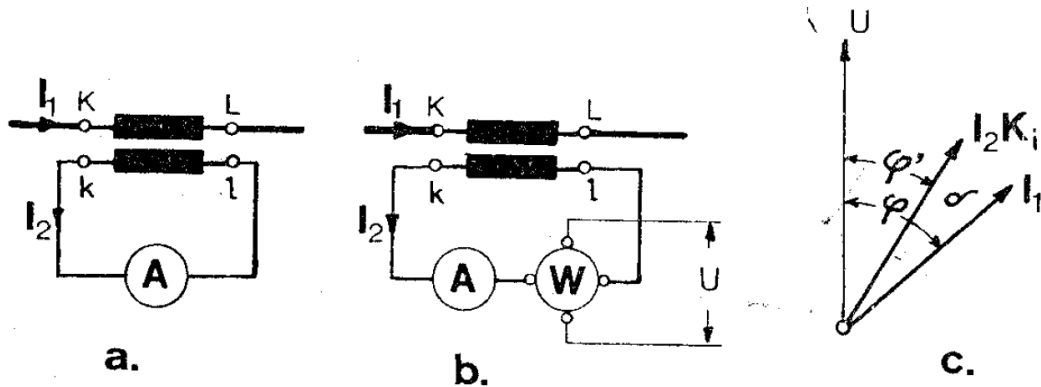
En resumen, el error de corriente es la diferencia entre los valores de la corriente primaria y la corriente secundaria reducida al primario.

- Error angular

Se debe principalmente al desfase que existe entre el vector de la corriente primaria y el vector invertido de la corriente secundaria y se da por la existencia de la corriente de excitación; la corriente primaria se compone de la suma vectorial de la corriente de excitación y la corriente secundaria invertida.

El error angular no tiene mucha importancia en las mediciones de intensidad, por lo que se puede omitir; caso contrario cuando se realizan mediciones de potencia y energía ya que el error angular puede tener gran influencia en la exactitud del resultado de la medición.

Figura 10. Diagrama de circuito de medición de corriente, potencia y diagrama fasorial



Fuente: KARCZ, Andres. *Fundamentos de metrología eléctrica*. Tomo III p. 19.

Del diagrama fasorial de la figura 10, se puede deducir la expresión para la potencia primaria de la siguiente manera:

$$P = UI_1 \cos \varphi \quad (3.5)$$

La potencia registrada por el vatímetro conectado en el lado secundario del circuito de la figura 10 se expresa de la siguiente forma.

$$P = UI_2 \cos \varphi' \quad (3.6)$$

En base a la relación $I_1 = I_2 K_{i,nominal}$, se obtiene la expresión para la potencia consumida por el circuito, multiplicando los registros del vatímetro por K_i .

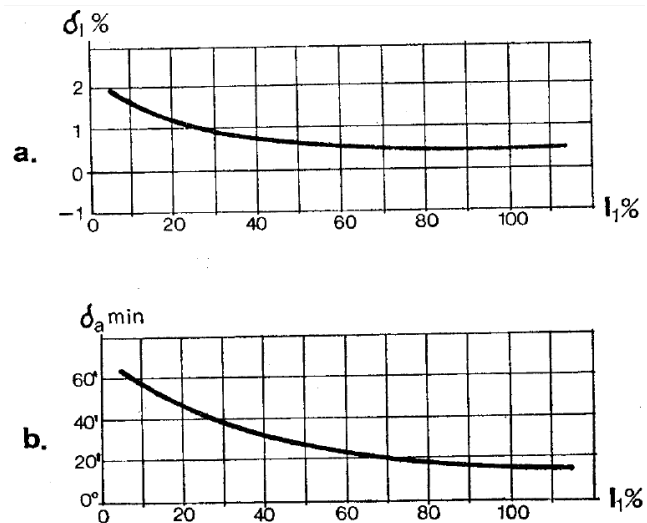
$$P = UI_2 K_{i,nominal} \cos \varphi' \quad (3.7)$$

Resultando con esto que el ángulo δ del transformador, se suma al ángulo φ de la red, ocasionando en el vatímetro el efecto de un ángulo φ' diferente del ángulo de desfase de la red.

En resumen, el error angular es el desfase entre el vector de I_1 y el vector I_2 invertido.

Tanto el error de corriente como el angular, dependen de las intensidades de la corriente primaria y secundaria, el gráfico a de la figura 11 representa el error de corriente y el gráfico b representa el error angular con la corriente secundaria constante.

Figura 11. **Gráficas típicas de: a. error de corriente y b. error angular**



Fuente: *Ibíd.* p. 20.

- Potencia nominal o de precisión

Es la potencia aparente en el lado secundario del transformador, se expresa en volt-amperios o en ohmios, está relacionada con la corriente nominal secundaria asignada (5 A o 1 A); la misma se indica en la placa de características del transformador.

Generalmente, se determina como carga nominal en ohmios y también se le conoce con el nombre de Burden. Para escoger la potencia nominal de un transformador, deben sumarse todas las potencias de las bobinas de los medidores conectados en serie al arrollamiento secundario, más las pérdidas que se producen en los conductores de alimentación debido al efecto Joule, con el resultado de la potencia total obtenida, se escoge el valor nominal inmediato superior para la potencia del transformador.

La potencia de precisión preferente para transformadores de corriente es: 2.5 VA, 5 VA, 10 VA, 15 VA y 30 VA.

- Frecuencia nominal

Los transformadores de corriente son diseñados para operar, en Guatemala como en muchos otros, a 60 Hz que es la frecuencia industrial.

Para el caso de los CT's, no se ve alterado el valor de la frecuencia, es decir, que la frecuencia presente en el circuito primario es la misma en el circuito secundario. La variación de la frecuencia en un transformador altera las características de magnetización del mismo, afectando así la precisión del transformador.

- Clase de precisión

La clase de precisión se atañe al porcentaje de error máximo aceptable que el transformador de corriente puede introducir en la medición, bajo operaciones nominales de corriente primaria y frecuencia. Por lo general los transformadores de corriente están calculados para gamas de medida del 5 % al 120 % de la corriente primaria nominal.

Tabla I. **Límites de error de corriente y angular, según IEC 60044-1**

Clase de precisión	Error de corriente ± en tanto por ciento con corriente asignada I_N				Desfase ± en minutos con corriente asignada I_N			
	120 %	100 %	20 %	5 %	120 %	100 %	20 %	5 %
Transformadores para corriente de medida								
0,2	0,2	0,2	0,35	0,75	10	10	15	30
0,5	0,5	0,5	0,75	1,5	30	30	45	80
1	1	1	1,5	3	60	60	90	100
Transformadores de corriente para protección								
5P	-	1	-	-	-	60	-	-
10P	-	3	-	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

- Corriente de límite térmico

Es el valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por incremento de la temperatura en el devanado a causa del efecto joule, durante un segundo, sin sufrir efectos perjudiciales; esto con el devanado secundario en corto circuito. Expresándose en kiloamperios eficaces o en múltiplos de la corriente nominal primaria.

$$I_{TH} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * U_n} \quad (3.8)$$

Donde:

I_{TH} : valor efectivo de la corriente de límite térmico

S_{cc} : potencia de cortocircuito en MVA

U_n : tensión nominal del sistema en kV

- Corriente de límite dinámico

Es el máximo valor de la intensidad de corriente de cortocircuito de corta duración con la cual la construcción del transformador no sufre deformaciones mecánicas ni otros deterioros. Se expresa de la siguiente manera:

$$I_{din} = 1.8 * \sqrt{2} * I_{TH} \quad (3.9)$$

Donde:

I_{din} : corriente de límite dinámico

I_{TH} : corriente de límite térmico

- Placa de características

Los datos por consignarse en la placa de características del transformador de corriente, deben ser indelebles y según la IEC 60185, deben figurar las siguientes indicaciones.

- Nombre del fabricante o cualquier otra marca que permita su fácil identificación.
- Número de serie.
- Corrientes nominales primaria y secundaria en amperios.

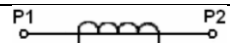
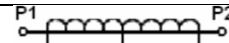
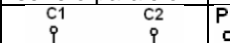
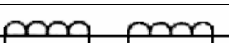


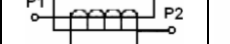
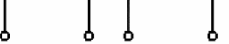
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión correspondiente para cada núcleo.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

3.1.3.3. Identificación de bornes

Tanto en el arrollamiento primario como en el secundario deben ser identificados sus bornes con fiabilidad, según IEC 60185, el criterio por seguir para designar la nomenclatura, es que aquellos que inicien con P y C, pertenecen al arrollamiento primario y los que inicien con S pertenecen al arrollamiento secundario.

Para la identificación de los bornes, las letras por utilizarse deben ser siempre mayúsculas, seguidas o precedidas donde sea necesario, por números; la identificación debe ser clara e indeleble.

Tabla II. **Identificación de bornes primarios y secundarios**

Bornes	Transformador de simple relación	Transformador con toma intermedia en el secundario	Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para acoplamiento en serie o paralelo	Transformador con dos arrollamientos secundarios y núcleos independientes
Primarios				
Secundarios				

Fuente: elaboración propia.

3.1.3.4. Condiciones de servicio

Según IEC 60185, las condiciones de servicio apropiadas para los transformadores de corriente son las siguientes.

- Temperatura ambiente
 - Temperatura máxima 40 °C
 - Valor máximo de la media en 24 horas 35 °C

- Temperatura mínima
 - Transformadores para interiores -5 °C
 - Transformadores para intemperie -25 °C

- Humedad relativa del aire
 - Transformadores para interiores hasta 70 %
 - Transformadores para intemperie hasta 100 %

3.1.3.5. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento de un transformador de corriente se debe seleccionar teniendo en consideración que el nivel de tensión nominal primaria no sea inferior a los niveles de aislamiento nominales, según las normas de fabricación.

El nivel de aislamiento nominal se determina por las tensiones nominales resistidas a frecuencia industrial e impulso de rayo y deben elegirse según la tabla 2 A de la IEC 60185/95.

Tabla III. **Niveles de aislamiento según IEC 60185/95**

Tensión máxima permanente admisible de servicio Um kV	Tensión nominal resistida a frecuencia industrial (valor eficaz) kV	Tensión nominal resistida a impulso de rayo (valor pico) kV
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
17.5	38	75
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
72.5	140	325
100	185	450
123	185	450
	230	550
145	230	550
	275	650
170	275	650
	325	750
245	395	950
	430	1050

Nota: para instalaciones expuestas es recomendable elegir los niveles de aislamiento más altos.

Fuente: elaboración propia.

3.1.3.6. Exactitud

En un transformador de medida el grado de exactitud se mide por su clase o precisión, la cual indica en tanto por ciento el máximo error en el que se encuentra la medida.

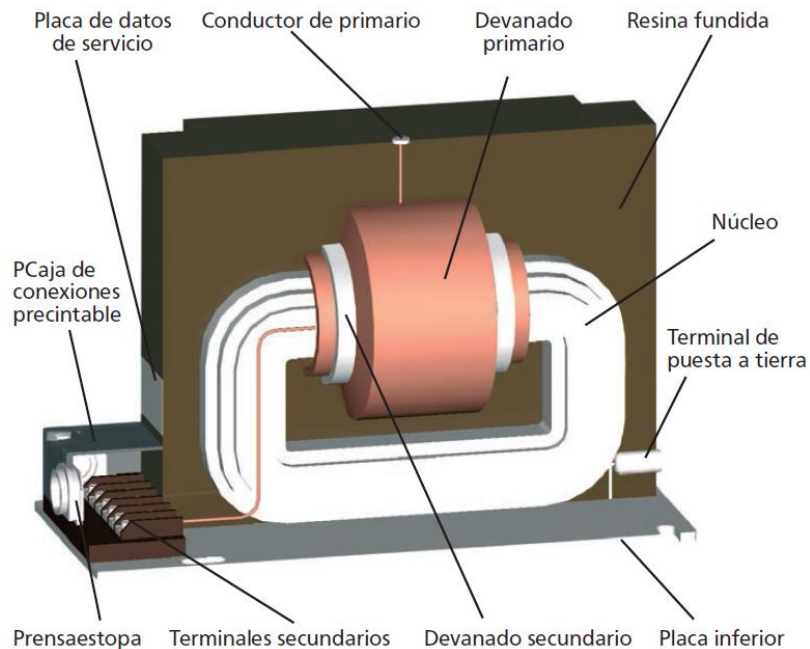
Según especificaciones de la norma IEC, la clase o precisión se debe mantener siempre y cuando la corriente que circula en el devanado primario se encuentre por debajo del 120 % de la corriente primaria nominal. Dicha precisión debe mantenerse cuando la carga conectada en el devanado secundario del transformador esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de la carga nominal.

3.1.4. Transformadores de potencial

Transforman la alta tensión a valores de tensiones maniobrables y seguras para personal dedicado a la operación y a equipos de medición y protección. El devanado primario se conecta en paralelo a la red por controlar y el devanado secundario se conecta en paralelo a las bobinas de tensión de los diferentes instrumentos de medición (voltímetros) o relés de protección que se desea energizar.

A diferencia de los transformadores de corriente, en este tipo de transformadores jamás debe conectarse en cortocircuito las terminales del devanado secundario y poseen un solo núcleo magnético con uno o varios devanados secundarios.

Figura 12. **Diseño general de un transformador de potencial**



Fuente: RITZ Instruments Transformers. *Transformadores de medida en media tensión*. p 11.

3.1.4.1. **Componentes básicos de un transformador de tensión**

Los componentes básicos de un transformador de potencial no difieren mucho de los de un transformador de potencia en cuanto a la parte constructiva básica se refiere y son los siguientes:

- Aislamiento externo

En la mayoría de los casos el aislamiento externo de los transformadores de potencial, es de componente cerámica, con una línea de fuga lo

suficientemente larga para limitar los arcos eléctricos en condiciones de contaminación como lo son la lluvia, el polvo, la niebla, etc.

- Aislamiento interno

Este tipo de aislamiento suele construirse de cartón prespán en seco o impregnado en aceite, el cual es desgasificado y filtrado; al momento de llenar el transformador con este mismo, se hace por medio del vacío. Los transformadores de potencial que poseen cartón prespán impregnado en aceite, suelen disponer de un depósito de expansión en la parte superior.

- Núcleo

Para el caso de los transformadores de tensión, el núcleo debe construirse de chapa magnética de gran permeabilidad y de rápida saturación para mantener constante la relación de transformación y la precisión cuando la tensión en el devanado primario se establece por debajo de 1,2 veces la tensión nominal.

Esto se debe a que un sistema eléctrico de tensión no presenta grandes variaciones como es el caso de la corriente eléctrica; el utilizar núcleos de débil saturación provocaría que ante la presencia de sobretensiones en el devanado primario, también se manifiesten sobretensiones en el devanado secundario, causando daños a los instrumentos de medición o a los relevadores de protección conectados al mismo.

- Arrollamiento primario

Este arrollamiento debe estar diseñado para soportar la tensión de la red, generalmente se construyen de hilo cobre electrolítico puro, relativamente delgado, con miles de espiras y se arrolla sobre el devanado secundario para reducir los flujos de dispersión.

- Arrollamiento secundario

Es el arrollamiento al cual se conectan en paralelo los instrumentos de medición, generalmente voltímetros. Está acoplado magnéticamente al arrollamiento primario y, generalmente, se construyen de conductor laminado con cientos de espiras.

3.1.4.2. Parámetros de los transformadores de potencial

- Tensión nominal primaria

Es la tensión a la cual será sometido el arrollamiento primario y debe corresponder al nivel de tensión nominal del sistema eléctrico a conectarse. En caso de que la tensión del sistema eléctrico sea menor a la tensión nominal primaria del transformador de tensión, deberán realizarse pruebas que garanticen la exactitud de la medida en esas condiciones.

- Tensión nominal secundaria

Es la tensión eléctrica que proporciona el devanado secundario del transformador de tensión y debe corresponder a los valores de operación del instrumento de medición conectado a este.

Los valores normalizados para la tensión nominal secundaria son de 120 voltios, para transformadores monofásicos que serán conectados en redes monofásicas de dos hilos y de $120/\sqrt{3}$ para transformadores monofásicos utilizados en sistemas trifásicos, esto con el objetivo de mantener el valor de la relación de transformación.

- Relación de transformación

Al igual que en un transformador de potencia, la relación de transformación en un transformador de tensión es proporcional a la relación entre el número de espiras del arrollamiento primario y secundario.

La relación de transformación indica la proporción en la que se está reduciendo la tensión secundaria respecto de la primaria, y se expresa como una fracción no simplificada, de la siguiente manera:

$$K_u = \frac{U_1}{U_2} \quad (3.10)$$

Donde:

K_u : relación de transformación de tensión

U_1 : tensión primaria

U_2 : Tensión secundaria

- Error de tensión

Este error se debe a que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal y es un error que el transformador de tensión introduce en la medida de tensión. También se le conoce como error de relación y se establece como la diferencia que existe entre el valor eficaz de la tensión secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal y el valor eficaz de la tensión primaria. Generalmente, se expresa como el error relativo en tanto por ciento de la tensión primaria, de la siguiente manera.

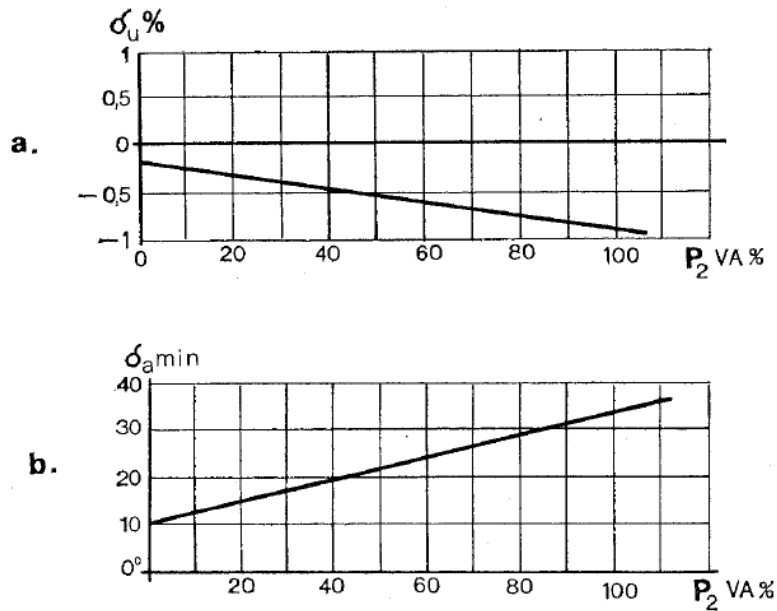
$$\delta_U = \frac{\Delta U}{U_1} = \frac{U_2 \cdot K_{u,nominal} - U_1}{U_1} \cdot 100 \quad (3.11)$$

- Error de fase

Este tipo de error se debe al desfase que existe entre la tensión primaria y la tensión secundaria, básicamente es el ángulo que está desfasado el vector de la tensión secundaria invertido, respecto del vector de la tensión primaria.

El origen del desfase entre la tensión primaria y secundaria se debe principalmente a las pérdidas en el núcleo y en el cobre de los arrollamientos primario y secundario; este tipo de error se expresa generalmente en minutos o en centiradianes.

Figura 13. Gráficas típicas de: a. error de tensión y b. error angular



Fuente: KARCZ, Andrés. *op. cit.* p. 41.

- Clase de precisión

La clase de precisión designa el error máximo admisible que puede introducir un transformador de tensión en la medición de potencia, operando con su tensión primaria y frecuencia nominales. La misma establece los límites de los errores para condiciones de empleo específicas.

La clase de precisión normalizada para transformadores de tensión de medición, monofásicos es:

0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0

Tabla IV. **Límites de error de tensión y de fase, según IEC 60044-2**

Clase de precisión	± Error de tensión (%)	± Ángulo de desplazamiento	
		Minutos	Centiradianes
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	No especificado	No especificado

Fuente: elaboración propia, con base a Tabla 11 de IEC 60044-2, p. 73.

- **Potencia de precisión**

A un factor de potencia específico, el transformador de tensión puede proporcionar cierto valor de potencia aparente en VA al circuito secundario, a la tensión secundaria nominal. Para un factor de potencia de 0.8, se tienen los siguientes valores de potencia de precisión: 10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 150 – 200 – 300 – 400 – 500 VA. Su valor se utiliza para determinar los límites de la impedancia conectada al secundario.

- **Frecuencia nominal**

En Guatemala como en muchos otros, los transformadores de tensión son diseñados para operar a una frecuencia de 60 Hz que es la frecuencia industrial. El valor de la frecuencia en un transformador de tensión no se ve afectado, es decir, que la frecuencia presente en el circuito primario es la misma en el circuito secundario. La variación de la frecuencia en un transformador altera las características de magnetización del mismo, afectando así la precisión del transformador.

- Placa de características

Los datos por consignarse en la placa de características del transformador de tensión, deben ser indelebles y según la IEC 60186, deben figurar las siguientes indicaciones.

- Nombre del constructor o cualquier otra marca que permita su fácil indicación.
- Número de serie y designación del tipo.
- Tensiones nominales primaria y secundaria en voltios.
- Frecuencia nominal en Hz.
- Potencia de precisión y clase de precisión.
- Tensión más elevada de la red.
- Nivel de aislamiento nominal.

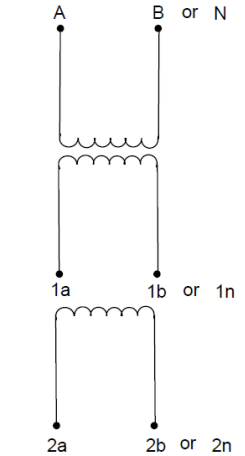
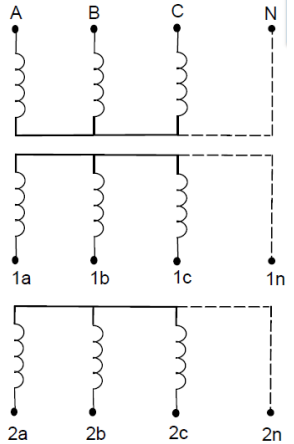
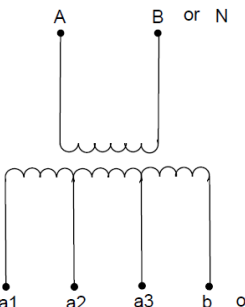
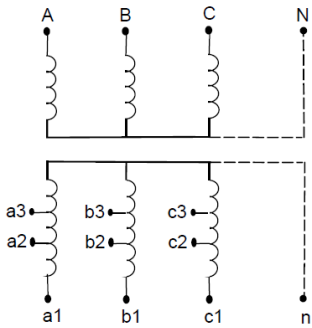
3.1.4.3. Identificación de bornes

Para la identificación de los bornes de los arrollamientos primario y secundario de los transformadores de tensión, se toma como referencia el criterio indicado en la norma IEC 60185 sección 8, la nomenclatura asignada a los bornes del arrollamiento primario son las letras mayúsculas A, B, C y N, con las mismas letras pero minúsculas, se identifican los bornes del arrollamiento secundario a, b, c y n.

La letra N define el borne a ser conectado a tierra y las letras da y dn identifican los bornes de los arrollamientos que suministran una tensión residual. Los bornes primarios y secundarios deben poseer la misma polaridad.

Tabla V. **Identificación de bornes en diferentes PT's**

Tipo de transformador de tensión	Identificación de bornes primarios y secundarios
Transformador monofásico con bornes primarios totalmente aislados y un solo secundario	<p>The diagram shows a transformer core with two windings. The top winding is the primary, with terminals labeled 'A' and 'B'. The bottom winding is the secondary, with terminals labeled 'a' and 'b'. All four terminals are shown as isolated points.</p>
Transformador monofásico con un borne primario neutro de aislación reducida y un solo secundario	<p>The diagram shows a transformer core with two windings. The top winding is the primary, with terminals labeled 'A' and 'N'. The bottom winding is the secondary, with terminals labeled 'a' and 'n'.</p>
Transformador trifásico de un solo secundario	<p>The diagram shows a transformer core with three windings on the top and three on the bottom. The top terminals are labeled 'A', 'B', and 'C'. The bottom terminals are labeled 'a', 'b', and 'c'. A dashed line labeled 'N' and 'n' indicates a neutral connection between the top and bottom windings.</p>

<p>Transformador monofásico con dos secundarios</p>	
<p>Transformador secundario con dos secundarios</p>	
<p>Transformador monofásico con un secundario de tomas múltiples</p>	
<p>Transformador trifásico con un secundario de tomas múltiples</p>	

<p>Transformador monofásico con dos secundarios de tomas múltiples</p>	
<p>Transformador monofásico con un secundario de tensión residual</p>	
<p>Transformador trifásico con un secundario de tensión residual</p>	

Fuente: elaboración propia, con base al Estándar Internacional IEC 60044-2, Edición 1.2.

3.1.4.4. Condiciones de servicio

Según IEC 60186, las condiciones de servicio apropiadas para los transformadores de tensión son las siguientes.

- Temperatura ambiente
 - Temperatura máxima 40 °C
 - Valor máximo de la media en 24 horas 30 °C

- Temperatura mínima
 - Transformadores para interiores -5 °C
 - Transformadores para intemperie -25 °C

- Humedad relativa del aire
 - Transformadores para interiores 70 %
 - Transformadores para intemperie 100 %

- Altitud
Hasta 1, 000 m sobre el nivel del mar

- Condiciones atmosféricas
Atmosferas que no están altamente contaminadas

- Sistemas de puesta a tierra
 - Neutro aislado.
 - Neutro a tierra a través de una bobina de extinción.
 - Neutro efectivamente puesto a tierra.
 - Neutro sólidamente puesto a tierra.
 - Neutro a tierra a través de una impedancia.

3.2. Instrumentos de medición

Los instrumentos de medición son dispositivos con los cuales se realiza un método de medida basado en un principio determinado; los mismos son de mucha importancia en cualquier sistema en el que se desee conocer el estado de las diferentes variables que son indispensables para la correcta operación de los procesos.

En el caso de un sistema de medición de parámetros eléctricos, los instrumentos de medición son utilizados para registrar todas aquellas variables eléctricas que son de interés para determinar el comportamiento del sistema eléctrico.

Un instrumento de medición se compone de dos sistemas: el transductor y el indicador. Generalmente, el transductor está compuesto de un sistema eléctrico que convierte una magnitud de medida en otra que actúa sobre el sistema indicador. Cuando la magnitud medida se encuentra dentro de los valores aceptables por el sistema indicador, se hace innecesario utilizar el sistema transductor, por lo que se envían las señales directamente al sistema indicador.

3.2.1. Tipos de instrumentos de medida

Los instrumentos de medida se clasifican según su funcionamiento, construcción y tecnología, entre los cuales se pueden mencionar los instrumentos de bobina móvil, de hierro móvil, electrodinámicos y los digitales.

3.2.1.1. Instrumentos de bobina móvil

En este tipo de instrumentos, la bobina de alambre fino está suspendida en un campo magnético que produce un imán permanente; al circular una corriente eléctrica por la bobina, esta girará en dicho campo magnético.

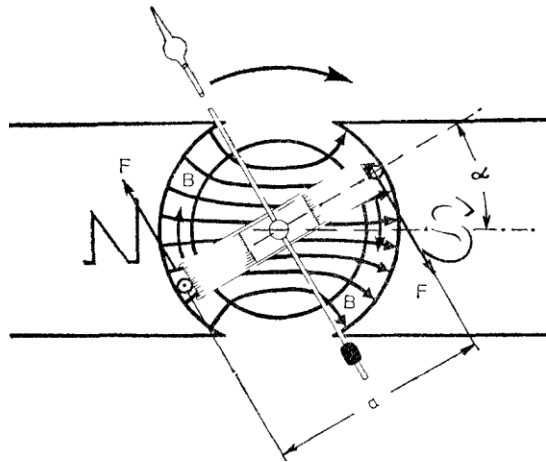
En este sistema, la bobina es la parte móvil y el imán permanente es la parte fija, entre los polos del imán permanente se coloca un núcleo cilíndrico de material magnético de baja remanencia. El entrehierro existente entre el núcleo cilíndrico y los polos del imán permanente es uniforme, por lo que se puede considerar que también es constante y uniforme la inducción magnética B .

Generalmente, la bobina móvil está montada sobre un marco de aluminio a la cual se fijan las puntas de eje; la punta de eje superior se fija la aguja indicadora. En el carrete de aluminio, durante el movimiento de la bobina en el campo magnético, se generan corrientes de Foucault con lo cual se obtiene el amortiguamiento.

Para eliminar casi por completo el momento de fricción originado en los cojinetes, la parte móvil está suspendida en cintas elásticas. Este sistema es muy utilizado en instrumentos de alta sensibilidad y en galvanómetros.

Este tipo de instrumento de medición experimenta un momento motor debido a la corriente que circula a través de la bobina, esta tiende a colocarse en una posición en la cual el flujo magnético de la bobina se suma al flujo magnético del imán. Dependerá de la magnitud y el sentido de la fuerza que actúa en los lados de la bobina ubicados en el entrehierro, de la corriente que circule en la bobina, la inducción magnética en el entrehierro y el número de espiras de la bobina.

Figura 14. Instrumento de bobina móvil



Fuente: KARCZ, Andres. *Op.cit.* Tomo I p. 113.

Al analizar la figura 14, se puede establecer que la fuerza que experimentan los lados de la bobina ubicados en el entrehierro, es perpendicular al sentido de las líneas de inducción magnética y al conductor de la bobina. La distancia utilizada para determinar el momento motor que experimenta una de las espiras es el ancho de la bobina, el momento motor se expresa de la siguiente manera:

$$M'_m = F \cdot a \quad (3.12)$$

$$M'_m = B \cdot I \cdot b \cdot a \quad (3.13)$$

$$M'_m = B \cdot I \cdot S \quad (3.14)$$

Donde:

M'_m : momento motor que actúa sobre una espira.

B : inducción magnética en el entrehierro.

I : intensidad de la corriente que circula por la bobina.

a : ancho de la bobina.

b : altura de la bobina.

S : sección activa de la bobina por la cual atraviesa el flujo magnético que es igual a $b \cdot a$.

Para una bobina de n espiras, el momento motor que actúa en la bobina es n veces mayor que el momento motor que actúa en una espira.

$$M_m = B \cdot I \cdot S \cdot n \quad (3.15)$$

Además del momento motor, también se origina un momento antagonista debido a los espirales o cintas de suspensión en los que se encuentran las puntas de eje de la base de aluminio, el mismo es proporcional al ángulo de giro de la parte móvil y la constante m del espiral. Esta constante depende del material y de las dimensiones del espiral, por lo que el momento antagonista se puede expresar de la siguiente manera:

$$M_a = m \cdot \alpha \quad (3.16)$$

Donde:

M_a : momento antagonista.

m : constante del espiral.

α : ángulo de giro de la bobina.

La desviación de la bobina móvil es proporcional a la intensidad de la corriente eléctrica y se determina mediante la aguja indicadora fijada a la bobina móvil.

3.2.1.2. Instrumento de hierro móvil

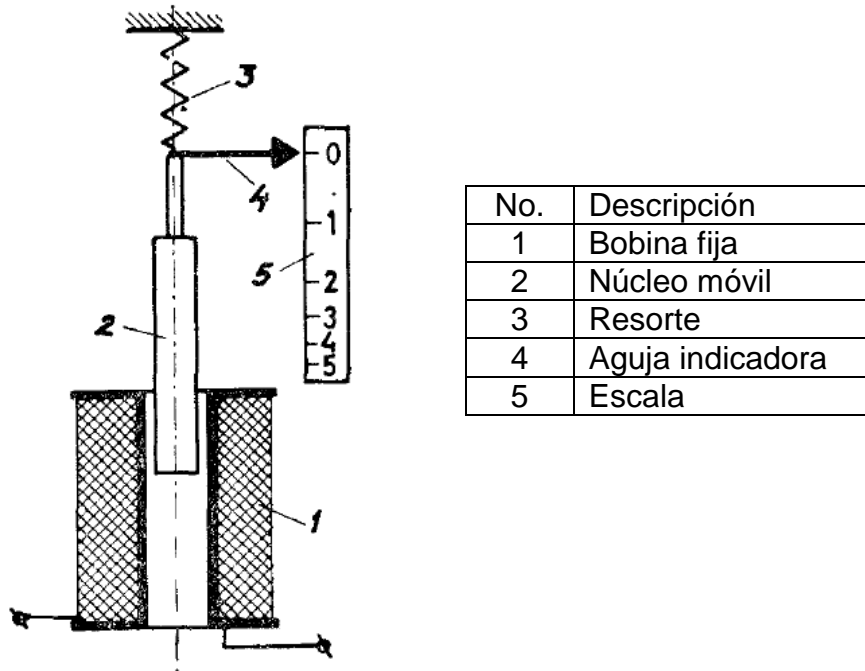
El funcionamiento de este tipo de instrumento se basa en la atracción de la parte móvil, a través del campo magnético que crea la corriente que se mide cuando esta circula en la bobina, que en este caso es la parte fija; la parte móvil está diseñada de un material magnético no remanente. Cuando el núcleo de la parte móvil se desplaza hacia una posición, causará que se incremente el flujo magnético en la bobina, debido a que se disminuye la resistencia magnética del conjunto formado por la bobina y el núcleo; esto ocurre aun cuando la corriente que circula por la bobina permanece constante.

La fuerza de atracción que ejerce el campo magnético creado en la bobina, sobre el núcleo móvil, depende directamente de la corriente que circula por la misma, por lo que la desviación de la aguja que está fijada al núcleo móvil también está en función de la corriente que circula por la bobina.

Al analizar la figura 15 se puede observar que el funcionamiento de este tipo de instrumento se da cuando el campo magnético creado en la bobina atrae el núcleo, el cual tiene fijado en su eje la aguja indicadora, la cual se desplaza por la escala; el resorte fijado al núcleo móvil es el encargado de regresar a su posición inicial al núcleo móvil y con ello a la bobina, el mismo es el causante del momento antagonista M_a el cual es contrario al momento motor M_m .

El uso más común de estos instrumentos es como voltímetros y amperímetros de clase de exactitud inferior. Puede ser utilizado en corriente continua como en corriente alterna, por lo que puede tener dos clases de exactitud, una para corriente directa y otra para corriente alterna.

Figura 15. **Instrumento de hierro móvil**



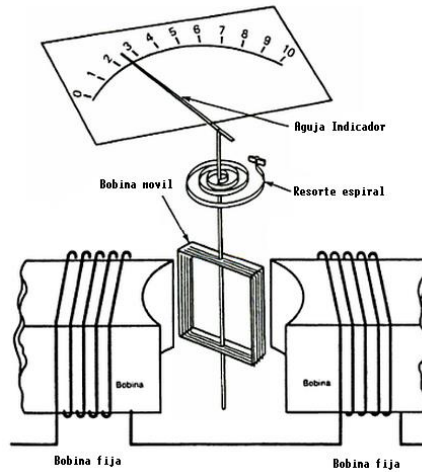
Fuente: *Ibíd.* p. 154.

3.2.1.3. **Instrumentos electrodinámicos**

Este tipo de instrumento funciona por la acción recíproca de los flujos magnéticos creados por dos bobinas, una fija y otra móvil; la corriente que circula por ambas bobinas y genera los campos magnéticos en cada una, es la corriente medida.

Las fuerzas que actúan sobre ambas bobinas, originan el momento motor que hace girar la bobina móvil dentro de la bobina fija. El momento motor se ve compensado por el momento antagonista originado por dos espirales que conducen la corriente hacia la bobina móvil.

Figura 16. Instrumento electrodinámico



Fuente: <http://electricidadipl.blogspot.com/2014/06/galvanometros-electromecanismos-de-los.html> Fecha de consulta 28 de mayo de 2016

Este tipo de instrumento puede ser utilizado como vatímetro al conectar la bobina fija en serie y la bobina móvil en paralelo. La corriente que circula en la bobina fija se denomina corriente de campo i_c y la corriente que circula en la bobina móvil se denomina corriente de potencial i_p , el valor instantáneo de la corriente i_p es:

$$i_p = \frac{e}{R_p} \quad (3.17)$$

Donde:

- i_p : corriente en la bobina de potencial
- e : tensión instantánea de la línea de potencia
- R_p : resistencia de la bobina móvil

El desplazamiento de la bobina móvil es proporcional al producto de las corrientes en la bobina móvil y fija, por lo que se puede expresar de la siguiente forma:

$$\theta_{AV} = K \frac{1}{T} \int_0^T i_c i_p dt \quad (3.18)$$

Donde:

θ_{AV} : desplazamiento angular promedio de la bobina

K : constante del instrumento

i_c : corriente instantánea en la bobina de campo

i_p : corriente instantánea en la bobina de potencial

Al sustituir (3.16) en (3.17) y considerando que i_c es igual a la corriente de carga i , resulta.

$$\theta_{AV} = K \frac{1}{T} \int_0^T i \frac{e}{R_p} dt \quad (3.19)$$

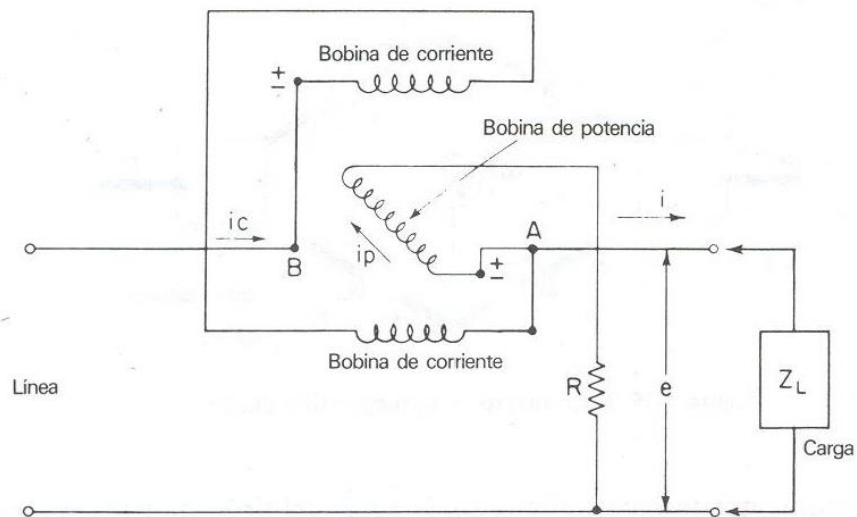
$$\theta_{AV} = K_2 \frac{1}{T} \int_0^T i e dt \quad (3.20)$$

Y por definición, la potencia promedio en un circuito es:

$$P_{AV} = \frac{1}{T} \int_0^T i e dt \quad (3.21)$$

Donde al comparar (3.19) y (3.20), se puede definir que el desplazamiento angular es proporcional a la potencia promedio.

Figura 17. Diagrama de vatímetro electrodinámico



Fuente: COOPER, William y HELFRICK, Albert. *Instrumentación Electrónica Moderna y Técnicas de Medición* p. 101.

3.2.1.4. Instrumentos digitales

Los instrumentos digitales están constituidos básicamente por dispositivos electrónicos que son capaces de convertir las señales analógicas de entrada a una representación digital; con los avances de la tecnología se ha logrado que los instrumentos de este tipo puedan ser capaces de obtener una gran precisión en las mediciones.

Las señales analógicas de entrada pueden convertirse a señales digitales a través de transductores que se les denomina convertidores analógicos digitales, estas señales son procesadas por el módulo de control dentro del instrumento de medición para dar resultados equivalentes al voltaje, corriente o potencia, según el algoritmo de control del instrumento de medición.

3.2.2. Instrumentos de medición de energía eléctrica

Los medidores de energía eléctrica son instrumentos de medición utilizados en las transacciones económicas de compra y venta de energía eléctrica; los mismos miden la energía eléctrica que se consume o entrega a un circuito o servicio eléctrico, existiendo según su construcción del tipo electromecánicos y electrónicos (digitales), según el tipo de energía a medir se clasifican en medidores de energía activa, medidores de energía reactiva y medidores de energía aparente.

3.2.2.1. Medidores de energía electromecánicos

Conocidos también como medidores de inducción, puesto que registran e integran los valores de energía eléctrica consumida bajo el principio de funcionamiento del motor eléctrico.

Cuando se encuentra en funcionamiento, el movimiento del elemento móvil, depende de manera proporcional de la potencia que fluye a través de él, al mismo tiempo, su velocidad es controlada por un mecanismo de retardo que generalmente es un freno magnético, el elemento móvil se encuentra ligado a un mecanismo de registro para controlar el número de vueltas que este presenta durante el tiempo que esté sometido al flujo de energía.

De manera general, las partes principales de un medidor electromecánico son:

- Sistema motriz
- Sistema de frenado
- Sistema de registro numerador-integrador

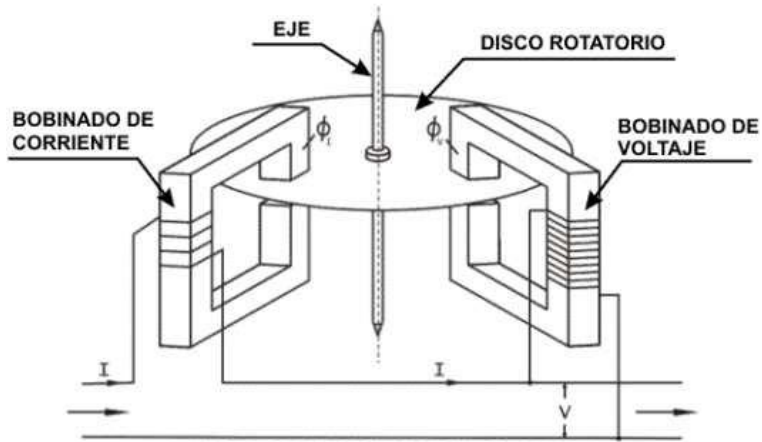
El sistema motriz consta de dos electroimanes, uno diseñado con un arrollamiento de muchas espiras y alta impedancia, al cual se conecta la tensión del sistema por medir. El otro arrollamiento que está diseñado con muy pocas espiras y baja impedancia, se conecta en serie con el sistema por medir; concluyéndose de esta manera que existe un arrollamiento para la medición de tensión y otro para la medición de intensidad del sistema.

En el arrollamiento de alta impedancia, se crea un flujo magnético proporcional a la tensión y en el de baja impedancia, se crea un flujo magnético proporcional a la corriente del sistema a medir; ambos flujos inducen en el elemento móvil (disco) corrientes de Foucault que en conjunto, producen el par motor proporcional a la energía que se mide.

El sistema de frenado está compuesto por un fuerte imán permanente que rodea el disco rotor del sistema motriz, induciendo corrientes de Foucault que producen un par de frenado que es proporcional a la velocidad periférica del disco.

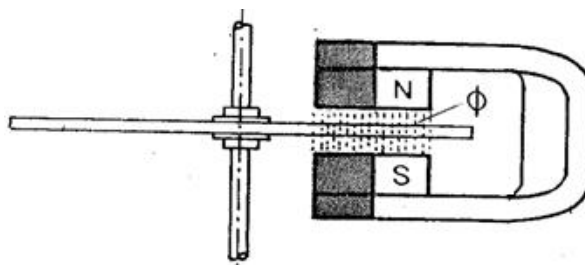
El movimiento del disco se transmite al sistema de registro a través de su eje, a un juego de engranajes que le da movimiento a las agujas o indicadores numéricos donde se encuentran las cifras para determinar la energía transada, la cual es proporcional al número de vueltas del disco.

Figura 18. Sistema motriz



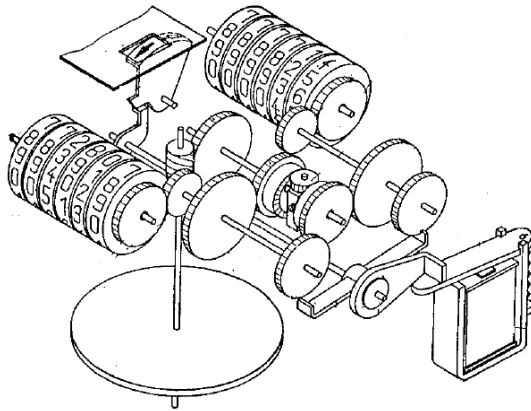
Fuente: KARCZ, Andres. *Op Cit. Tomo III* p. 109.

Figura 19. Sistema de frenado



Fuente: *ibíd.* p. 121.

Figura 20. **Sistema de registro**



Fuente: *ibíd.* p. 178.

3.2.2.2. Medidores de energía electrónicos (digitales)

En este tipo de medidor se anulan las pérdidas por fricción, debido a que no existen partes en movimiento como es el caso del disco giratorio. En este caso, la tensión y la intensidad de la corriente actúan sobre elementos electrónicos para producir pulsos cuya frecuencia es proporcional a la energía transada.

Actualmente, este tipo de medidores cuenta con tarjetas programables, memoria interna para el almacenamiento de datos medidos en períodos comprendidos entre uno a tres meses, puede ser leído a través de software y presenta la facilidad de transmitir los datos medidos vía remota, por medio de comunicaciones tipo internet y teléfono.

Una de las ventajas principales es que se puede realizar la medición de diferentes parámetros como la energía activa, energía reactiva, energía aparente, tensión, intensidad, factor de potencia entre otros. Se pueden visualizar a través de un *display* LCD.

Los parámetros por visualizar se establecen en la etapa de programación del medidor, así como también se definen, la resolución por utilizar, los canales de almacenamiento y el intervalo de almacenamiento de la medición. En el mismo se integran los datos de relación de transformación, nombre, constantes de almacenamiento, número de identificación, configuración de respuesta a llamadas, contraseña entre otros.

Las ventajas que presentan los medidores electrónicos son:

- Mayor exactitud en las mediciones
- Capacidad de medir varias magnitudes en el mismo instrumento
- Facilidad de acceder a la información de manera remota

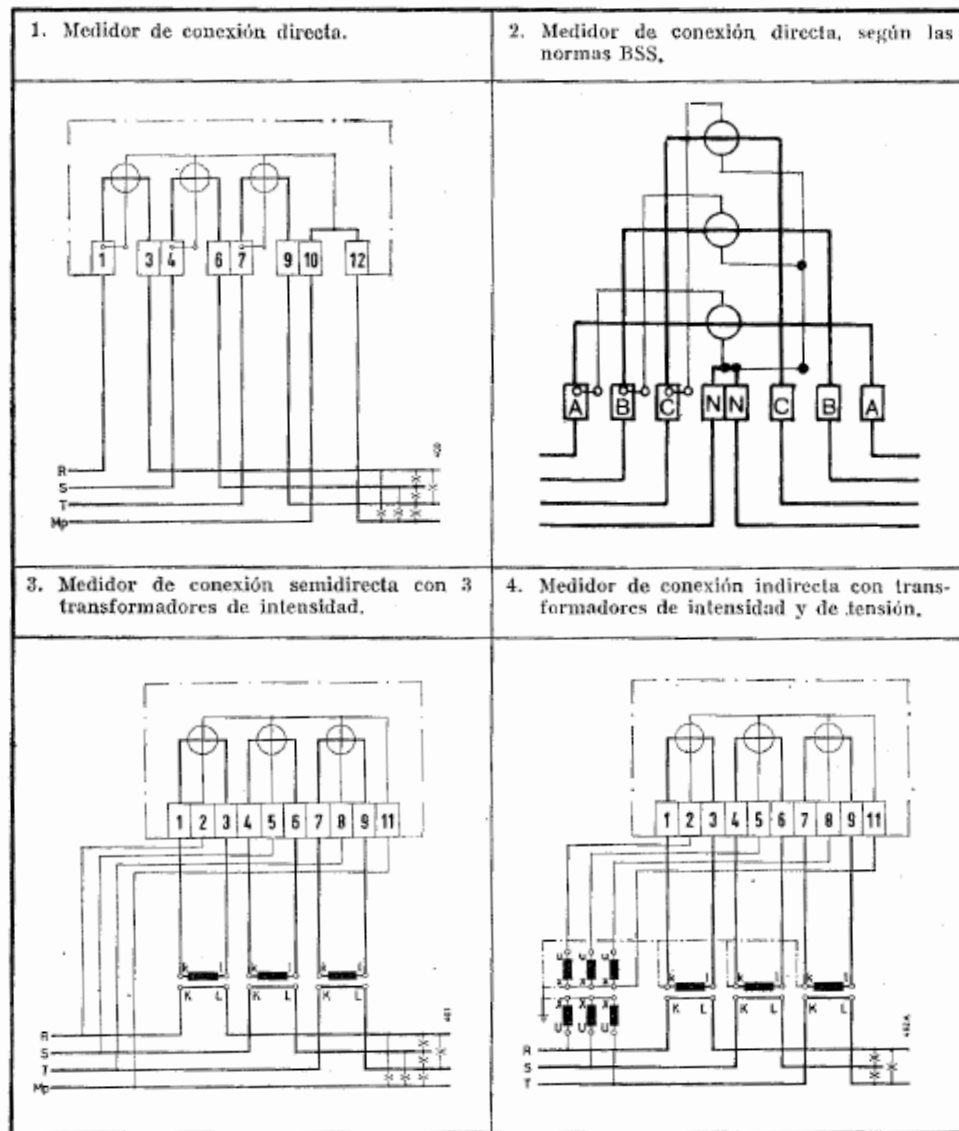
Una de las desventajas radica en que por ser equipos de mayor exactitud, se requieren equipos de verificación de exactitud mayor a los mismos, sin dejar de mencionar la capacitación técnica del personal a cargo de la instalación, programación, verificación y calibración del instrumento.

3.2.2.3. Medidores de energía eléctrica activa

Este tipo de medidor puede ser del tipo constructivo electromecánico o electrónico. Para ambos casos, las terminales de intensidad se conectan en serie con el circuito por medir y las terminales de tensión se conectan en paralelo a la red; la energía eléctrica activa medida, es el producto de la

potencia activa por el tiempo y, generalmente, se expresa en kWh, este tipo de energía es la que realiza el trabajo.

Figura 21. **Diagramas de conexión de medidores de energía activa trifásicos**



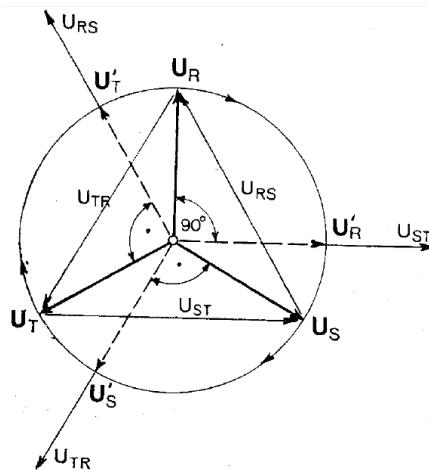
Fuente: *ibíd.* p. 158.

3.2.2.4. Medidores de energía eléctrica reactiva

Para este tipo de medidor, se utiliza el mismo principio de construcción que el medidor de energía eléctrica activa, con la salvedad, de que en este medidor es necesario realizar el desplazamiento o rotación de flujos magnéticos en el medidor electromecánico.

Para la conexión del medidor en sistemas trifásicos, el desfase se simplifica, debido a las características propias de la red, pudiendo realizar el desfase cíclico entre los vectores de tensión de todas las fases.

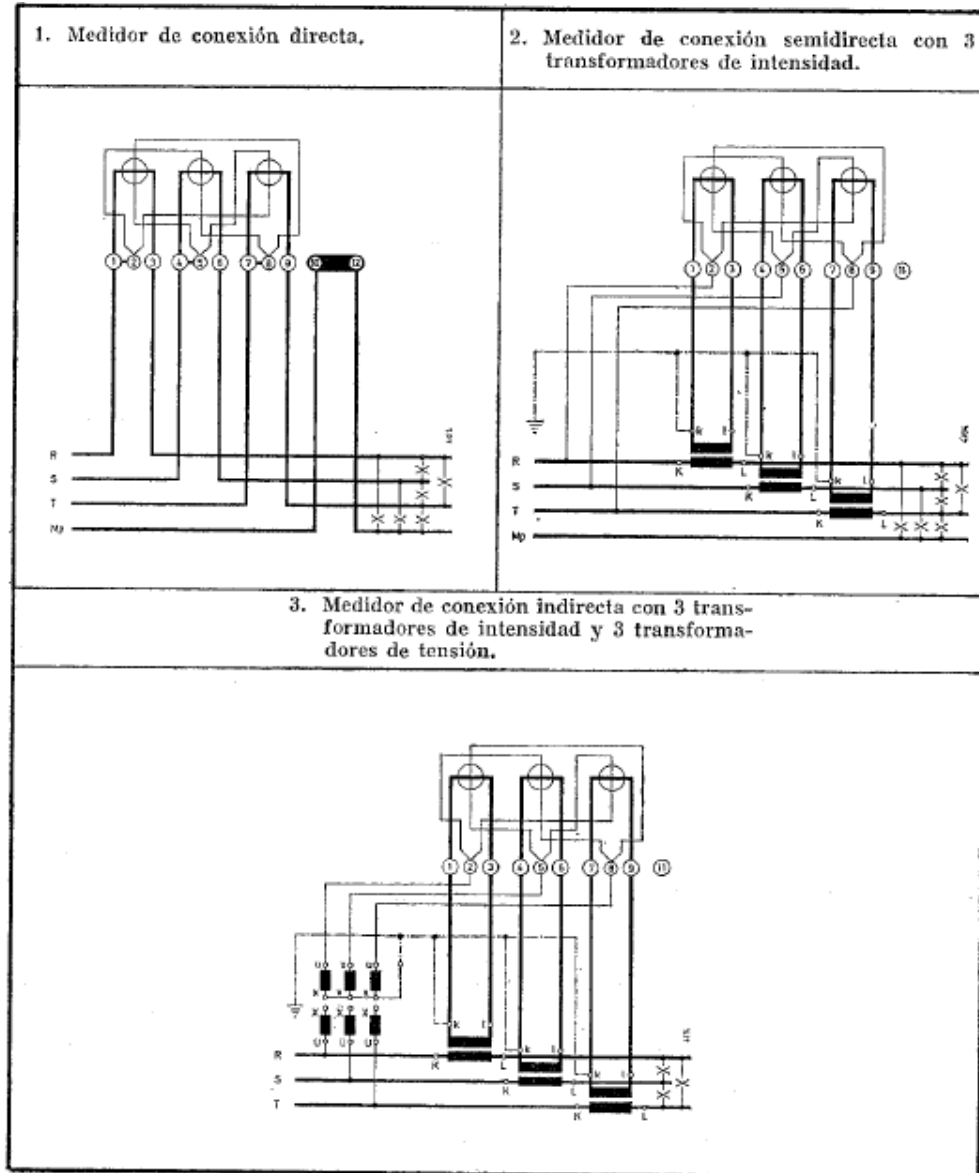
Figura 22. **Desfase cíclico entre las tensiones de las tres fases**



Fuente: *ibíd.* p. 166.

A diferencia del medidor de energía eléctrica activa, este tipo de medidor no utiliza el conductor neutro para la medición de energía eléctrica reactiva. La energía eléctrica reactiva no realiza trabajo y se expresa en kVA_{rh}, esta es el producto de la potencia reactiva por el tiempo.

Figura 23. Diagramas de conexión de medidores de energía reactiva trifásicos



Fuente: *ibíd.* p. 168.

3.2.2.5. Medidores de energía eléctrica aparente

Para realizar la medición de energía eléctrica aparente, se puede hacer uso de los medidores de energía eléctrica activa, esto con la condición de que el factor de potencia varíe dentro de ciertos límites.

El medidor de energía eléctrica aparente basa su funcionamiento en que el factor de potencia puede ser considerado casi igual a la unidad cuando el ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad de la corriente tiende a cero y varía dentro de un margen muy pequeño.

Para el caso de los medidores electromecánicos se puede ajustar el desfase interno entre los flujos magnéticos que producen el movimiento del disco, para obtener el máximo momento motor con el ángulo del factor de potencia promedio, siempre y cuando este oscile dentro de los límites permitidos.

En lo concerniente a los medidores electrónicos se diseña un circuito de manera tal que su algoritmo realice la operación matemática descrita en la ecuación de la potencia aparente para sistemas trifásicos como el caso de aplicación.

$$S = \sqrt{3} \times U \times I \quad (3.22)$$

3.2.3. Características principales de los medidores de energía eléctrica

Las características principales de los medidores generalmente se encuentran impresas en la carátula de los mismos, entre las cuales se puede mencionar:

3.2.3.1. Amperios de prueba TA

Es el amperaje de prueba utilizado como base para determinar y ajustar el porcentaje de exactitud actual del contador; por lo que con una carga que provoque una corriente equivalente a lo indicado en TA, se puede determinar el error permisible en el medidor.

El amperaje de prueba asignado a cada medidor depende de la capacidad del mismo.

Tabla VI. **Capacidad de medidores de energía eléctrica**

CLASE	CAPACIDAD (AMPS)	PRUEBA (AMPS)
100	100	15
200	200	30
320	320	30
10	10	2.5
20	20	2.5

Fuente: elaboración propia.

3.2.3.2. Número de forma (ANSI)

Es el número asignado a cada medidor, según su conexión interna de acuerdo con la norma ANSI C12.10; los medidores con el mismo número de forma tienen iguales conexiones internas. Como ejemplo se pueden mencionar los siguientes:

- La forma 16S corresponde a medidores trifásicos, conexión estrella, 4 hilos, de 3 elementos, 7 terminales, autocontenido, tipo *socket*.
- La forma 1A corresponde a los medidores monofásicos, 2 hilos, 1 elemento, 4 terminales, tipo sobreponer.
- La forma 8S corresponde a los medidores trifásicos, conexión delta, 4 hilos, de 2 ½ elementos, 13 terminales, tipo *socket*.

3.2.3.3. Constante vatios hora (Kh)

A través de la constante vatios hora de cada medidor, se puede determinar la cantidad de energía que fluye en el medidor, contando el número de vueltas del disco, en el caso de ser electromecánico. Para el caso del medidor electrónico, la constante se tiene como referencia aunque este no cuente con disco.

La constante de vatios hora (Kh) suele expresarse en Wh/revolución del disco y para realizar estimaciones de la carga en kW en un contador electromecánico se puede hacer uso de la siguiente expresión:

$$Carga \text{ en } kW = \frac{Kh \times No. \text{ de revoluciones} \times 3600 \frac{seg}{hora}}{seg} \quad (3.23)$$

3.2.3.4. Relación del registro (Rr)

Es el número de revoluciones del engranaje que está en contacto con el tornillo sin fin del eje del disco, para que este provoque una revolución de la primera manecilla o dígito del registro. Como ejemplo se tiene: 13 8/9, 27 7/9, 9 7/27, 18 14/27 entre otros valores.

3.2.3.5. Elemento o estator

Está constituido por un arrollamiento de potencial y otro de corriente que generan el campo magnético suficiente para poner en movimiento al disco.

4. CONDICIONES POR CUMPLIR PARA LA VERIFICACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para cumplir con lo establecido en los estándares nacionales e internacionales de calidad, es necesario que la verificación de medidores de energía eléctrica se realice según ciertas condiciones:

4.1. Equipos para la verificación

Para la verificación de medidores de energía eléctrica en sitio, es necesario contar con un equipo de inyección para obtener de esta manera, valores nominales de tensión y variables de corriente sin tener que desarrollar las potencias reales.

Además, es necesario utilizar un medidor patrón acorde con el medidor por ensayar, por ejemplo, para medidores monofásicos clase 2 se utilizan patrones clase 0,5 monofásicos; para medidores trifásicos ya sea electrónicos o de inducción clase 1 o mayor, es necesario utilizar patrones de mayor precisión, generalmente del tipo digital, con exactitud del 0,05 %.

El software y el equipo utilizado para la verificación, deben permitir lograr la exactitud requerida y cumplir con las especificaciones pertinentes para las verificaciones. Además, se deben establecer programas de calibración para las magnitudes o los valores clave de los instrumentos.

Es importante mantener los registros de cada componente del equipo y su software, en los mismos se debe incluir, por lo menos, lo siguiente:

- La identificación de cada componente del equipo y su software.
- El nombre del fabricante, la identificación del tipo y modelo, el número de serie u otra identificación única.
- Las verificaciones de que el equipo cumple con la especificación pertinente para realizar la verificación.
- Las instrucciones del fabricante o la referencia de su ubicación.
- Las fechas, los resultados y las copias de los informes y de los certificados de todas las calibraciones, los ajustes, los criterios de aceptación, y la fecha límite para la siguiente calibración o verificación.
- El mantenimiento realizado hasta la fecha y el plan de mantenimiento cuando sea apropiado.
- Cualquier daño, mal funcionamiento, modificación o reparación del equipo.

El equipo mínimo por utilizar para la verificación en sitio de medidores de energía eléctrica es el siguiente:

- Equipo patrón con las siguientes características mínimas:
 - Error de patrón 0,05 %.
 - Período de calibración 1 año.
 - Detector de revoluciones para lectura automática de medidores electrónicos.
 - Medidas de potencia activa, reactiva, aparente y sus respectivas energías.
 - Medidas de error.

- Presentación de diagrama vectorial de la situación de la instalación.
- Impresión gráfica en pantalla.
- Medida de factor de potencia, corriente, tensión desbalance y frecuencia.
- Multímetro.
- Amperímetro de gancho para baja tensión y media tensión.
- Cables con terminales y herramientas para realizar conexiones.
- Precintos.
- GPS.

4.2. Normativa

Es una manera de garantizar que los materiales, productos y servicios producidos o proporcionados por cualquier entidad, están calificados para su propósito. Es efectiva a través del uso de las diferentes normas que rigen al país o la adopción de normas internacionales, puesto que las mismas son acuerdos documentados que contienen especificaciones técnicas para ser utilizadas consistentemente como reglas, guías o definiciones de características; contribuyendo de esta manera a incrementar la confiabilidad y efectividad de los bienes y servicios.

Las normas proporcionan parámetros adecuados y comúnmente utilizados para aplicaciones en procesos, es necesario que un laboratorio de verificación de medidores, cuente con aseguramiento de la calidad, puesto que este proporciona la confianza de requisitos de calidad establecidos, a través de acciones planeadas y el registro de los procesos involucrados en el procedimiento.

Para tener el control y registros adecuados para la verificación de medidores de energía eléctrica en centrales de generación de energía eléctrica, se considera necesario que se adopten normas internacionales y nacionales de calidad como lo son las Normas ISO 9001:2008, ISO 10012:2003, ISO 14000, COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025 y la Norma de Coordinación Comercial 14 del Administrador del Mercado Mayorista.

4.2.1. Norma ISO 9001:2008

En esta norma se especifican los requisitos que debe poseer un sistema de gestión de la calidad, que puede ser utilizado por diferentes organizaciones para su aplicación interna y obtener una certificación, o ser utilizada para fines contractuales. Se centra en la eficacia del sistema de gestión de la calidad para satisfacer los requisitos del cliente.

En la misma se establece que todo documento involucrado en el proceso debe ser controlado, por lo que se debe tener el control de los registros establecidos en cada procedimiento, para proporcionar evidencia de la conformidad con los requisitos del sistema de gestión de la calidad; los controles establecidos por cada organización, deben permitir identificar, almacenar, proteger, recuperar, retener y disponer de los registros cuando sea necesario.

En el numeral 7.6 de esta norma literalmente se lee:

Control de los equipos de seguimiento y de medición

La organización debe determinar el seguimiento y la medición a realizar y los equipos de seguimiento y medición necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del producto con los requisitos determinados.

La organización debe establecer procesos para asegurarse de que el seguimiento y medición pueden realizarse y se realizan de una manera coherente con los requisitos de seguimiento y medición.

Cuando sea necesario asegurarse de la validez de los resultados, el equipo de medición debe:

- a) Calibrarse o verificarse, o ambos, a intervalos especificados o antes de su utilización, comparando con patrones de medición trazables a patrones de medición internacionales o nacionales; cuando no existan tales patrones debe registrarse la base utilizada para la calibración o la verificación;*
- b) Ajustarse o reajustarse según sea necesario;*
- c) Estar identificado para poder determinar su estado de calibración;*
- d) Protegerse contra ajustes que pudieran invalidar el resultado de la medición;*
- e) Protegerse contra los daños y el deterioro durante la manipulación, el mantenimiento y el almacenamiento.*

Todo software utilizado para el seguimiento y la medición de los requisitos especificados, debe ser validado antes de su utilización.

Los resultados de las mediciones obtenidas deben ser evaluados y registrar su validez cuando se detecte que el equipo no satisface los requisitos.

4.2.2. Norma ISO 10012

Esta norma tiene por título, SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA MEDICIÓN. REQUISITOS PARA LOS PROCESOS DE MEDICIÓN Y LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN, en la misma se especifican los requisitos generales de la gestión de la calidad y proporciona orientación para la gestión de los procesos de medición para demostrar el cumplimiento de los requisitos metrológicos.

En esta norma se establece que en un sistema de gestión de las mediciones, se deben controlar los procesos de medición y se debe confirmar metrológicamente todo el equipo de medición dentro del mismo, así como de los procesos de soporte necesarios.

Además, los proveedores externos empleados para la realización de ensayos o calibraciones, deben ser capaces de demostrar su competencia técnica conforme a normativa aplicable a laboratorios como lo es la ISO/IEC 17 025.

4.2.3. Norma Técnica Guatemalteca COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025

Esta norma cubre los ensayos y las calibraciones que se realizan a los equipos de un sistema de medición, utilizando métodos normalizados, métodos no normalizados y métodos desarrollados por el propio laboratorio; en ella se establecen los requisitos generales para la competencia en la realización de ensayos o de calibraciones, incluido el muestreo.

Es aplicable a todas las organizaciones que realizan ensayos o calibraciones, estas pueden ser, laboratorios de distintas categorías, donde los ensayos o las calibraciones forman parte de la inspección y la certificación de productos; sin importar la cantidad de empleados o de la extensión del alcance de las actividades de ensayo o calibración.

4.2.4. Norma ISO 14000

La norma ISO 14000 está compuesta por un conjunto de normas internacionales que se refieren a la gestión ambiental de las organizaciones; sus estándares están diseñados para proveer un modelo eficaz de Sistemas de Gestión Ambiental.

El implementar un Sistema de Gestión Ambiental, contribuye a varios beneficios en múltiples áreas de una organización como es prevenir impactos ambientales negativos, evita multas, demandas, sanciones y costos judiciales al reducir los riesgos de incumplimiento de la normativa legal aplicable.

Además, permite optimizar inversiones y costos, favoreciendo el control y el ahorro de las materias primas, la reducción del consumo de agua y energía, minimizando los recursos y desechos, mejora el desempeño, reduce los riesgos y la responsabilidad civil, mejora la eficiencia operacional y mejora la imagen y relación de la organización frente a la comunidad.

En esta normativa, también se establece que los equipos de medición deben ser calibrados o verificados a específicos intervalos de tiempo, o antes de ser utilizados, comparándolos con patrones de medición trazables a patrones de medición nacionales o internacionales, para asegurar la validez de

los resultados de ser necesario. De no existir los patrones, se debe registrar la base utilizada para la calibración.

4.2.5. Norma de Coordinación Comercial 14

Esta norma tiene como objetivo establecer las características del sistema y de los equipos que formarán parte del Sistema de Medición Comercial que utilizará el Administrador del Mercado Mayorista para liquidar las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista.

En la misma se establece que los participantes productores serán responsables de la instalación, operación y mantenimiento en cada punto de conexión en que se entrega energía y potencia eléctrica a los diferentes sistemas de transmisión o distribución. Se deben instalar medidores por cada unidad generadora conectada al Sistema Nacional Interconectado, o por cada unidad generadora que se pueda conectar al mismo a través de dispositivos de conexión temporal, como interruptores de potencia o seccionadores. Estos deben instalarse en el lado de menor tensión del transformador.

Las magnitudes registradas por el medidor de energía eléctrica, establecidas en esta norma son:

- Registro acumulado de energía activa y reactiva entregada y/o recibida.
- Potencia activa y reactiva máxima entregada y/o recibida.
- Potencia activa entregada y/o recibida instantánea.
- Factor de potencia instantáneo.
- Voltaje instantáneo en fases.

Así también deberán almacenarse las siguientes magnitudes:

- Energía activa entregada y/o recibida para el período de integración.
- Energía reactiva entregada y/o recibida para el período de integración.
- Potencia activa máxima entregada y/o recibida para el período de integración.

La clase de exactitud y el número de elementos considerados en esta norma son: para los puntos de conexión de generadores en tensiones mayores de 69 kV, los valores son los establecidos en la tabla VII.

Tabla VII. **Clase de exactitud para PT's y CT's en tensiones mayores a 69 kV**

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

Fuente: AMM. *Norma de Coordinación Comercial 14*. p. 5.

Para los puntos de conexión de generadores en tensiones iguales o menores a 69 kV, los valores son los establecidos en la tabla VIII.

Tabla VIII. **Clase de exactitud para PT's y CT's en tensiones iguales o menores a 69 kV**

ANSI/IEEE C57.13		
	Clase exactitud (%)	Carga (Burden)
Entre 69 y 13.8 kV		
PT	0,3	75 VA
CT	0,3	22,5 VA
13.8 kV		
PT	0,3	75 VA
CT	0,3	12,5 VA

Fuente: *Ibíd.*

Los medidores utilizados en todo nivel de tensión, deberán cumplir con las Normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12,20, tomando en cuenta que la clase de exactitud deberá ser 0,2 % y el número de elementos deberá ser tres.

Las verificaciones a los medidores deberán realizarse como mínimo una vez cada 365 días a cada punto oficial de medición. Pueden solicitar por escrito en cualquier momento, verificaciones no periódicas de los medidores instalados.

4.3. Instalaciones y condiciones ambientales

Las instalaciones y las condiciones ambientales donde se realicen los ensayos y/o calibraciones, deben permitir realizarlos de un modo adecuado en el cual no se afecte adversamente la calidad de los servicios.

Es importante que se realice el monitoreo, control y registro de las condiciones ambientales según lo requieran las especificaciones, los métodos y

los procedimientos pertinentes, o cuando estas condiciones influyan considerablemente en la calidad de los resultados; considerándose pertinente detener los procedimientos de ensayo o calibración cuando las condiciones ambientales pongan en riesgo el resultado de los mismos.

Es importante que el personal a cargo de realizar los ensayos y/o calibraciones, cuente con equipo para monitorear, medir y registrar durante el proceso de ensayo y/o calibración las condiciones ambientales que influyan en los resultados de la medición, con el objeto de realizar las correcciones adecuadas para el ensayo o calibración. Se debe prestar la atención requerida a la interferencia electromagnética, la humedad, el suministro eléctrico y la temperatura en función de las actividades técnicas concernientes.

4.4. Métodos de verificación

La verificación de los medidores de energía eléctrica en centrales de generación, se realiza con el objeto de determinar el grado de exactitud con el cual el medidor registra la energía y, de ser necesario, ajustarlo para que el error del mismo se encuentre dentro de los límites establecidos en las normas correspondientes.

Durante el proceso de verificación, se compara la energía indicada por el medidor con los valores de energía establecidos, que puede ser utilizado como patrón.

Para obtener el patrón de energía, se utilizan dos métodos, uno basado en el producto potencia x tiempo y el otro utiliza un medidor patrón.

4.4.1. Método de verificación potencia por tiempo

Este método, a su vez, se divide en otros métodos de verificación: el de rotor, el del numerador, el de carga ficticia y el sincrónico.

4.4.1.1. Método del rotor

El método del rotor es de alta precisión, la cual depende de la precisión de los instrumentos utilizados para la realización del mismo como lo son: voltímetro, amperímetro, vatímetro y cronómetro.

Consiste en medir el tiempo que tarda el disco en girar cierta cantidad de vueltas al aplicar al medidor una determinada potencia; conociendo la potencia medida con el vatímetro en W y la constante del medidor, se calcula el tiempo nominal que debe tardar el disco en dar n vueltas.

$$t_N = \frac{n \cdot 3600 \cdot 1000}{C_N \cdot P} \quad (4.1)$$

Donde:

t_N : tiempo nominal.

n : número de vueltas.

C_N : constante del medidor en rev/kWh.

P : potencia W.

Con el resultado del tiempo medido que tardó el disco en girar cierta cantidad de vueltas, se obtiene el error relativo:

$$\delta \% = \frac{t_N - t_m}{t_N} \cdot 100 \quad (4.2)$$

Donde:

δ %: error relativo en por ciento.

t_N : tiempo nominal en segundos.

t_m : tiempo medido en segundos.

Los valores de potencia utilizados generalmente en este método de verificación son:

Tabla IX. **Valores de potencia aplicados en verificaciones**

Potencia en (%)	Tensión nominal en (%)	Intensidad nominal en (%)	cos φ	δ %
100	100	100	1	< A
10	100	10	1	< B
50	100	100	0.5	< C

Fuente: elaboración propia.

Donde A, B y C son los valores permitidos por las normas.

Este método utiliza dos fuentes separadas, una para el circuito de tensión y otra para el circuito de intensidad. La exactitud de ajuste que se obtiene con este método oscila entre 0,02 y 0,08 %.

4.4.1.2. Método del numerador

Este método es una variante del de potencia por tiempo, la ventaja que presenta respecto de este último es que se pueden verificar varios medidores al mismo tiempo (de 5 a 10), conectándose todos a la carga constante de valor nominal.

Previo a iniciar la medición, se anotan los numeradores de todos los medidores en prueba, se conecta la carga y se deja que funcionen los medidores durante un tiempo nominal previamente calculado con la siguiente expresión:

$$t_N = \frac{n}{P} \cdot \frac{3600 \cdot 1000}{10^{x-1}} \quad (4.3)$$

Donde:

t_N : tiempo nominal.

n : número de vueltas que debe dar el último tambor del numerador.

P : potencia aplicada.

x : número de cifras después de la coma (en el numerador).

Luego de haber transcurrido el tiempo calculado, se desconecta la carga y se anota el registro de los numeradores, pudiendo calcular el error con la siguiente expresión:

$$\% = \frac{A_m - A_N}{A_N} \cdot 100 \quad (4.4)$$

Donde:

A_m : valor de la energía obtenida por la diferencia de las lecturas de los numeradores, después y antes de conectar la carga.

A_N : valor nominal de la energía ($P \times t$).

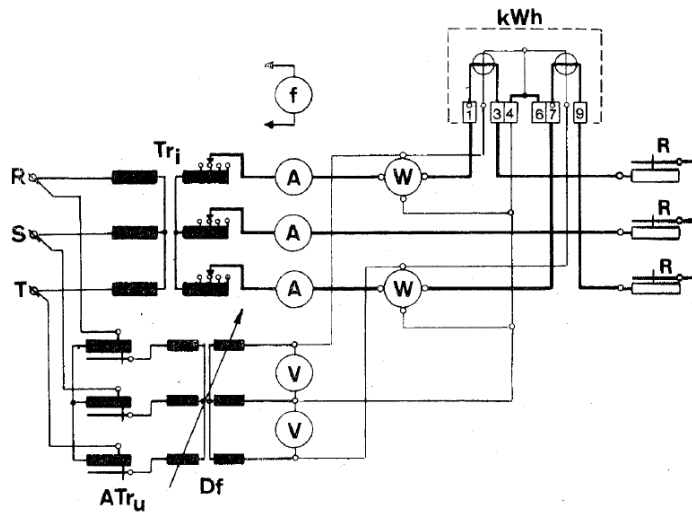
4.4.1.3. Método de la carga ficticia

Este método consiste en alimentar por separado el circuito de tensión y de intensidad, aplicándose a las bobinas de tensión del vatímetro, la tensión nominal y a las bobinas de intensidad que poseen baja impedancia, valores reducidos de tensión. Para la alimentación de los circuitos se puede utilizar:

Dos alternadores acoplados de manera axial y accionados por el mismo motor de velocidad regulable y de la misma frecuencia, al hacer girar el rotor de uno de los alternadores con respecto al otro, se consigue el factor de potencia requerido por el circuito del vatímetro-medidor.

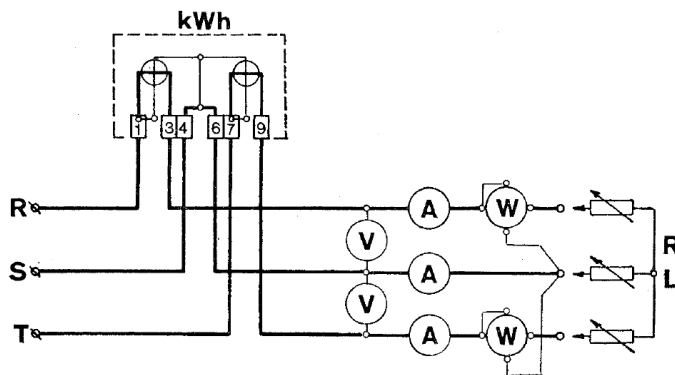
Dos transformadores con los arrollamientos primarios conectados a la misma red de alimentación; obteniéndose el desfase requerido a través de un desfasador intercalado en el circuito de tensión.

Figura 24. **Esquema de conexión de banco de verificación en laboratorios con carga ficticia**



Fuente: KARCZ, Andres. *Op. cit.* p. 199.

Figura 25. **Esquema de conexión de carga ficticia y la verificación con carga**



Fuente: *ibíd.* p. 200.

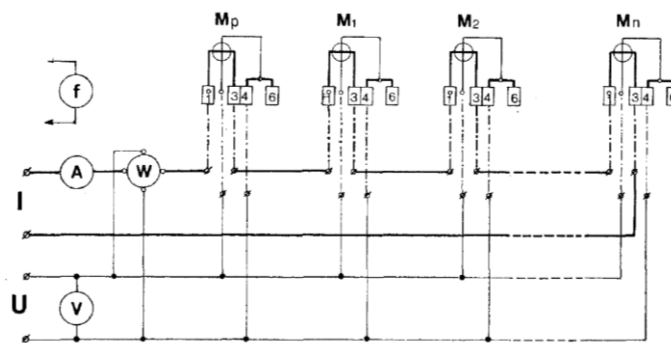
4.4.1.4. Método sincrónico

Este método es muy utilizado en las fábricas y laboratorios de legalización de medidores. Para la verificación de varios medidores que poseen las mismas características, modelo y marca, generalmente, se verifican hasta 16 medidores.

Este método se basa en la comparación visual simultánea de las velocidades de los discos de varios medidores con la velocidad del rotor de un medidor de la misma marca, tipo y modelo que ha sido verificado previamente.

Para la verificación de los medidores, se conectan los arrollamientos de corriente de todos los medidores, en serie, incluyendo el medidor patrón, de esta manera se asegura que circule la misma corriente en todos los medidores. Los arrollamientos de tensión de todos los medidores, incluyendo el medidor patrón, se conectan en paralelo y son alimentados por otra fuente de alimentación de tensión regulable.

Figura 26. **Esquema de conexión de banco de verificación método sincrónico**



Fuente: *ibíd.* p. 200.

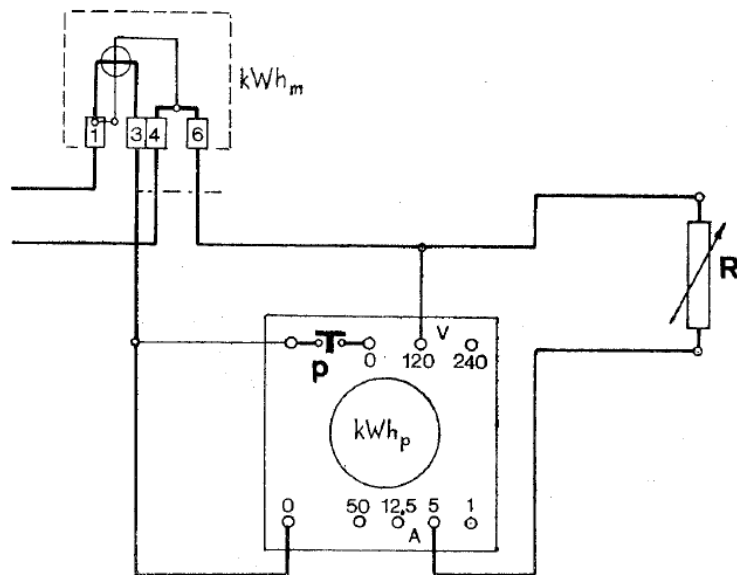
4.4.2. Método de verificación a través de medidor patrón

Este método de verificación se divide en dos métodos: el individual y el de verificación en masa:

4.4.2.1. Método individual

En este tipo de método, el patrón utilizado es un instrumento diseñado para realizar las verificaciones de manera rápida y efectiva en el lugar de instalación del medidor; el mismo puede ser utilizado para la verificación de varios tipos de medidores, ya que se fabrican en varios rangos de corriente y tensión.

Figura 27. Diagrama de conexión del medidor de prueba con el medidor patrón



Fuente: *ibíd.* p. 212.

El error del medidor en este método, puede determinarse a través de la siguiente expresión:

$$\delta\% = \frac{A_m - A_N}{A_N} \cdot 100$$

Donde:

A_m : es la energía registrada por el medidor que se va a verificar.

A_N : es la energía registrada por el medidor patrón.

4.4.2.2. Método de verificación en masa

Al igual que el método sincrónico, este también es muy utilizado por los fabricantes de medidores, para verificar simultáneamente grandes cantidades de medidores, alrededor de cien.

Para realizar la verificación en masa, los medidores por verificar se conectan en serie con el medidor patrón y luego se les aplica varias cargas determinadas en la normativa utilizada, durante un tiempo prolongado.

Los errores en los medidores se determinan en base a la comparación de los valores de energía registrada por cada uno de los medidores en verificación, con el valor registrado por el medidor patrón; el error de cada uno de los medidores en verificación, se determina a través de la siguiente expresión:

$$\delta\% = \frac{A_m - A_N}{A_N} \cdot 100$$

4.5. Estimación de la incertidumbre de la medición

En los laboratorios de verificación, deben poseerse y aplicarse, procedimientos adecuados para estimar la incertidumbre de la medición. En el laboratorio debe tratarse de identificar todos los componentes de la incertidumbre y estimar sus valores de manera razonable utilizando métodos de análisis apropiados.

Muchas de las posibles fuentes de incertidumbre son:

- Definición incompleta de la magnitud medida.
- Muestra no representativa de la magnitud medida.
- Conocimiento inadecuado de los efectos de las condiciones ambientales sobre la medición, o la medición imperfecta de las condiciones ambientales.
- Lectura sesgada por parte del operador en instrumentos analógicos.
- Resolución del instrumento de medida.
- Valores inexactos de los patrones de medida o de los materiales de referencia.
- Aproximaciones establecidas en el método y procedimiento de medición.
- Variaciones en la repetición de las observaciones de la magnitud medida en condiciones aparentemente idénticas.

La incertidumbre instrumental es la componente de la incertidumbre de medida que procede del instrumento o sistema de medida utilizado y se obtiene mediante la calibración de este. En el caso de un patrón primario, suele obtenerse a partir de la participación en comparaciones clave interlaboratorios.

4.6. Trazabilidad de la medición

En términos generales para poder relacionar los resultados de las verificaciones individuales con estándares nacionales o internacionales, es necesario que todo equipo involucrado en el proceso de verificación cuente con un programa y procedimiento para su calibración.

Los patrones de referencia deben ser calibrados por un organismo que pueda proveer la trazabilidad a las unidades de medida del Sistema Internacional de Unidades (SI). Los certificados de calibración emitidos por estos organismos deben contener los resultados de la medición, incluida la incertidumbre de la medición o una declaración del cumplimiento con una especificación metrológica identificada.

Estos patrones de referencia deben ser utilizados solamente para la calibración y no para otro propósito, a menos que se demuestre que su funcionamiento como patrones no será afectado. Los mismos deben ser calibrados antes y después de cualquier ajuste que puedan sufrir.

Para mantener la confianza en el estado que se encuentra la calibración de los patrones, es necesario llevar a cabo las verificaciones que sean necesarias, de acuerdo con los procedimientos y programaciones establecidas.

Para prevenir el deterioro, contaminación y proteger la integridad de los patrones y materiales de referencia, el laboratorio debe establecer procedimientos para el manejo, transporte almacenamiento y uso seguro de los mismos.

5. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA VERIFICACIÓN PERIÓDICA

Con el objetivo de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa nacional vigente, se propone la siguiente metodología para la verificación periódica de medidores de energía eléctrica instalados en centrales de generación.

5.1. Método de verificación

El método de verificación propuesto para la realización de las verificaciones de los medidores de energía eléctrica instalados en las centrales de generación es el método individual de verificación a través de medidor patrón mencionado en el numeral 4.4.2.1 de este documento.

La propuesta de utilizar este método, se debe a que es una verificación rápida y efectiva que se realiza en el lugar donde se encuentra instalado el medidor por verificar y el equipo patrón está diseñado para utilizarse con varios tipos de medidores, puesto que se fabrican en varios rangos de corriente y voltaje, los cuales pueden ser programados según se necesite.

Para poder realizar la verificación con este método, se debe aplicar la misma carga tanto al medidor por verificar como al medidor patrón, a través de un equipo de inyección que suministre la energía a ser medida, para obtener de esta manera, valores nominales de tensión y de corriente, sin tener que desarrollar las potencias reales. Los mismos deben cumplir con lo mencionado en el numeral 4.1 del presente documento.

5.2. Plan de verificación de medidores

El plan de verificación de medidores de energía eléctrica debe registrarse por lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial 14 del Administrador del Mercado Mayorista; en la misma se indica que las verificaciones periódicas se realizarán una vez cada año a cada punto de medición.

Las verificaciones no programadas (no periódicas) que desee realizar el propietario del sistema de medición, puede solicitarlas por escrito en cualquier momento al Administrador del Mercado Mayorista para que esta sea efectuada por el mismo o por una empresa calificada para el efecto, las solicitudes deberán ser autorizadas por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista y los gastos concernientes a las mismas estarán a cargo del solicitante.

5.3. Procedimiento por seguir para la verificación de medidores de energía eléctrica

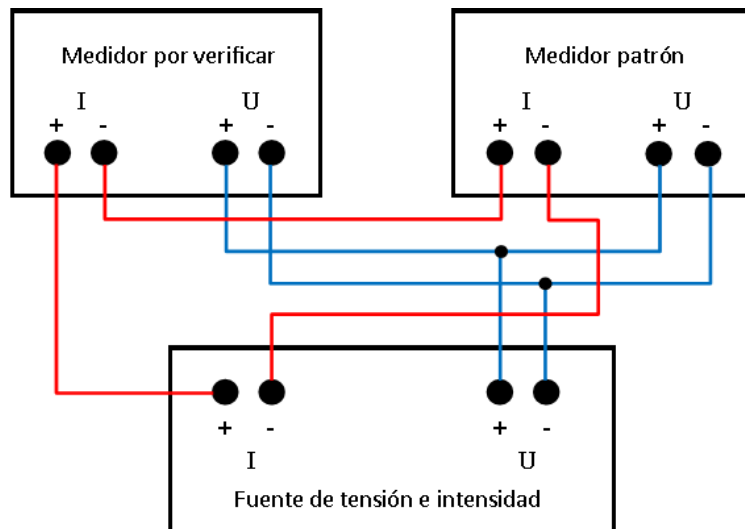
Con el objetivo de realizar la verificación de medidores de energía eléctrica en el punto de instalación de los mismos y cumplir con lo establecido en la normativa correspondiente, se propone el siguiente procedimiento.

- Comprobar que el medidor esté identificado de manera permanente y unívoca con su marca, modelo y número de serie; de no estarlo deberá asignarse una identificación para asociarle los resultados obtenidos.
- Comprobar que los bornes estén bien marcados para su fácil identificación sin ambigüedad.

- Verificar que el esquema de conexionado esté fijado a la carcasa del medidor de una manera legible.
- Si se dispone del manual del medidor por verificar, comprobar los límites de medida.
- Corroborar que el medidor se encuentre en funcionamiento y marcando consumo o producción de energía.
- Antes de iniciar las medidas, que el equipo patrón permanezca en el lugar en donde se realizarán las pruebas un mínimo de 24 horas para que alcance el equilibrio térmico.
- Deberá procurarse mantener las condiciones de referencia adecuadas para el medidor patrón y para el medidor por verificar.
- Verificar el estado de las conexiones entre los transformadores de instrumento y el medidor.
- Comprobar que los precintos no hayan sido manipulados y que se encuentren en buen estado.
- Realizar las mediciones de tensión e intensidad de la corriente para conectar de manera adecuada el equipo patrón.
- Realizar y anotar lecturas primarias y secundarias para determinar la potencia instantánea.

- Conectar el medidor patrón y el medidor por verificar a la fuente de energía, conectándose los bornes de tensión en paralelo a los bornes de tensión de la fuente y los bornes de intensidad de corriente en serie. De existir contador de pulsos, también se deberá conectar a este la salida de pulsos.

Figura 28. **Diagrama de conexión de circuito para verificación de medidor de energía.**



Fuente: elaboración propia.

- Desplazar los puentes de corriente en bornera de pruebas para instalar el equipo patrón a fin de que no exista interferencia en el registro de consumo.
- Comprobar las conexiones con la instalación de medición, valiéndose del diagrama vectorial del equipo patrón.

- Realizar el cálculo teórico de los impulsos según criterios establecidos o a través de la constante de verificación del medidor.
- Verificar la exactitud, haciendo uso de la potencia instantánea del punto de medición.
- Realizar la prueba anterior tres veces.
- Comparar los cálculos teóricos de los impulsos con la verificación de exactitud y las tres repeticiones de la misma.
- Comparar las potencias registradas en las lecturas primarias y secundarias con el cálculo teórico de los impulsos y las tres repeticiones de la prueba.
- Las mediciones que se realicen en el primario y secundario deben ser simultáneas, si la carga no es constante.
- En los transformadores de medición comprobar la relación de transformación y su concordancia con las aplicadas para la constante liquidación.
- Realizar el registro de todos los datos en un formato previamente establecido.
- Realizar un registro fotográfico de todas las observaciones que se consideren oportunas.
- Realizar el cierre de los puentes de corriente en la bornera de prueba.

- Comprobar a través del equipo que los puentes de corriente se han cerrado correctamente y que no existen corriente remanentes.
- Desconectar el equipo patrón.
- Realizar el precintado de los diferentes componentes del equipo de medición que estuvo sometido a la verificación.
- Comprobar la exactitud de la hora vía GPS y realizar el registro fotográfico correspondiente al medidor sometido a la verificación y al GPS para comprobar la exactitud en el registro de la hora del medidor.

La verificación de los medidores de energía se realizará en varios puntos, tratando de cubrir todos sus valores de tensión e intensidad nominal y a distintos factores de potencia.

El tiempo recomendado para la medición es el establecido por el fabricante o el necesario para minimizar los errores causados por la sincronización y la posible distorsión de la señal de la fuente; la cantidad de energía medida deberá ser de un valor significativo a la capacidad de medida del aparato. En la mayoría de los casos, se suelen incluir en los manuales de los medidores, el número mínimo de pulsos o revoluciones que deben contarse para cada punto de medida para poder despreciar estos posibles errores.

5.4. Control de datos obtenidos

Los resultados obtenidos de las verificaciones, incluyéndose, los registros de las observaciones, los registros de verificación y/o calibración, los registros del personal y copia de los informes de verificaciones o calibraciones emitidas,

se deben resguardar por un período determinado y deben estar disponibles para cualquier consulta o auditoría.

La información que deben contener los registros correspondientes a cada ensayo o calibración debe ser suficiente para facilitar, en la medida de lo posible, la identificación de los factores que afectan a la incertidumbre y permitir que la verificación o calibración pueda ser repetida bajo condiciones lo más cercanas a las originales.

En los registros deben incluirse los datos del personal responsable de realizar el muestreo, la verificación de los medidores y la verificación de los resultados, quienes también son los responsables de registrar los datos y cálculos en el momento de realizar las diferentes tareas del proceso de verificación.

De existir errores en la adquisición de los datos, los mismos deben ser tachados y no deben borrarse o hacerse ilegibles o eliminados, sino que debe colocarse el valor correcto al margen del dato tachado. Toda modificación a los datos debe ser firmada o colocar las iniciales de la persona que las ha realizado, se deben tomar medidas equivalentes para los registros electrónicos.

Al momento de utilizar equipos automatizados o de cómputo para la adquisición, procesamiento, almacenamiento, registro o recuperación de los datos del ensayo o calibración, el personal a cargo se debe asegurar que:

- El software desarrollado por el usuario esté validado y documentado con los detalles correspondientes para su correcta utilización.

- Se siguen los procedimientos adecuados para la protección de los datos.
- El equipo automatizado y de cómputo reciben mantenimiento y tienen establecido un programa del mismo para asegurar su funcionamiento adecuado.

Para poder realizar una interpretación de los resultados de la verificación, es necesario que se consigne lo siguiente:

- Fecha y lugar de la verificación.
- Características del equipo de medición bajo prueba (fabricante, modelo y número de serie).
- Información sobre las condiciones ambientales presentes en el momento de la verificación que pueda afectar la interpretación de los resultados.
- Una declaración sobre la incertidumbre de medición estimada, cuando esta afecte el cumplimiento con el límite de una especificación.
- Información de toda solicitud requerida por terceros o métodos específicos.
- Diagramas, croquis o registros fotográficos.
- El plan de verificación al cual está asociada la prueba.

Como ya se mencionó, la adquisición de datos será tal que quede reflejado el lugar, fecha y hora a la que se obtuvieron, así como los valores de las magnitudes involucradas, obtenidas de la prueba deben registrarse de preferencia en una tabla.

Tabla X. **Modelo I para registro de datos**

No.	U (V)	I (A)	cos ϕ	Temp (°C)	Lectura del Medidor	Lectura del Patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Fuente: elaboración propia, con base a tabla 1 de procedimiento EL-005.

Cuando solamente se tengan datos de los errores relativos, debido a las características del sistema, se puede hacer uso de una tabla como la siguiente:

Tabla XI. **Modelo II para registro de datos**

No.	U (V)	I (A)	cos ϕ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Fuente: elaboración propia, con base a tabla 2 de procedimiento EL-005.

5.5. Determinación del error de medición y la incertidumbre

Todo laboratorio de ensayo debe poseer y aplicar los procedimientos correctos para estimar la incertidumbre de la medición, para tal situación, deben identificarse en la mayoría de lo posible, todos los componentes que influyan en la incertidumbre y realizar una estimación razonable para no dar resultados erróneos.

Una de las formas de expresar el error que considere todas aquellas correcciones que afectan el resultado puede ser:

$$E = \frac{L_M - L_P}{L_P} \times 100 - \delta_{Pcal} - \delta_{Pder} - \delta_{Pcam} + \delta_{Mres} + \delta_{Mcam} - \delta_{Pint} \quad (5.1)$$

Donde:

E : error relativo.

L_M : lectura del medidor por verificar.

L_P : lectura del medidor patrón.

δ_{Pcal} : corrección debida a la calibración del patrón.

δ_{Pder} : corrección debida a la deriva del patrón.

δ_{Pcam} : corrección debida a la calibración a una temperatura diferente a la temperatura del patrón.

δ_{Mres} : corrección debida a la resolución del equipo por verificar.

δ_{Mcam} : corrección debida a la calibración a una temperatura diferente a la temperatura del equipo a verificar.

δ_{Pint} : corrección debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón.

Considerando que $L_P \cong L_M$ y que todas las magnitudes de entrada son independientes se puede aplicar la ley de propagación de las varianzas a la expresión anterior, obteniéndose:

$$u^2(E) = u^2 \frac{L_M - L_P}{L_P} \times 100 - u^2(\delta_{Pcal}) - u^2(\delta_{Pder}) - u^2(\delta_{Pcam}) + u^2(\delta_{Mres}) + u^2(\delta_{Mcam}) - u^2(\delta_{Pint}) \quad (5.2)$$

Todas las expresiones de las contribuciones deben darse en tanto por ciento respecto de la lectura del patrón o del medidor por verificar.

Las contribuciones se pueden estimar de la siguiente forma:

Primero se calcula la desviación típica experimental con la siguiente expresión.

$$u \left(\frac{L_M - L_P}{L_P} \times 100 \right) = s(\bar{q}) \quad (5.3)$$

$$s(\bar{q}) = \frac{s(q)}{\sqrt{n}} \quad (5.4)$$

$$s(q) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n-1}} \quad (5.5)$$

$$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n} \quad (5.6)$$

Dado a que el patrón de referencia posee un certificado de calibración externo en el cual se refleja su incertidumbre de calibración expandida U_P expresada en porcentaje, el cual indica su nivel de confianza y el factor de cobertura k , se utilizarán como base para calcular la contribución a la incertidumbre debida a la calibración del patrón.

$$u(\delta_{Pcal}) = \frac{U_P}{k} \quad (5.7)$$

En base a los resultados de las calibraciones anteriores, se calculará el valor máximo de la deriva del error del patrón entre calibraciones D_{max} que estará en tanto por ciento, y para luego conocer la contribución a la incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón.

$$u(\delta_{Pder}) = \frac{D_{max}}{\sqrt{3}} \quad (5.8)$$

En el caso de las variaciones en la temperatura Δt , obtenida de la máxima diferencia entre la temperatura de calibración y la temperatura de calibración actual y teniendo como coeficiente de temperatura C_0 , se obtiene la contribución a la incertidumbre debida a la realización de la calibración a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del patrón.

$$u(\delta_{Pcam}) = \frac{C_0 \cdot \Delta t}{\sqrt{3}} \quad (5.9)$$

La resolución del equipo, también contribuye a la incertidumbre del proceso, la resolución se encuentra en el manual de especificaciones del fabricante del equipo y viene expresada como un tanto por ciento de la lectura, al identificar la resolución como x , se obtiene la siguiente expresión:

$$u(\delta_{Mres}) = \frac{x}{\sqrt{3}} \quad (5.10)$$

Así como en el medidor patrón existe la contribución a la incertidumbre debida a la realización de la calibración a una temperatura diferente de la temperatura de referencia, también se da esta contribución a la incertidumbre en el medidor por verificar y se expresa de la siguiente forma:

$$u(\delta_{Mcam}) = \frac{C_M \cdot \Delta t'}{\sqrt{3}} \quad (5.11)$$

La interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón de acuerdo con el certificado también contribuye a la incertidumbre y se expresa como:

$$u(\delta_{Pint}) = \frac{D_{int}}{\sqrt{3}} \quad (5.12)$$

Para encontrar la incertidumbre típica $u(y)$ que está asociada con la salida estimada, se utiliza la siguiente expresión:

$$u(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n u_i^2(y)} \quad (5.13)$$

Donde $u_i^2(y) = u^2(\delta_i)$

Para poder encontrar el factor de cobertura, hay que partir primero del cálculo para encontrar los grados de libertad efectivos de $u_i(y)$ con la siguiente expresión, donde $v_i = n - 1$.

$$v_{eff} = \frac{u^4(y)}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4(y)}{v_i}} \quad (5.14)$$

Una vez encontrados los grados de libertad efectivos, se sugiere utilizar los valores consignados en la siguiente tabla, para un nivel de confianza del 95,45 %.

Tabla XII. **Factor de cobertura k**

v_{eff}	1	2	3	4	5	6	7	8	10	20	50	∞
k	13,97	4,53	3,31	2,87	2,65	2,52	2,43	2,37	2,28	2,13	2,05	2,00

Fuente: elaboración propia.

El cálculo de la incertidumbre expandida U se realiza finalmente con la ayuda de la tabla XI en la siguiente expresión:

$$U = k \cdot u(y) \quad (5.15)$$

La cual es la incertidumbre de calibración del instrumento con un determinado nivel de confianza y un factor de cobertura k.

5.6. Criterio para la aceptación y rechazo

Cuando se sospeche que los resultados de un medidor son incorrectos, el mismo debe ser identificado y suspenderse su uso hasta que hayan sido tomadas las acciones apropiadas.

Si al momento de realizar la verificación, se sospecha que el medidor:

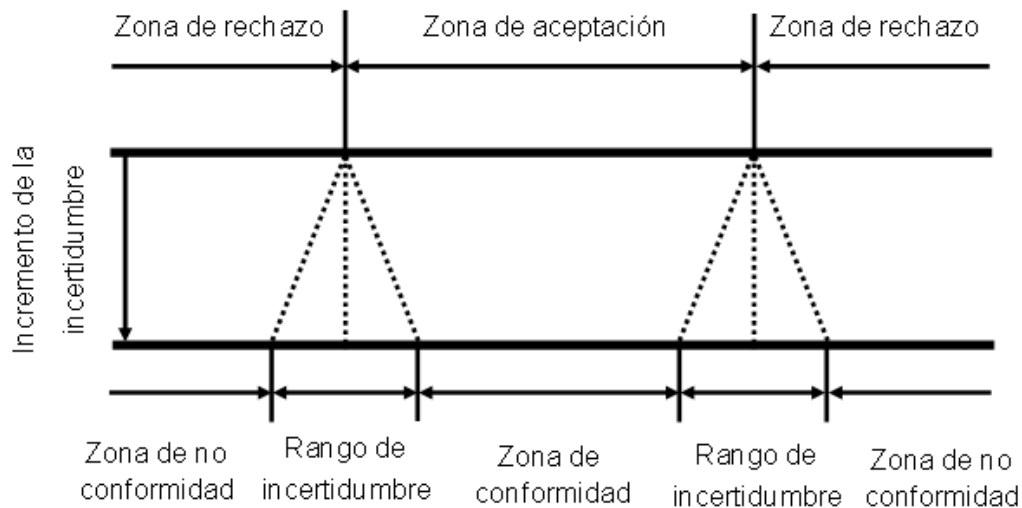
- Está dañado.
- Funciona incorrectamente de tal manera que pueda invalidar su uso previsto.
- Los resultados de medición que produce son incorrectos.
- Está fuera de su intervalo designado de confirmación metrológica.
- Lo han manipulado de forma inadecuada.
- Ha sido expuesto a magnitudes de influencia que afectan adversamente su uso previsto.

Este debe ser retirado del servicio apartándolo o identificándolo inmediatamente a través de etiquetas o marcas previamente establecidas por el laboratorio. Si las razones por las cuales ha sido apartado el medidor, no han sido corregidas o eliminadas, este no podrá reintegrarse al servicio.

Cuando no sea práctico revisar, reparar o ajustar un equipo inadecuado para su uso previsto, puede optarse por degradarlo o cambiar el uso para el que fue destinado inicialmente.

Para determinar si los resultados de la medición se encuentran dentro de los límites permitidos, se sugiere que estos se verifiquen con las zonas de aceptación que se tendrían para cada magnitud, considerando siempre la incertidumbre de medición del proceso utilizado.

Figura 29. **Zona de aceptación o rechazo**



Fuente: elaboración propia.

5.7. Interpretación de resultados

Cuando se han definido los límites de tolerancia para los errores en la verificación, se debe comprobar que los errores obtenidos son inferiores a los límites de error disminuidos en la incertidumbre de calibración. De no ser así, hay que estudiar las razones de la desviación y de ser necesario realizar un ajuste al equipo o repararlo.

Al momento de ajustar un medidor, hay que realizarle una calibración nuevamente, quedando evidenciado en el certificado esta acción. De ser muy frecuentes estos ajustes, es posible, que el equipo necesite una reparación por parte de la casa fabricante.

Para la interpretación de los resultados, se recomienda incluir dentro de los informes de la verificación lo siguiente:

- Fecha y lugar de la verificación.
- Características del equipo de medición bajo prueba (fabricante, modelo y No. de serie).
- Descripción del método utilizado para la verificación.
- Descripción de la condición del medidor verificado.
- Las unidades de medida de los resultados de la verificación sean los correctos.
- Información sobre las condiciones ambientales presentes en el momento de la verificación que pueda afectar la interpretación de los resultados.
- Información sobre si se cumplió o no con los requisitos o las especificaciones necesarias para realizar la verificación.
- Una declaración sobre la incertidumbre de medición estimada, cuando esta afecte el cumplimiento con el límite de una especificación.
- Información de toda solicitud requerida por terceros o métodos específicos.
- Diagramas, croquis o registros fotográficos.
- El plan de verificación al cual está asociada la prueba.

5.8. Guía propuesta para el procedimiento por seguir en la verificación de medidores de energía eléctrica en sitio

1. Datos generales

Orden de trabajo No. _____ Fecha: ____ / ____ / ____

Responsable de la verificación: _____

Puesto: _____

Cliente: _____

2. Comprobar la existencia del equipo por utilizar en la verificación

Equipo patrón Equipo de inyección

Multímetro Amperímetro

GPS Termómetro

Precintos Cables con terminales

Etiquetadora Terminales y borneras

Herramienta para realizar conexiones

3. Registrar la identificación de los equipos

Datos del equipo por verificar

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Rangos de medición

Tensión: _____

Intensidad: _____

Fecha de última calibración: ____ / ____ / ____

Datos del equipo patrón

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Rangos de medición

Tensión: _____

Intensidad: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

Datos del equipo de inyección

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

Datos de los equipos auxiliares

Multímetro

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

Amperímetro de inducción para baja tensión y media tensión

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

GPS

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

Termómetro

Marca: _____ Modelo: _____ No. Serie: _____

Fecha de calibración: ____ / ____ / ____

4. Comprobaciones preliminares

	Cumple	No cumple
Los cables de conexión tienen continuidad eléctrica y su aislamiento se encuentra en buen estado.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Los bornes del equipo patrón, de inyección y del equipo por verificar se encuentran en buen estado.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Los bornes están bien marcados para su fácil identificación sin ambigüedad.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
El esquema de conexionado está fijado a la carcasa del medidor de una manera legible.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Se comprobaron los límites de medida con el manual del medidor por verificar.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
El medidor se encuentra en funcionamiento y marcando consumo o producción de energía.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

El equipo patrón ha permanecido en el lugar donde se realizarán las pruebas un mínimo de 24 horas para alcanzar el equilibrio térmico.

Las conexiones entre los transformadores de instrumento y el medidor están en buen estado y de manera correcta.

Los precintos no han sido manipulados y se encuentran en buen estado.

Equipo patrón enciende.

Son visibles los datos en la pantalla del equipo patrón.

Se pueden variar los parámetros en equipo patrón.

Equipo de inyección enciende.

Son visibles los datos en la pantalla del equipo de inyección.

Se pueden variar los parámetros en equipo de inyección.

5. Realizar medición con equipo auxiliar

Tensión: _____ Intensidad: _____

Temperatura inicial: _____ Temperatura final: _____

Hora inicial: _____ Hora final: _____

6. Conectar el equipo patrón, medidor a verificar y fuente de energía

Conexión entre los bornes de tensión de la fase R Sí No

Conexión entre los bornes de tensión de la fase S Sí No

Conexión entre los bornes de tensión de la fase T Sí No

Conexión entre los bornes de intensidad de la fase R Sí No

Conexión entre los bornes de intensidad de la fase S Sí No

Conexión entre los bornes de intensidad de la fase T Sí No

Las conexiones entre el equipo de inyección, equipo patrón y medidor por verificar están de acuerdo al diagrama Sí No

Desplazar los puentes de corriente en bornera de pruebas para instalar el equipo patrón Sí No

7. Realizar registro de datos

Verificación por fases

Factor de potencia: 1

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 1

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 1

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)

Verificación trifásica

Conexión a 4 hilos energía activa

Fases: RST

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)
				1						
				1						
				1						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 cap						
				0,5 cap						
				0,5 cap						

Conexión a 4 hilos energía reactiva

Fases: RST

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)
				1						
				1						
				1						
				0.5 ind						
				0.5 ind						
				0.5 ind						
				0.5 cap						
				0.5 cap						
				0.5 cap						

Conexión a 3 hilos energía activa

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)
				1						
				1						
				1						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 cap						
				0,5 cap						
				0,5 cap						

Conexión a 3 hilos energía reactiva

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	Lectura del medidor	Lectura del patrón	E (q _k)	E _r %	\bar{q}	S(q)
				1						
				1						
				1						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 ind						
				0,5 cap						
				0,5 cap						
				0,5 cap						

8. Registrar la contribución a la incertidumbre

Magnitud		Contribución
Error relativo	$E_r\%$	
Incertidumbre debida al calibrador patrón	δ_{Pcal}	
Incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón	δ_{Pder}	
Incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente del patrón	δ_{Pcam}	
Incertidumbre debida a la resolución del equipo a verificar	δ_{Mres}	
Incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del medidor	δ_{Mcam}	
Incertidumbre debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón	δ_{Pint}	
Incertidumbre típica	$u(y)$	

9. Comprobaciones finales

Se realizó el cierre de puentes de corriente en la bornera de prueba Sí No

Según el equipo patrón, existen corrientes remanentes Sí No

Se desconectó el equipo Sí No

Se precintaron nuevamente los equipos Sí No

10. Observaciones

Constantes de medición

TA: _____ CA: _____ Kt: _____

Relación de PT's: _____ Relación de CT's: _____

Multiplicador: _____

No. Precinto retirado: _____

No. Precinto nuevo: _____

Próxima verificación: ____ / ____ / ____

Equipo: Apto No apto

11. Registro fotográfico

Responsable: _____

Vo. Bo. _____

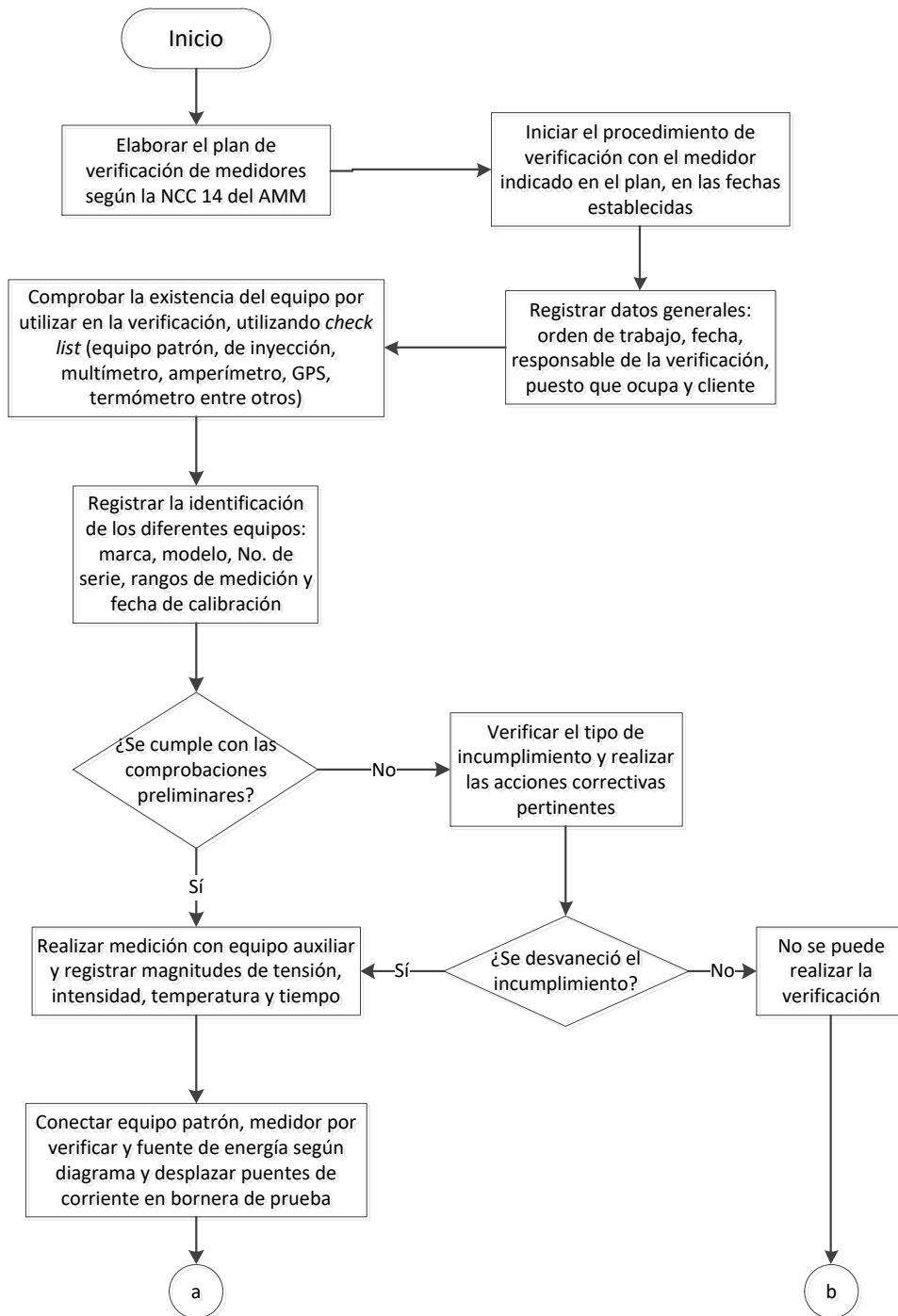
Puesto: _____

Puesto: _____

Firma: _____

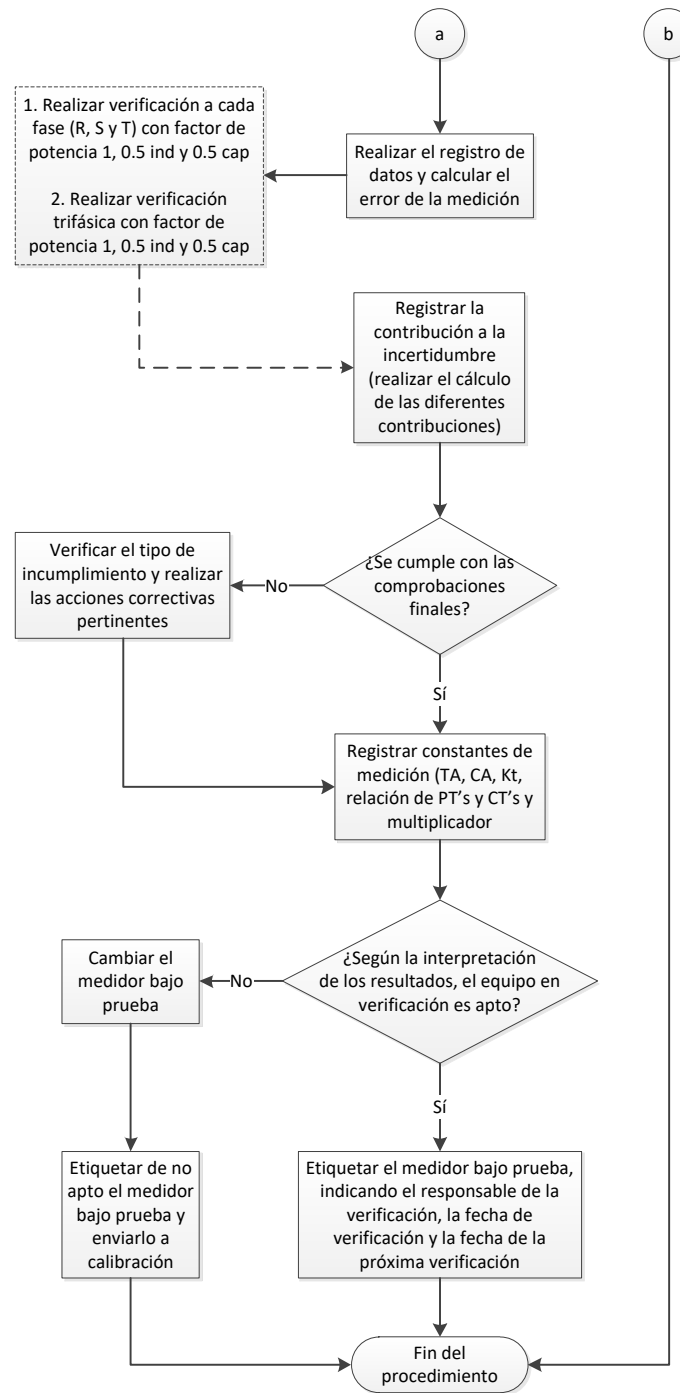
Firma: _____

Figura 30. Diagrama de flujo de metodología propuesta



Fuente: elaboración propia.

Continuación del diagrama de flujo de la metodología propuesta



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. Una metodología de verificación de medidores de energía eléctrica diseñada bajo la norma COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025, brinda a los clientes internos y externos de una organización, la confianza de que los resultados de los medidores utilizados en la comercialización de energía eléctrica, son satisfactorios para realizar las transacciones económicas en un mercado de energía eléctrica exigente y competitivo.
2. La metodología de verificación propuesta en el presente trabajo, también puede ser aplicada en los medidores de energía que se utilizan en el control de la producción de energía eléctrica, puesto que brinda al operador de la central de generación, la confianza de que los medidores han sido verificados bajo un procedimiento que cumple con lo solicitado en la normativa. Además, da la certeza de que los valores de las variables eléctricas consignados en los medidores son verídicos y le ayudarán a tomar la mejor decisión en la operación de la central.
3. Los medidores de energía eléctrica poseen un circuito de medición de tensión y un circuito de medición de la intensidad de la corriente eléctrica, los cuales en los medidores electromecánicos, crean el flujo magnético necesario para hacer girar el disco, que a su vez, también hace girar el juego de engranajes que desplazan la numeración del indicador de energía eléctrica. En el caso de los medidores digitales, la tensión y la intensidad de la corriente actúan sobre elementos electrónicos para producir pulsos cuya frecuencia es proporcional a la energía transada, la cual puede ser visualizada en un display LCD.

4. Las principales variables eléctricas involucradas en el proceso de generación de energía eléctrica que deben ser registradas por un medidor de energía eléctrica son: tensión eléctrica, intensidad de corriente eléctrica, potencia activa, reactiva y aparente, energía activa, reactiva y aparente, factor de potencia y frecuencia.
5. El equipo utilizado para la verificación de los medidores de energía eléctrica (multímetro, amperímetro, GPS y equipo patrón), debe tener la trazabilidad correspondiente para garantizar la validez de los resultados; el equipo patrón debe poseer como mínimo las siguientes características: error 0,05 %, período de calibración: un año, detector de revoluciones para lectura automática de medidores electrónicos, medidas de potencia activa, reactiva y aparente y sus respectivas energías, presentar diagramas vectoriales, medir factor de potencia, corriente, tensión y frecuencia.
6. En Guatemala, toda metodología utilizada en la verificación de medidores de energía eléctrica, debe ser diseñada de acuerdo con la Norma de Coordinación Comercial 14 del Administrador del Mercado Mayorista, debido a que en ella se establecen las características del sistema y de los equipos que formarán parte del sistema de medición comercial que será utilizado para liquidar las transacciones comerciales en el Mercado Mayorista, auxiliándose en este caso de la norma COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025, para establecer procesos de calidad y garantizar la competencia en la realización de la misma y para que todas las actividades involucradas en el proceso de verificación funcionen bajo un sistema de gestión de calidad.

RECOMENDACIONES

1. Es importante que las verificaciones a los medidores de energía eléctrica estén a cargo de personal competente para operar los equipos, realizar las verificaciones, evaluar los resultados y firmar los informes. Además, debe poseer el conocimiento de lo requerido en la normativa y trabajar de acuerdo con el sistema de gestión del laboratorio.
2. Realizar la verificación no solo al instrumento de medición, sino también a los transformadores de medición utilizados en el sistema de medición para comprobar que se encuentran dentro de la exactitud requerida en la normativa correspondiente.
3. Establecer un procedimiento de control de calidad para monitorizar la validez de las verificaciones realizadas, en el cual se pueden incluir la participación en comparaciones interlaboratorios, repetir las verificaciones utilizando el mismo o diferente método, entre otros.
4. Evaluar la aplicación del procedimiento de verificación propuesto en el presente documento, el cual está basado en la normativa correspondiente, para cumplir con los requisitos nacionales de calidad y evitar penalizaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista, Norma de Coordinación Comercial No. 14. Guatemala: s.e., 2000. 36 p.
2. American National Standard, ANSI 12.1-2008, for *Electrical Meters Code for Electricity Metering*. <http://www.seair-nc.com.cn/iec/2012828155355.pdf>. Fecha de consulta 11 de julio de 2016.
3. Centro Español de Metrología. *Procedimiento EL-005 para la calibración de medidores de energía eléctrica*. http://www.cem.es/sites/default/files/el-005_digital.pdf. Fecha de consulta 28 de abril de 2016
4. Centro Español de Metrología. *Vocabulario Internacional de Metrología Conceptos Fundamentales y Generales, y Términos Asociados*. 3ª edición 2012. <http://www.cem.es/sites/default/files/vim-cem-2012web.pdf>. Fecha de consulta 26 de abril de 2016.
5. COOPER, William. *Instrumentación electrónica moderna y técnicas de medición*. Traducción de la primera edición en inglés. Prentice Hall, 1991. 450 p.
6. GONZALEZ, Francisco. *Metrología con enfoque en metrología eléctrica*. Guatemala: s.e., 2011. 165 p.

7. GRAINGER, John y STEVENSON, William. *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGRAW-HILL 1996.
8. Grupo EPM. *Selección de transformadores de medida y conexionado de equipos de medida semi-directa e indirecta*. <https://www.epm.com.co/site/Portals/3/documentos/Energia/RA8-030/RA8-030.pdf>. Fecha de consulta 19 de mayo de 2016.
9. International Standar IEC 60044-2. *Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers*. Edition 1.2 2003-02. http://www.teias.gov.tr/IEC/iec60044-2%7Bed1.2%7Den_d.pdf. Fecha de consulta 26 de junio de 2016.
10. KARCZ, Andrés. *Fundamentos de metrología eléctrica Tomo III*. Marcombo boixareu. 263 p.
11. Norma Guatemalteca Recomendada COGUANOR NTG/ISO/IEC 17 025. *Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración*. 38 p.
12. NORMA INTERNACIONAL ISO 14001. *Sistema de gestión ambiental – Requisitos con orientación para su uso*. Traducción certificada.
13. NORMA INTERNACIONAL ISO 9001:2008. *Sistemas de gestión de la calidad – Requisitos*. Traducción oficial.
14. Norma Técnica Colombiana NTC 5019. *Selección de equipos de medición de energía eléctrica*. <https://archive.org/details/NTC5019>. Fecha de consulta 19 de mayo de 2016.

15. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC-ISO 10 012. *Sistemas de gestión de la medición. Requisitos de los procesos de medición y los equipos de medición.*
16. Proyecto de norma metrológica peruana, equipos de medición de la energía eléctrica (c.a.). http://www.inacal.gob.pe/inacal/files/metrologia/normas-metrologicas-peruanas/PNMP_022_2015-final.pdf, Fecha de consulta 12 de mayo de 2016.
17. Reglamento técnico y metrológico para los medidores de energía eléctrica, http://www.inti.gov.ar/metrologia/pdf/energia_activa.pdf, Fecha de consulta 12 de mayo de 2016.
18. Transformadores de Instrumentos Módulo II, <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/SE/5.pdf>. Fecha de consulta 06 de mayo de 2016.

ANEXO I

Caso de aplicación del procedimiento por seguir en la verificación de medidores de energía eléctrica

1. Datos generales

Orden de trabajo No. AJV-001-2016 Fecha: 13 / 10 / 2016

Responsable de la verificación: Alex Josue Vicente

Puesto: N/A

Cliente: Servicios Técnicos Especializados EGEE-INDE

2. Comprobar la existencia del equipo por utilizar en la verificación

Equipo patrón	<input checked="" type="checkbox"/>	Equipo de inyección	<input checked="" type="checkbox"/>
Multímetro	<input checked="" type="checkbox"/>	Amperímetro	<input type="checkbox"/> N/A
GPS	<input checked="" type="checkbox"/>	Termómetro	<input type="checkbox"/> N/A
Precintos	<input type="checkbox"/> N/A	Cables con terminales	<input checked="" type="checkbox"/>
Etiquetadora	<input type="checkbox"/> N/A	Terminales y borneras	<input checked="" type="checkbox"/>
Herramienta para realizar conexiones	<input checked="" type="checkbox"/>		

3. Registrar la identificación de los equipos

Datos del equipo por verificar

Marca: SQUARE D Modelo: ION 8600 No. Serie: LT-0803A063-01

Rangos de medición

Tensión: _____

Intensidad: _____

Fecha de última calibración: / /

Datos del equipo patrón

Marca: EMH/MTE Modelo: PWS 2.3 Plus No. Serie: 32743

Rangos de medición

Tensión: 3 V - 30 V - 300 V

Intensidad: Indirecta: 100 mA – 1 A – 10 A – 100 A;

Directa: 12 mA – 120 mA – 1.2 A – 12 A

Fecha de calibración: 28 / 07 / 2016

Datos del equipo de inyección

Marca: EMH/MTE Modelo: PPS 60.3 No. Serie: 26634

Fecha de calibración: 29 / 07 / 2016

Datos de los equipos auxiliares

Multímetro

Marca: FLUKE Modelo: N/A No. Serie: N/A

Fecha de calibración: N/A / N/A / N/A

Amperímetro de inducción para baja tensión y media tensión

Marca: N/A Modelo: N/A No. Serie: N/A

Fecha de calibración: N/A / N/A / N/A

GPS

Marca: ETREX Modelo: VISTA GARMIN No. Serie: 1JY055957

Fecha de calibración: N/A / N/A / N/A

Termómetro

Marca: N/A Modelo: N/A No. Serie: N/A

Fecha de calibración: N/A / N/A / N/A

4. Comprobaciones preliminares

	Cumple	No Cumple
Los cables de conexión tienen continuidad eléctrica y su aislamiento se encuentra en buen estado.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Los bornes del equipo patrón, de inyección y del equipo por verificar se encuentran en buen estado.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Los bornes están bien marcados para su fácil identificación sin ambigüedad.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
El esquema de conexionado está fijado a la carcasa del medidor de una manera legible.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Se comprobaron los límites de medida con el manual del medidor por verificar.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
El medidor se encuentra en funcionamiento y marcando consumo o producción de energía.	<input type="checkbox"/> N/A	<input type="checkbox"/>

El equipo patrón ha permanecido en el lugar donde se realizarán las pruebas un mínimo de 24 horas para alcanzar el equilibrio térmico.

Las conexiones entre los transformadores de instrumento y el medidor están en buen estado y de manera correcta.

Los precintos no han sido manipulados y se encuentran en buen estado.

Equipo patrón enciende.

Son visibles los datos en la pantalla del equipo patrón.

Se pueden variar los parámetros en equipo patrón.

Equipo de inyección enciende.

Son visibles los datos en la pantalla del equipo de inyección.

Se pueden variar los parámetros en equipo de inyección.

5. Realizar medición con equipo auxiliar

Tensión: 120.2 V Intensidad: 4.8 A

Temperatura inicial: N/A Temperatura final: N/A

Hora inicial: 10:15 Hora final: 12:45

6. Conectar el equipo patrón, medidor por verificar y fuente de energía

Conexión entre los bornes de tensión de la fase R	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Conexión entre los bornes de tensión de la fase S	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Conexión entre los bornes de tensión de la fase T	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Conexión entre los bornes de intensidad de la fase R	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Conexión entre los bornes de intensidad de la fase S	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Conexión entre los bornes de intensidad de la fase T	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Las conexiones entre el equipo de inyección, equipo patrón y medidor por verificar están de acuerdo al diagrama	Sí	<input checked="" type="checkbox"/>	No	<input type="checkbox"/>
Desplazar los puentes de corriente en bornera de pruebas para instalar el equipo patrón	Sí	<input type="checkbox"/> N/A	No	<input type="checkbox"/>

7. Realizar registro de datos

Verificación por fases

Factor de potencia: 1

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
1	120	5	1	N/A	-0.308	-0.2928	0.0195
					-0.269		
					-0.307		
					-0.306		
					-0.274		

El siguiente procedimiento de cálculo es el utilizado en todos los cuadros, para calcular la media aritmética \bar{q} que es el error de la medición y la desviación típica $S(q)$. Por lo que en los siguientes cuadros solamente se colocará el resultado de los mismos.

$$\bar{q} = \frac{\sum_{k=1}^n q_k}{n} = \frac{(-0.308) + (-0.269) + (-0.307) + (-0.306) + (-0.274)}{5}$$

$$\bar{q} = -0.2928$$

$$S(q) = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}{n - 1}}$$

$$= \sqrt{\frac{(-0.308 + 0.2928)^2 + (-0.269 + 0.2928)^2 + (-0.307 + 0.2928)^2 + (-0.306 + 0.2928)^2 + (-0.274 + 0.2928)^2}{5 - 1}}$$

$$S(q) = 0.0195$$

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
2	120	5	0.5	N/A	-0.315	-0.3012	0.0115
					-0.292		
					-0.288		
					-0.301		
					-0.310		

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: R

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
3	120	5	-0.5	N/A	-0.308	-0.3128	0.0054
					-0.312		
					-0.321		
					-0.308		
					-0.315		

Factor de potencia: 1

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
4	120	5	1	N/A	-0.321	-0.3340	0.0107
					-0.33		
					-0.332		
					-0.337		
					-0.350		

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
5	120	5	0.5	N/A	-0.370	-0.3558	0.0117
					-0.341		
					-0.362		
					-0.347		
					-0.359		

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: S

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
6	120	5	-0.5	N/A	-0.311	-0.3176	0.0225
					-0.340		
					-0.339		
					-0.312		
					-0.286		

Factor de potencia: 1

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
7	120	5	1	N/A	-0.275	-0.2878	0.0145
					-0.270		
					-0.295		
					-0.304		
					-0.295		

Factor de potencia: 0.5 ind

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
8	120	5	0.5	N/A	-0.357	-0.3408	0.0181
					-0.315		
					-0.339		
					-0.334		
					-0.359		

Factor de potencia: 0.5 cap

Fase: T

No.	U (V)	I (A)	cos φ	Temp (°C)	E _r %	\bar{q}	S(q)
9	120	5	-0.5	N/A	-0.266	-0.2394	0.0154
					-0.233		
					-0.237		
					-0.235		
					-0.226		

Verificación trifásica

Conexión a 4 hilos energía activa

Fases: RST

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	E _r %	\bar{q}	S(q)
10	120	5	N/A	1	-0.238	-0.2432	0.0165
				1	-0.264		
				1	-0.237		
				1	-0.222		
				1	-0.255		
11	120	5	N/A	0.5 ind	-0.260	-0.2580	0.0128
				0.5 ind	-0.255		
				0.5 ind	-0.247		
				0.5 ind	-0.249		
				0.5 ind	-0.279		
12	120	5	N/A	0.5 cap	-0.242	-0.2268	0.0188
				0.5 cap	-0.201		
				0.5 cap	-0.243		
				0.5 cap	-0.213		
				0.5 cap	-0.235		

Conexión a 4 hilos energía reactiva

Fases: RST

No.	U (V)	I (A)	Temp (°C)	cos φ	E _r %	\bar{q}	S(q)
13	120	5	N/A	1	-0.321	-0.3020	0.0118
				1	-0.301		
				1	-0.302		
				1	-0.289		
				1	-0.297		
14	120	5	N/A	0.5 ind	-0.297	-0.3028	0.0047
				0.5 ind	-0.308		
				0.5 ind	-0.306		
				0.5 ind	-0.299		
				0.5 ind	-0.304		
15	120	5	N/A	0.5 cap	-0.348	-0.3038	0.0265
				0.5 cap	-0.284		
				0.5 cap	-0.309		
				0.5 cap	-0.288		
				0.5 cap	-0.290		

8. Registrar la contribución a la incertidumbre

Magnitud		Contribución
Error relativo	$E_r\%$	0.01185 %
Incertidumbre debida al calibrador patrón	δ_{Pcal}	0.0355 %
Incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón	δ_{Pder}	0.0017 %
Incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente del patrón	δ_{Pcam}	N/A
Incertidumbre debida a la resolución del equipo por verificar	δ_{Mres}	N/A
Incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del medidor	δ_{Mcam}	N/A
Incertidumbre debida a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón	δ_{Pint}	N/A
Incertidumbre típica	$u(y)$	0.03746

a) Desviación típica experimental: para realizar este cálculo, se tomará el valor más alto obtenido de las diferentes desviaciones típicas $S(q)$.

$$S(q) \text{ mas alto} = 0.0265$$

$$u(E_r\%) = S(\bar{q}) = \frac{S(q)}{\sqrt{n}} = \frac{0.0265}{\sqrt{5}} = 0.01185\%$$

b) Contribución a la incertidumbre debida a la calibración del patrón.

$$u(\delta_{Pcal}) = \frac{U_p}{k} = \frac{0.071}{2} = 0.0355\%$$

- c) Contribución a la incertidumbre debida a la deriva de las medidas del patrón.

$$D_{max} = 3 \times R_p$$

Donde R_p es la resolución del patrón la cual en este instrumento es de 0.001 por lo que

$$D_{max} = 3 \times 0.001 = 0.003$$

$$u(\delta_{Pder}) = \frac{D_{max}}{\sqrt{3}} = \frac{0.003}{\sqrt{3}} = 0.0017\%$$

- d) Contribución a la incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del patrón.

$$u(\delta_{Pcam}) = \frac{C_o \cdot \Delta t}{\sqrt{3}}$$

Debido a que la verificación se ha realizado en un ambiente donde la temperatura es controlada entre los valores de 25 a 30 °C, valores que se encuentran a la misma temperatura que la de referencia del patrón, se concluye que esta, no contribuye a la incertidumbre.

- e) Contribución a la incertidumbre debida a la resolución del equipo por verificar.

$$u(\delta_{Mres}) = \frac{x}{\sqrt{3}}$$

En este caso, no es aplicable esta contribución, debido a que la medición se realizó a través del conteo de pulsos y la indicación del visualizador no se toma en cuenta.

- f) Contribución a la incertidumbre debida a la realización de la verificación a una temperatura diferente de la temperatura de referencia del medidor.

$$u(\delta_{Mcam}) = \frac{C_M \cdot \Delta t'}{\sqrt{3}}$$

Debido a que la verificación se ha realizado en un ambiente donde la temperatura es controlada entre los valores de 25 a 30 °C, valores que se encuentran a la misma temperatura que la de referencia del medidor, se concluye que esta, no contribuye a la incertidumbre.

- g) Contribución a la incertidumbre debido a la interpolación asociada a la corrección de las medidas del patrón.

$$u(\delta_{Pint}) = \frac{D_{int}}{\sqrt{3}}$$

En este caso, no se realizó corrección a las indicaciones del patrón.

Con los datos obtenidos en los pasos anteriores, se calcula la incertidumbre típica $u(y)$.

$$u(y) = \sqrt{0.01185^2 + 0.0355^2 + 0.0017^2}$$

$$u(y) = 0.03746$$

Se determina los grados efectivos de libertad

$$v_{eff} = \frac{0.03746^4}{\frac{0.01185^4}{4}} = 399.44$$

Y de acuerdo con la tabla XII, con estos grados de libertad, se obtiene un factor de cobertura $k = 2$

Por lo que la incertidumbre expandida es:

$$U = k \cdot u(y)$$

$$U = 2 \times 0.03746 = 0.07492$$

En base a los resultados obtenidos, se puede determinar que el medidor de energía verificado, no cumple con lo solicitado en el numeral 14.4 literal d) de la NCC 14 del Administrador del Mercado Mayorista.

Exactitud solicitada por la NCC 14 0.2%.

Error mayor registrado por el medidor verificado -0.3558%.

Por lo que se concluye que el medidor no es apto para operar en las transacciones comerciales de una central de generación de energía eléctrica.

9. Comprobaciones finales

Se realizó el cierre de puentes de corriente en la bornera de prueba	Sí	<input checked="" type="checkbox"/> N/A	No	<input type="checkbox"/>
Según el equipo patrón, existen corrientes remanentes	Sí	<input checked="" type="checkbox"/> N/A	No	<input type="checkbox"/>
Se desconectó el equipo	Sí	<input checked="" type="checkbox"/> X	No	<input type="checkbox"/>
Se precintaron nuevamente los equipos	Sí	<input checked="" type="checkbox"/> N/A	No	<input type="checkbox"/>

10. Observaciones

Constantes de medición

TA: 2.5 CA: 0.2 Kt: 1.8

Relación de PT's: N/A Relación de CT's: N/A

Multiplicador: N/A

No. Precinto retirado: N/A

No. Precinto nuevo: N/A

Próxima verificación: N/A / N/A / N/A

Equipo: Apto No apto X

11. Registro fotográfico



LABORATORIO DE METROLOGÍA
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN No. 160940



Solicitante:	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE	Dirección:	7 Av. No. 2 - 29 Zona 9
Objeto de Prueba:	FUENTE DE GENERACIÓN	Fabricante / Modelo:	EMH - MTE / PPS 60.3
Número de Serie:	16000000031	Estampilla:	00031871
Rangos de Tensión AC:	75 V - 150 V - 300 V	Tensión de Examen:	40 V 300 V
Rangos de Corriente AC:	0,012 A - 0,12 A - 1,2 A - 12 A - 60 A	Corriente de Examen:	5 mA.....60 A
Fecha de Calibración:	2016-07-29	Fecha de Expedición:	2016-07-29
Frecuencia:	60 Hz	Número de Páginas:	3



LABORATORIO DE METROLOGÍA
CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN No. 160942



Solicitante	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE	Dirección	7 Av. No. 2 - 29 Zona 9
Objeto de Prueba:	Patrón de Energía Eléctrica	Fabricante/Modelo:	MTE. / PWS 2.3 PLUS.
Número de Serie	32743	Tensión de Alimentación	46 V - 300 V / 47 Hz - 65 Hz/10VA
Rango de Tensión	3 V - 30 V - 300 V	Tensión de Examen	63,5 V - 69,3 V - 120 V - 230 V
Rango de Corriente Indirecta	100 mA - 1 A - 10 A - 100 A	Corriente de Examen Indirecta	1 A - 5 A - 15 A - 20 A - 60 A - 80 A - 100 A
Rango de Corriente Directa	12 mA - 120 mA - 1,2 A - 12 A	Corriente de Examen Directa	0,25 A - 1 A - 5 A - 10 A
Salida de Impulsos o Frecuencia en Indirecta	$C = 40000000 / (\ln * Un)$	Salida de Impulsos o Frecuencia en Directa	$C = 40000000 / (\ln * Un)$
Limites de Exactitud	0,1% Cos 1 0,1% Sen 1	Protocolo (s)	4457/4458
Pedido	4299	Estampilla (s)	00031870
Año Pedido	2016	Fecha de Calibración	2016-07-28
Número de Mediciones	10	Fecha de Expedición	2016-07-29
		Número de Páginas	9

Responsable: _____

Vo. Bo. _____

Puesto: _____

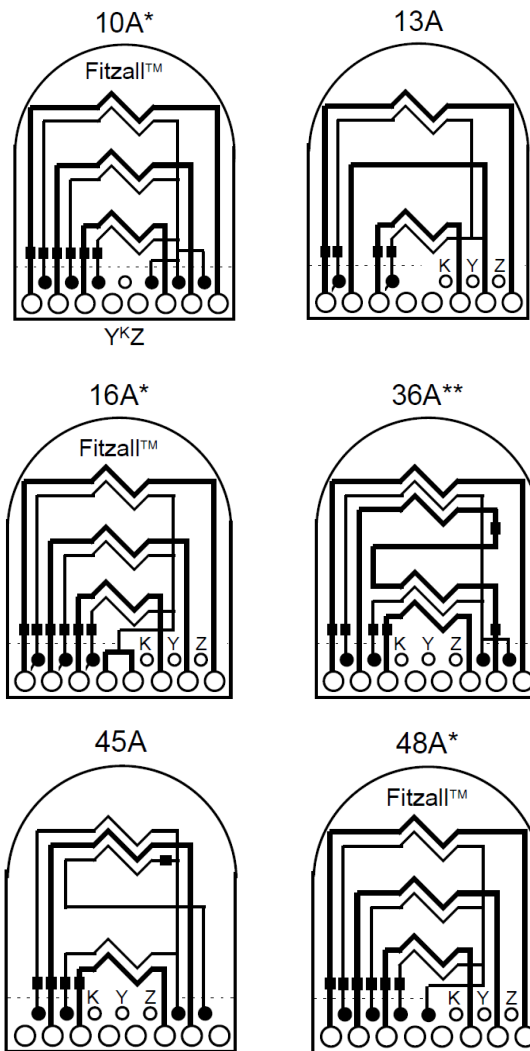
Puesto: _____

Firma: _____

Firma: _____

ANEXO II

Diagramas de conexiones internas forma A según ANSI C12.10

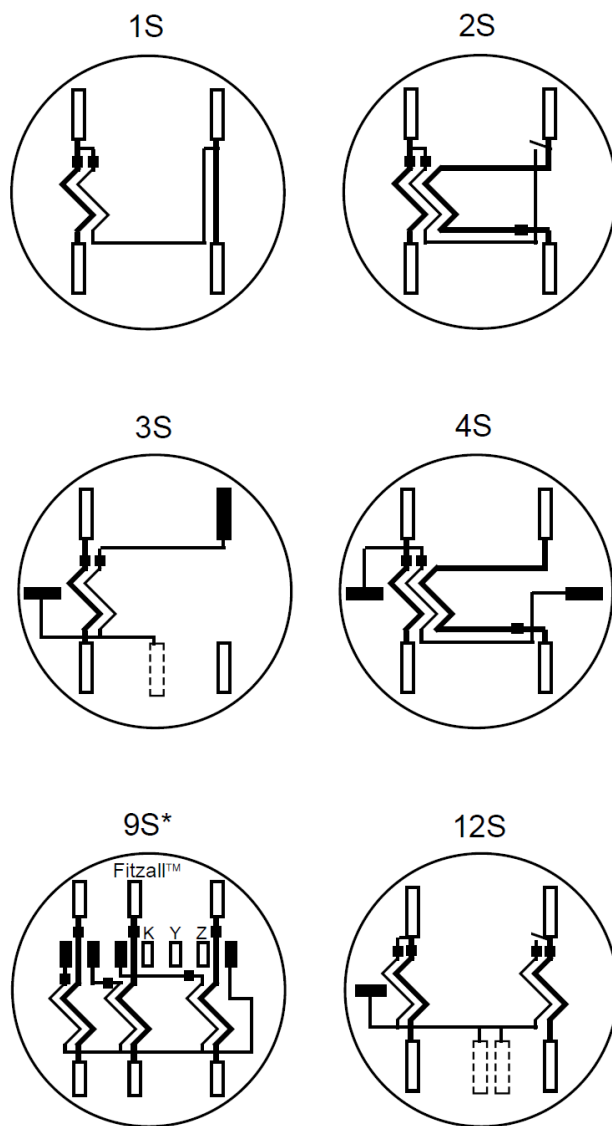


* Ver libro de instrucciones Fitzall GEI- 52590
* Terminal para el terminal, 36A y 46A son idénticos

Fuente: http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/metering/en/downloads/kv2i_oi2.pdf.

Consulta 27 de agosto de 2016

Diagramas de conexiones internas forma S según ANSI C12.10

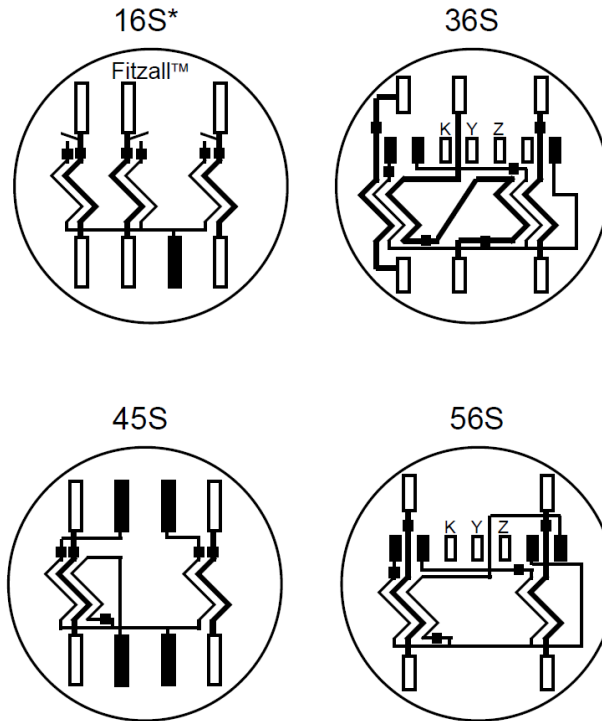


*Ver libro de instrucciones Fitzall GEI- 52590
 *Terminal para el terminal, 36A y 46A son idénticos

Fuente: http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/metering/en/downloads/kv2i_oi2.pdf.

Consulta 27 de agosto de 2016

**Continuación de diagramas de conexiones internas forma S
según ANSI C12.10**



* Ver libro de instrucciones Fitzall GEI- 52590
*Terminal para el terminal, 36A y 46A son idénticos

Fuente: http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/metering/en/downloads/kv2i_oi2.pdf.

Consulta 27 de agosto de 2016

ANEXO III

Límites de los errores debido a las magnitudes de influencia

Magnitud de influencia	Valor de la corriente (a cargas equilibradas salvo indicación contraria)	Factor de potencia	Coeficiente de temperatura %/K para medidores de clase	
			0,2 S	0,5 S
Variación de la temperatura ambiente ⁹⁾	0,05 $I_n < I < I_{max}$ 0,1 $I_n < I < I_{max}$	1 0,5 inductivo	0,01 0,02	0,03 0,05
			Límites de las variaciones del error en % para medidores de clase	
			0,2 S	0,5 S
Variación de la tensión $\pm 10\%$ ¹⁾⁸⁾	0,05 $I_n < I < I_{max}$ 0,1 $I_n < I < I_{max}$	1 0,5 inductivo	0,1 0,2	0,2 0,4
Variación de la frecuencia $\pm 2\%$ ⁸⁾	0,05 $I_n < I < I_{max}$ 0,1 $I_n < I < I_{max}$	1 0,5 inductivo	0,1 0,1	0,2 0,2
Orden de fases inversa	0,1 I_n	1	0,05	0,1
Desequilibrio de tensiones ³⁾	I_n	1	0,5	1,0
Tensión auxiliar $\pm 15\%$ ⁴⁾	0,01 I_n	1	0,05	0,1
Armónicos en los circuitos de corriente y de tensión ⁵⁾	0,5 I_{max}	1	0,4	0,5
Subarmónicos en el circuito de corriente c.a. ⁵⁾	0,5 I_n ²⁾	1	0,6	1,5
Inducción magnética continua de origen externo ⁵⁾	I_n	1	2,0	2,0
Inducción magnética continua de origen 0,5 mT ⁶⁾	I_n	1	0,5	1,0
Campos electromagnéticos RF	I_n	1	1,0	2,0
Funcionamiento de los accesorios ⁷⁾	0,01 I_n	1	0,05	0,1

Perturbaciones conducidas, inducidas por campos de RF	I_n	1	1,0	2,0
Transitorios eléctricos rápidos en ráfagas	I_n	1	1,0	2,0
Inmunidad a las ondas oscilatorias amortiguadas	I_n	1	1,0	2,0
<p>1) Para los campos de variación de la tensión de - 20 % a - 10 % y de + 10 % a + 15 % los límites de variación de los errores en tanto por ciento son tres veces los valores indicados en esta tabla. Para los valores inferiores $0,8 U_n$ el error del medidor puede variar entre + 10 % y - 100 %.</p> <p>2) El factor de distorsión de la tensión debe ser inferior al 1 %. Véase el apartado 8.2.2 para condiciones de ensayo.</p> <p>3) Los medidores polifásicos con tres elementos de medida deben medir y registrar con las variaciones de error en tanto por ciento situados dentro de los límites de esta tabla, para las siguientes interrupciones de fases:</p> <ul style="list-style-type: none"> - en red trifásica 4 hilos: una o dos fases; - en red trifásica 3 hilos (si el medidor está previsto para este uso): una fase de las tres fases. <p>Esto se refiere a las interrupciones de fases, pero no cubre otros eventos tales como falla de fusibles de los transformadores.</p> <p>4) Aplicable sólo si la alimentación auxiliar no está conectada internamente al circuito de medición de tensión.</p> <p>5) Las condiciones de ensayo se especifican en apartados 8.2.1 a 8.2.4.</p> <p>6) Una inducción magnética de origen externo de 0,5 mT, producida por una corriente de la misma frecuencia que la tensión aplicada al medidor y en las condiciones más desfavorables de fase y de dirección, no debe originar una variación del error en tanto por ciento superior a los valores indicados en esta tabla. La inducción magnética requerida se obtendrá situando el medidor en el centro de una bobina circular de 1 m de diámetro, de sección cuadrada, de espesor radial pequeño con relación al diámetro y cuyo arrollamiento corresponda a 400 Av (amperios-vuelta).</p> <p>7) Se trata de un accesorio colocado dentro de la envolvente del medidor, alimentado intermitentemente, por ejemplo: el electroimán de un integrador de tarifas múltiples. Es preferible que la conexión del (de los) dispositivo(s) auxiliar(es) lleve una referencia que indique claramente el método correcto de conexión. Si esas conexiones se realizan mediante clavijas o conectores, no serán intercambiables entre sí. Sin embargo, en ausencia de indicación o de conexiones irreversibles, las variaciones de los errores medidos en las condiciones de conexión más desfavorables no deben exceder de las que figuran en la tabla 6.</p> <p>8) El punto de ensayo recomendado para la variación de la tensión y variación de la frecuencia es I_n.</p> <p>9) El coeficiente medio de temperatura se debe determinar para el intervalo completo de funcionamiento. El intervalo de temperatura de funcionamiento se debe dividir en intervalos de 20 K. El coeficiente medio de temperatura se debe determinar entonces por estos intervalos, 10 K por encima y 10 K por debajo de la mitad del intervalo. Durante el ensayo, en ningún caso la temperatura se debe encontrar fuera del intervalo de temperatura de funcionamiento especificado</p>				

Fuente: PROYECTO DE NORMA PERUANA. EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (c.a.). Requisitos particulares. p 7 y 8 de 16