



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

**VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE
MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL
MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA**

Jorge Antonio Rojas Castillo

Asesorado por el Ing. Omar Enrique Maldonado Arévalo

Guatemala, agosto de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE
MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL
MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

JORGE ANTONIO ROJAS CASTILLO

ASESORADO POR EL ING. OMAR ENRIQUE MALDONADO
ARÉVALO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultan Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

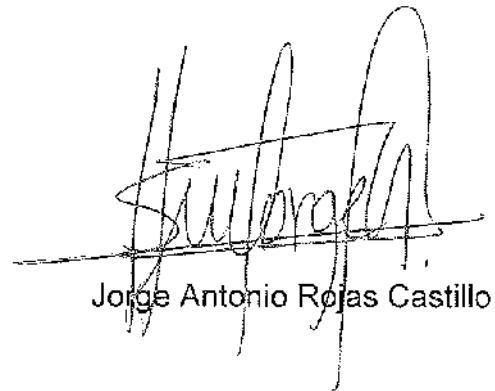
DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 17 de abril de 2008.



Jorge Antonio Rojas Castillo

Guatemala, 06 de julio de 2009

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería

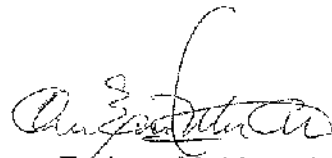
Señor Coordinador:

La presente es para hacer de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación que lleva como título **"VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA"**, redactado y desarrollado por el estudiante **Jorge Antonio Rojas Castillo**.

Con la revisión y corrección del presente trabajo de graduación, hago constar que ha alcanzado los objetivos propuestos, por lo tanto el autor de este trabajo y mi persona, como asesor, nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Sin otro particular, me suscribo a usted.

Atentamente,



Ing. Omar Enrique Maldonado Arévalo
Colegiado No. 3998

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Ref. EIME 23.2009
Guatemala, 20 de JULIO 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
"VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE
MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL
MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA", del estudiante;
Jorge Antonio Rojas Castillo, que cumple con los requisitos
establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

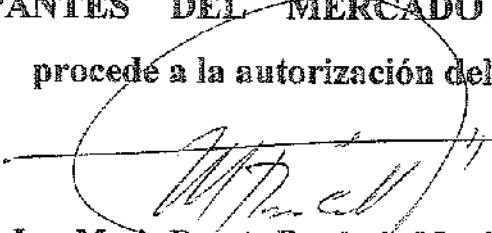


JGBB/sro



REF. EIME 39.2009.

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; Jorge Antonio Rojas Castillo titulado: "VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA", procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



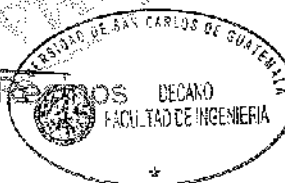
GUATEMALA, 17 DE JULIO 2,009.



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: **VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario Jorge Antonio Rojas Castillo, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olympo Paiz
Decano



Guatemala, agosto de 2009

AGRADECIMIENTOS A:

Familia

Mi madre Alma Amarilis Castillo Clara, por haberme ayudado toda este tiempo que he estado con ella, por enseñarme a ser una persona sencilla y llena de valores, por haberme sostenido mis estudios.

Asesor

Ing. Omar Maldonado, por su generosidad y paciencia al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia laboral en un marco de confianza y amistad, fundamentales para la elaboración de este trabajo de graduación.

Amigos

Don Dario Calito, por brindarme su ayuda, Raul Tuche, Omero Arias y Daniel Zacarias, por brindarme ayuda en la realización de trabajo de graduación, y a mis compañeros de la Universidad Rizzo, Arnold, Mario, Ramazzini, Edder, Bayron; Guayo, Melvin, Tobar, Melvin Tun, Alvaro, Pedro, Kevin, Chang, Jary, Mich, Maykol y a todos mis compañeros que compartieron conmigo sus habilidades para poder estudiar.

Profesionales

Mis catedráticos Ingenieros por haber compartido sus conocimientos sobre Ingeniería Eléctrica.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN	XIX
OBJETIVOS	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
1 BASES TEÓRICAS PARA LA COMPRENSIÓN DE LOS PARÁMETROS A UTILIZAR EN UNA VERIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES ELÉCTRICOS	1
1.1 Conceptos básicos	1
1.1.1 Sistemas de unidades por utilizar	1
1.1.2 Corriente y carga eléctrica	2
1.1.3 Potencial o tensión eléctrica	2

1.1.4	Potencia eléctrica	3
1.1.5	Circuito eléctrico	4
1.2	Tensiones y corrientes senoidales	5
1.2.1	Fasores	7
1.2.1.1	Representación matemática de los fasores	9
1.2.2	Impedancia	10
1.2.3	Admitancia	13
1.2.4	Potencia eléctrica en corriente alterna	13
1.2.5	Energía	16
1.2.6	Energía activa	17
1.2.7	Energía reactiva	17
1.2.8	Circuitos trifásicos	18
1.2.8.1	Conexiones trifásicos	18
1.2.8.1.1	Conexión delta	19
1.2.8.1.2	Conexión estrella	19
1.2.8.2	Valores de línea y de fase	21
1.2.8.3	Corriente de desbalance	23
1.2.8.4	Potencia trifásica	24

1.3	Componentes simétricas	25
1.3.1	El operador vectorial “a”	26
1.3.2	Ecuaciones básicas de las componentes simétricas	27
1.4	Componentes armónicas	31
1.4.1	Teorema de fourier	32
1.4.2	Corriente eficaz cuando existe flujo de armónicos	32
1.5	Demanda	33
1.5.1	Por qué se mide la demanda	33
2	EQUIPOS DE MEDICIÓN	37
2.1	Características generales	38
2.1.1	Construcción mecánica	38
2.1.2	Impermeabilidad	42
2.1.3	Carga en el circuito de señal (BURDEN)	42
2.1.3.1	Clasificación de exactitud	43
2.1.3.2	Clasificación por aislamiento (BIL)	43
2.2	Transformadores de potencial PT’s	44
2.2.1	Relación de los transformadores de potencial	44

2.2.2	Cargas secundarias (BURDEN) de los transformadores de potencial	45
2.2.3	Polaridad de los transformadores de potencial	46
2.3	Transformadores de corriente CT's	49
2.3.1	Relación de transformación de los transformadores de corriente	50
2.3.2	Construcción eléctrica	50
2.3.3	Carga secundaria de los transformadores de corriente (BURDEN)	51
2.3.4	Factor térmico continuo RF	52
2.3.5	Polaridad de los transformadores de corriente CT's	54
2.3.6	Factor de transformación (multiplicador)	55
2.4	Medidores eléctricos	57
2.4.1	Tipos de servicio	57
2.4.1.1	Servicios monofásicos	57
2.4.1.2	Servicios trifásicos	59
2.5	Diagramas fasoriales de los contadores electrónicos	61
2.6	Tipos de medidores	64
2.6.1	Amperios de prueba (test ampers - TA)	65

2.6.2	Capacidad del medidor	66
2.6.2.1	Medición secundaria	67
2.6.2.2	Medición primaria	67
2.7	Otras características de los medidores	68
2.7.1	Constante vatios hora (Kh)	68
2.7.2	Número de forma (ANSI)	68
2.7.3	Relación del registro (Rr)	69
2.7.4	Bobina de corriente	70
2.7.5	Bobina de voltaje	70
2.7.6	Elemento o estator	70
2.7.7	Rango de voltajes	71
2.8	Tipos de conexión	72
2.9	Medidores electrónicos	74
2.9.1	Ventajas y desventajas de los contadores electrónico	74
2.9.2	Principio de la medición electrónica	77
2.9.3	Ventajas y desventajas de las mediciones en los contadores electrónicos	78
2.9.4	Modos de operación	78
2.9.4.1	Modo normal	79

2.9.4.2	Modo alterno	79
2.9.4.3	Modo de prueba	80
2.10	Formas de comunicación	81
2.11	Cajas socket	82
2.11.1	Capacidad	83
2.11.2	Estilo	83
2.11.3	Derivación (by-pass)	84
2.12	Borneras de prueba	87
2.13	Marchamos de seguridad	88
2.14	Alambrado de las instalaciones de los transformadores de instrumento y de los medidores electrónicos	89
2.14.1	Alambrado de cómo se conectan a la bornera de prueba para poder realizar las verificaciones	91
2.15	Alambrado de los transformadores de instrumento en el lado de alta tensión	93
3	CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN, PATRONES Y VERIFICACIONES DE MEDIDORES EN EL MERCADO MAYORISTA	99
3.1	Qué es la calibración	99

3.2	Exactitud en la calibración	101
3.2.1	Por qué es importante calibrar	101
3.3	Los intervalos de error en que deben de estar los medidores de energía según la norma NCC-14 del AMM.	102
3.4	Verificaciones	107
3.4.1	Verificaciones de campo	107
3.4.2	Verificaciones en laboratorio	108
3.5	Procedimiento para conectar el RD-30 a los medidores de energía	108
4	RESULTADO DE LAS VERIFICACIONES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA	119
4.1	Tipos de incumplimientos que se encontraron en las verificaciones periódicas a las mediciones de los participantes del mercado mayorista	119
4.2	Requisitos de instalación	121

4.3	Tipo y cantidad de incumplimientos que se encontraron en las verificaciones de medición de los participantes del mercado mayorista	124
4.4	Procedimiento que se debe de realizar para los incumplimientos mencionados anteriormente para que los puntos cumplan con la norma comercial NCC-14	126
4.5	Costos que se deben de hacer para las observaciones que se determinaron en los punto de medición del mercado mayorista de Guatemala	129
4.6	Graficas de los resultados de las verificaciones según el rango de error	131
4.7	Cotización de un punto de medición para que se encuentre dentro los requerimientos de la norma comercial NCC-14	143
	CONCLUSIONES	145
	RECOMENDACIONES	149
	BIBLIOGRAFÍA	151

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Circuito eléctrico	5
2. Onda senoidal de voltaje	5
3. Ondas senoidales de tensión para el inductor	7
4. Onda cosenoidal generada por la rotación de un fasor	8
5. Fasores típicos	9
6. Impedancia dibujada en el plano complejo	12
7. Conexión delta	20
8. Conexión estrella	20
9.a Secuencia ABC	22
9.b Secuencia CBA	22
10. Esquema para la corriente de desbalance	24
11. Grupo de fasores desbalanceados	28
12. Grupos de fasores balanceados	29

13. Curva de potencia y demanda en un intervalo	35
14. Curva de demanda o perfil de carga por mes	36
15. Transformador de corriente tipo dona	39
16. Transformador de potencial PT (wound)	39
17. Transformador de corriente CT (wound)	40
18. Transformadores monofásicos 69 Kv	41
19. Unidad trifásica 2 1/2 elem 69 kv	41
20. Relación simple de un transformador de potencial	47
21. Relación doble de un transformador de potencial	47
22. Transformador de potencial con relación doble y doble devanado	48
23. Diagrama de conexión de un transformador de potencial en sistema trifásico delta de tres alambres	48
24. Diagrama de conexión de un transformador de potencial en estrella	49
25. Gráfica de exactitud vrs. porcentaje de carga de relación nominal	53
26. Gráfica de desfase de angulo vrs. porcentaje de carga de relación nominal	53
27. Diagrama eléctrico para un CT relación sencilla, p.ej. 400:5	54

28. Diagrama eléctrico para un CT relación doble con bobinas independientes	55
29. Conexión monofásica 2 hilos	58
30. Conexión monofásica 3 hilos	58
31. Conexión tipo network	59
32. Conexión delta	60
33. Conexión estrella	60
34. Conexión estrella 2 ½ elementos	61
35. Diagrama fasorial conexión delta - rotación ABC	62
36. Diagrama fasorial conexión delta - rotación CBA	62
37. Diagrama fasorial conexión estrella 3 elementos - rotación ABC	63
38. Diagrama fasorial conexión estrella 3 elementos - rotación CBA	63
39. Diagrama fasorial conexión estrella 2-1/2 elementos – rotación ABC	64
40. Conexión tipo socket	72
41. Conexión tipo sobreponer o base A	73
42. Tipo switchboard o tablero	73
43. Tipo rack mounted	73
44. Gráficas análogo – digital de los medidores electrónicos	77

45. Carátula contador quantum	80
46. Pantalla del contador quantum	81
47. Comunicación por puerto óptico y una computadora portátil	82
48. Caja para el interior	84
49. Caja de 13 terminales	85
50. Caja socket para contadores autocontenido	86
51. Caja para contador clase 200	86
52. Bornera de Prueba para caja tipo (ANSI)	87
53. Bornera de prueba para tablero tipo (ANSI)	88
54. Bornera de prueba tipo (IEC)	88
55. Conexión de medición secundaria	91
56. Alambrado de medición en baja tensión de tres elementos	94
57. Alambrado de medición en alta tensión de tres elementos	95
58. Alambrado de medición en baja tensión de 2 ½ elementos	96
59. Alambrado de medición en alta tensión de 2 ½ elementos	97
60. Diagrama unifilar de la conexión de alto voltaje y bajo voltaje de la conexión de 3 elementos.	98
61. Diagrama unifilar de la conexión de alto voltaje y bajo voltaje de la conexión de 2 1/2 elementos.	98

62. Mesa de calibración para medidores de energía	106
63. Conexión de RD-30 a los medidores de energía.	113
64. Imagen de vectores del patrón RD-30.	113
65. Tabla de datos del RD-30	114
66. Prueba de los medidores.	115
67. Gráfica del mes de enero 2009	131
68. Gráfica del mes de febrero 2009	133
69. Gráfica del mes de marzo 2009.	134
70. Gráfica del mes de abril 2009	136
71. Gráfica del mes de mayo 2009	137
72. Gráfica del mes de junio 2009	139
73. Gráfica del mes de julio 2009	140
74. Gráfica de todos los puntos de medición de las verificaciones que se les realizaron a los participantes del mercado mayorista de Guatemala	142

TABLAS

I. Respuesta a la tensión aplicada $v = V \cdot \sin(\omega t)$.	6
II. El vector “a” y sus potencias	27
III. Cargas secundarias de los transformadores de potencial	45
IV. Cargas secundarias de los transformadores de potencial	51
V. Cargas secundarias de los transformadores de potencial	65
VI. Ventajas de pruebas (cargas fantasmas y con carga real)	116
VII. Desventajas de pruebas (cargas fantasmas y con carga real)	117
VIII. Datos de los resultados del mes de enero	129
IX. Datos de los resultados del mes de febrero 2009	130
X. Datos de los resultados del mes de marzo 2009	132
XI. Datos de los resultados del mes de abril 2009	133
XII. Datos de los resultados del mes de mayo 2009	135
XIII. Datos de los resultados del mes de junio 2009	136
XIV. Datos de los resultados del mes de julio 2009	138

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Hz	Hertz o Hertzios
Kv	Abreviatura de kilovoltios
KVA	Abreviaturas de kilovoltamperios
kWh	Kilovatios hora, unidad de medición de la energía eléctrica.
V	Voltios.
Kh	Constante de vatios – hora.
IEC	Norma internacional eléctrica.
ANSI	Norma americana eléctrica.

GLOSARIO

Calidad de energía	Serie de parámetros que son indicadores de que tanto de desvía el suministro real de energía, de sus valores ideales.
Factor de potencia	Valor numérico, que expresa la relación existente entre las magnitudes de la potencia activa y reactiva.
Valor RMS	Valor de la raíz media cuadrática, es el valor eficaz de la forma de onda.
AMM	Iniciales de “Administrador del Mercado Mayorista”

RESUMEN

Una verificación consiste en realizar una inspección en campo en cada punto de medición, revisando los cumplimientos con los que tienen que contar los distintos puntos de medición como por ejemplo, los dispositivos que son CTs, PTs, medidores que deben de tener ciertas características establecidas, y para ubicar corrientes y voltajes se necesita un patrón para poder verificar conexiones a través de diagramas fasoriales y la exactitud del medidor.

Las verificaciones se realizan con varios propósitos para mantener un buen nivel de calidad de energía, para que las pérdidas en la red eléctrica del sistema nacional interconectado sean mínimas, es decir que mediante las mediciones que se obtienen en los medidores eléctricos deben de tener una incerteza de $\pm 0.2\%$ que es un rango de error que lo establece la norma con el nombre habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial NCC-14.

En cada punto de medición se debe de realizar un procedimiento para poder conectarse con el medidor con un patrón que debe de ser cuatro veces mas exacto que los medidores comerciales de energía eléctrica, como los medidores tienen una exactitud con un rango de $\pm 0.2\%$, el patrón tiene una exactitud con un rango de $\pm 0.05\%$ donde se determina que tan exacto es el medidor comparando todas los registros de la memoria masiva, y los registros a desplegar en el display.

Se le debe correr una prueba al medidor con la emisión de pulsos que es el valor de k_h que es la constante de watts/pulso, se determina que tan cercano está al 100% de la medición que registra el patrón, hay que comparar los datos pero si el medidor esta afuera del rango establecido en la norma que lleva el nombre de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial que son los rangos que están afuera de $\pm 0.2\%$ se debe de realizar unas pruebas de laboratorio donde se le realizan pruebas al medidor con distintos valores de corriente y distintos valores de factores de potencia para poder determinar como se comportan los medidores en distintos rangos de operación.

Las verificaciones de medición comercial surgen con el propósito de establecer si las instalaciones de medición cumplen con lo establecido en la norma de habilitación comercial para operar en el Mercado Mayorista y sistema de Medición Comercial NCC-14. Lo cual establece que debería cumplir con ciertos parámetros como por ejemplo que el error este en el rango establecido por la norma NCC-14, y que el tiempo que tenga el medidor este sincronizado con el GPS, no se tomaban en cuenta la comunicación, no era muy adecuada y muchos problemas con que surgió que se realizara una norma que llevaría el nombre de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistemas de medición comercial y el procedimiento técnico para verificar cada medición que no es mas que un instructivo de cómo realizar la medición.

Los medios con que el medidor se puede deteriorar son por el tiempo en que lleva utilizado y el ambiente como la lluvia, temperatura y el sol. También existe otro fenómeno que afecta al medidor el cual es el campo magnético que perciben los medidores que están ubicados dentro de las subestaciones primordialmente causa que los medidores sea afectado y se deben de verificar y medir con un patrón para establecer el error máximo de los medidores.

OBJETIVOS

- **General:**

Verificar el fiel cumplimiento de las normas y procedimientos con visitas al campo a las instalaciones de medición.

- **Específicos:**

1. Verificar los distintos tipos de medidores que existen en el sistema con que miden en el área de Guatemala.
2. Conocer los distintos errores, incertezas y los intervalos de error comparándolos con lo que especifica la norma NCC-14 que tiene que ser menor o igual a 0.2%.

3. Verificar las mediciones que se deben realizar en cada instalación de medición.

4. Aplicar los distintos métodos de calibración y medición para dispositivos de medición. Con ciertos parámetros técnicos y científicos.

INTRODUCCIÓN

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad que se basa en normas con que se debe de regir todo aquel que este conectado al Sistema Nacional Interconectado. En el trabajo de graduación se trata sobre como deben de estar los grandes usuarios, centrales generadores, cumpliendo con la norma de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial.

La norma NCC-14 establece las bases de cómo deben de estar las conexiones de los medidores de energía eléctrica que deben de cumplir con lo establecido en la norma, de lo contrario se debe de notificar a los participantes que no están cumpliendo para que tomen las medidas correspondientes para poder corregir los parámetros en que no están cumpliendo con la norma NCC-14, que el objetivo principal es mantener un rango de perdidas menores de energía.

Los puntos de conexión pueden estar conectados en distintos rangos de voltajes, que son: 13.8 KV, 69 KV, 230 KV donde los puntos de medición necesitan un cierto equipo para poder medir el consumo o generación del punto.

Los instrumentos principales son los transformadores de voltaje y los transformadores de corriente, los transformadores de voltajes bajan cualquier magnitud de voltaje a 120 voltios que es una medida estándar para ese tipo de transformadores, y los transformadores de corriente tiene una capacidad máxima en el lado de secundario es de 5 amperios.

Las magnitudes de ambos tipos de transformadores se conectan al medidor de energía, donde se encarga en base de los datos de corriente y voltaje determinar las potencias, energía, activas y reactivas.

Los transformadores de corriente se conectan en estrella y los transformadores de voltaje se conectan en delta o estrella, donde se instala un transformador por fase.

Con base a las instalaciones conectadas al sistema nacional interconectado se deben de realizar verificaciones periódicas para comprobar que los puntos de medición están cumpliendo con lo establecido en la norma comercial NCC-14.

1 BASES TEÓRICAS PARA LA COMPRENSIÓN DE LOS PARÁMETROS A UTILIZAR EN UNA VERIFICACIÓN DE LOS MEDIDORES ELÉCTRICOS

1.1 Conceptos básicos

Para la correcta comprensión de lo que se tratará en este trabajo, es conveniente hablar sobre los temas básicos que son necesarios en una verificación de los medidores eléctricos.

1.1.1 Sistemas de unidades por utilizar

El sistema de unidades de uso será el sistema internacional (SI), salvo que se especifique lo contrario. Se utilizarán tanto unidades básicas como derivadas, que son usadas en ingeniería eléctrica.

1.1.2 Corriente y carga eléctrica

La corriente eléctrica es el resultado del movimiento de cargas. Su unidad es el amperio (A). La unidad de cargas es el coulomb (C) que es un amperio-segundo. Un amperio, por tanto, es también un coulomb de carga que se desplaza a través de un punto de referencia fija en un segundo.

1.1.3 Potencial o tensión eléctrica

El concepto de potencial eléctrico viene del trabajo realizado por una fuerza para mover una carga contra un campo eléctrico. Si se mueve una carga de 1 C contra el campo y la fuerza que lo hace realiza un trabajo de un julio, se dice que el nuevo punto está a un voltio (V) positivo respecto al punto de partida.

1.1.4 Potencia eléctrica

La energía que consume la fuerza externa del apartado 1.1.3. Para mover cualquier carga Q en contra de un campo eléctrico, será igual al producto de la diferencia de potencial entre el punto de partida y llegada, multiplicado por la propia carga Q .

$$U = Q * V_{AB} \quad (\text{Julio}) \quad (1.1.)$$

Donde V_{AB} es la diferencia de potencial entre el punto de partida b y el punto de llegada a y U es la energía consumida por la fuerza externa. La potencia se define como el ritmo con el que se transmite la energía, esto es, la energía dividida el tiempo:

$$P = U/t \quad (\text{Vatio}) \quad (1.2.)$$

La unidad de la potencia es el vatio que es un julio/segundo. Para el caso de la potencia eléctrica, se tiene que es igual a la corriente por el tiempo (ver apartado 1.1.2.), de donde:

$$U = I * t * V_{AB} \quad (1.3.)$$

$$P = I * V_{AB} \quad (1.4.)$$

1.1.5 Circuito eléctrico

Un circuito eléctrico es una combinación en serie y paralelo de elementos de dos terminales, que representan a los dispositivos eléctricos reales tales como líneas, transformadores, generadores, cargas, etc. Estos elementos de dos terminales pueden ser pasivos o activos. Los elementos pasivos son los resistores, inductores, y capacitores que absorben o almacenan energía. Los elementos activos, en cambio, son fuentes de voltaje o corriente capaces de suministrar energía al circuito.

La figura 1 muestra un diagrama de circuito eléctrico. En ella se observa una fuente de tensión V que produce la circulación de una corriente I a través del resistor R .

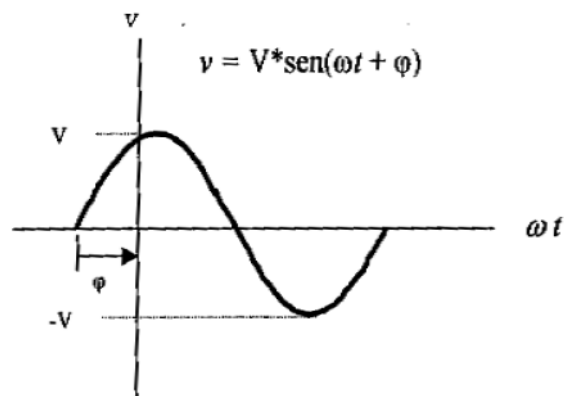
Figura 1. Circuito eléctrico



1.2 Tensiones y corrientes senoidales

En la figura 2 se muestra una onda senoidal de voltaje, donde ωt está dado en radianes y usualmente ϕ se expresa en grados. ϕ es el ángulo de fase de la onda en $t = 0$.

Figura 2. Onda senoidal de voltaje



La frecuencia f de la onda y el periodo T están dados por la ecuación 1.5

$$f = 1/T = \omega / (2*\pi) \quad (1.5.)$$

T se expresa en segundos, ω en radianes/segundo y f en herz (Hz).

La tabla I resume la respuesta, es decir, la corriente que circula en cada elemento al aplicar una tensión senoidal $v = V*\sin(\omega t)$.

Tabla I. Respuesta a la tensión aplicada $v = V*\sin(\omega t)$.

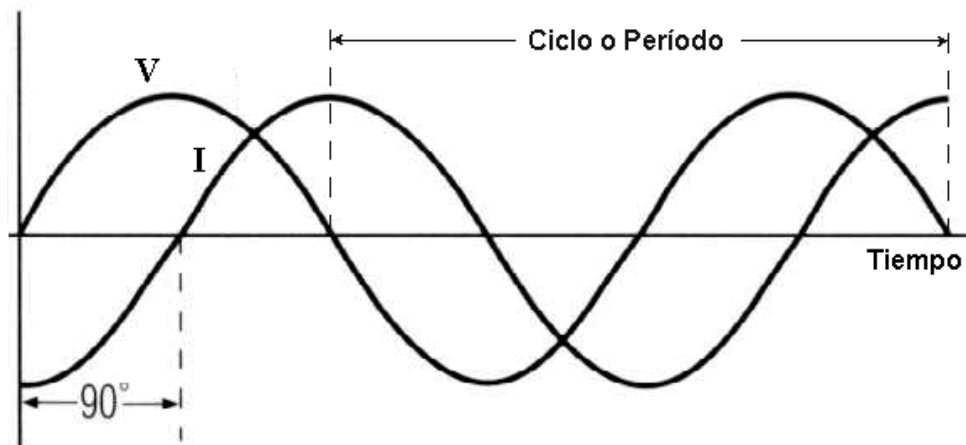
Resistor	$i_R = (V/R) \sin(\omega t)$.
Inductor	$i_L = (V/\omega L) \sin(\omega t)$.
Capacitor	$i_C = (V*\omega C) \sin(\omega t)$.

La figura 3 muestra las ondas senoidales de tensión para el segundo caso, es decir, para el inductor.

1.2.1 Fasores

Los fasores son segmentos de línea con dirección, que giran alrededor del origen de un plano de números complejos.

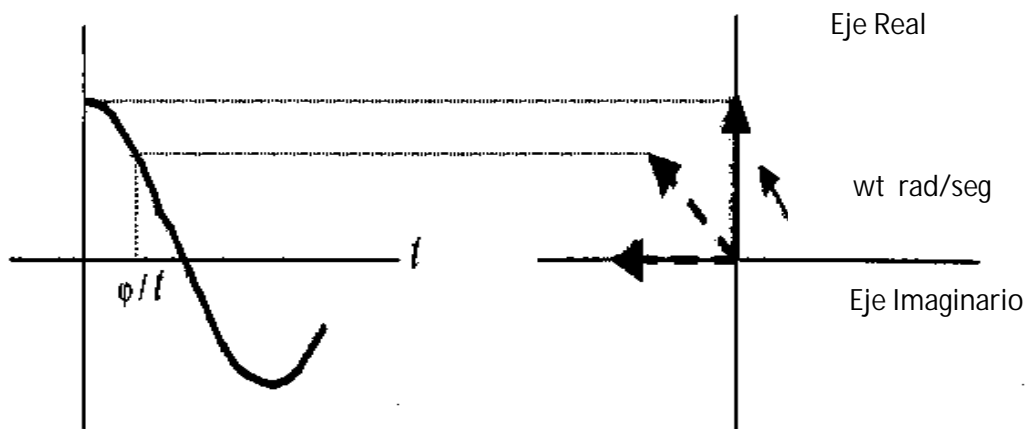
Figura 3. Ondas senoidales de tensión para el inductor



Para el caso de este trabajo se asume la rotación en contra del movimiento de las manecillas del reloj, salvo que se especifique lo contrario. La magnitud del segmento será amplitud de la onda, y el ángulo que forma con el eje real positivo, será el ángulo de fase en $t = 0$. La velocidad angular constante será ω rad/seg, donde $\omega = 2\pi f$.

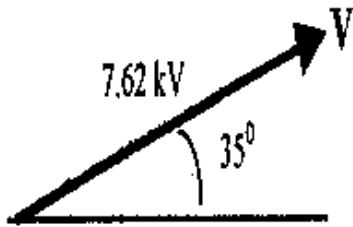
La figura 4 muestra una onda cosenoidal generada por la rotación de un fasor y su proyección en el eje vertical.

Figura 4. Onda cosenoidal generada por la rotación de un fasor.



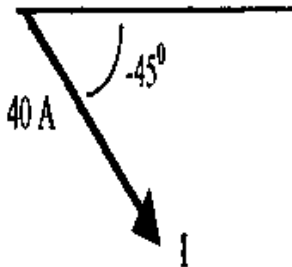
La figura 5 muestra dos fasores tal y como se utilizan en el análisis fasorial de los circuitos que interesan.

Figura 5. Fasores típicos.



$$V = 7.62 \times 10^3 \sin(377t + 35^\circ).$$

$$V = 7.62 \times 10^3 \angle 35^\circ$$



$$i = 40 \sin(377t + 45^\circ).$$

$$i = 40 \angle 45^\circ$$

1.2.1.1 Representación matemática de los fasores

Vamos a tomar como eje horizontal el eje real. De aquí podemos deducir tres representaciones equivalentes para los fasores, auxiliándonos de la identidad de Euler. La identidad de Euler es $e^{j\theta} = \cos(\theta) + j \sin(\theta)$, de donde tenemos las tres representaciones:

$$\text{Polar:} \quad A = A \angle \theta \quad (1.6.)$$

$$\text{Rectangular} \quad A = A \cos(\theta) + j A \sin(\theta) \quad (1.7.)$$

$$\text{Exponencial} \quad A = A e^{j\theta} \quad (1.8.)$$

Las tres formas se aplican, dependiendo de lo que se desee hacer. Por ejemplo, la forma rectangular es útil para sumar fasores ya que esta expresada en sus componentes real e imaginaria.

1.2.2 Impedancia

Se denomina impedancia a la razón del fasor de tensión V con el fasor de corriente I . Su dimensional es el ohmio (Ω).

$$Z = V/I = (V \angle \alpha) / (I \angle \beta) = (V/I) \angle \alpha - \beta = Z \angle \theta \quad (1.9.)$$

Donde $Z = V/I$ y $\theta = \alpha - \beta$

La impedancia es un número complejo, pero no un fasor ya que el factor $e^{j\omega t}$ causante de la rotación de los fasores, se suprime al tomar la razón.

El ángulo θ es el ángulo por el cual la tensión adelanta a la corriente, pudiendo ser positivo o negativo.

Al ser un número complejo, la impedancia se puede escribir:

$$Z = R + jX \quad (1.10.)$$

Donde R es la resistencia y X es la reactancia. La reactancia puede ser inductiva o capacitiva:

$$X_1 = \omega L = 2\pi f L \quad \text{Reactancia Inductiva} \quad (1.11.)$$

$$X_2 = 1/\omega C = 1/(2\pi f C) \quad \text{Reactancia Capacitiva} \quad (1.12.)$$

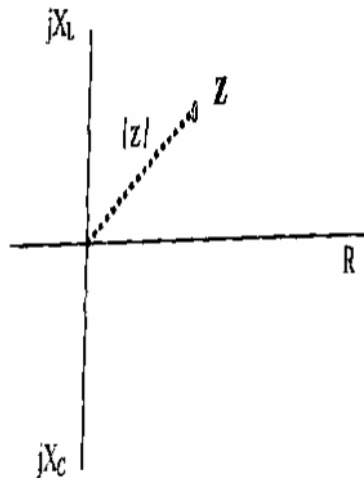
El ángulo de la impedancia también se puede encontrar aquí como:

$$\theta = \arctan (X/R) \quad (1.13.)$$

La figura 6 muestra una impedancia dibujada en el plano complejo. En ella se observa que su valor es un punto en dicho plano (Z) con componentes real e imaginario.

Las impedancias se combinan en serie y paralelo de acuerdo a la ley de ohm.

Figura 6. Impedancia dibujada en el plano complejo



1.2.3 Admitancia

La admitancia es la reciproca de la impedancia:

$$Y = 1/Z \quad (\text{S}) \text{ (SIEMENS)} \quad (1.14.)$$

De aquí es posible deducir:

$$Y = 1/Z = (1/Z) \angle -\theta \quad (1.15.)$$

$$Y = G + j*B \quad (1.16.)$$

Donde G es la conductancia y B es la susceptancia.

1.2.4 Potencia eléctrica en corriente alterna

Como se observó en el apartado 1.1.4., la potencia eléctrica puede expresarse como el producto de la tensión por la corriente. Para el caso de la corriente alterna se puede expresar como el producto de la tensión por la corriente en un instante dado.

$$p(t) = v(t) * i(t) \quad W \text{ (watt)} \quad (1.17.)$$

Una tensión senoidal y la corriente resultante, también senoidal, dan como resultado una función de potencia que es también periódica. Si $v = V_m * \sin(wt + 90^\circ)$, y la corriente resultante es $i = I_m * \cos(wt - \theta)$, se tiene:

$$p = V_m * I_m * \cos(wt) * \cos(wt - \theta) \quad (1.18.)$$

$$p = (1/2) * V_m * I_m * \cos(\theta) + (1/2) * V_m * I_m * \cos(2wt - \theta) \quad (1.19.)$$

Si se extrae el valor promedio, el segundo término de (1.19.) se anula y se obtiene:

$$P_{\text{prom}} = (1/2) * V_m * I_m * \cos(\theta) \quad (1.20.)$$

Al tomar el valor eficaz, que para las funciones senoidales es el valor máximo dividido por la raíz de dos, se tiene:

$$P_{\text{prom}} = V_{\text{ef}} * I_{\text{ef}} * \cos(\theta) \quad W \quad (1.21.)$$

La expresión anterior de la potencia promedio disipada, llamada potencia real o activa. Esta potencia se mide en watts. El factor $\cos(\theta)$ se llama factor de potencia y representa la relación existente entre la potencia real o promedio y la potencia aparente dada por otro factor, es decir, $V_{ef}^* I_{ef}$; entonces:

$$P_{prom} = V_{ef}^* I_{ef}^* \cos(\theta) = S^* (f.p.) \quad (1.22.)$$

Donde:

$$S = V_{ef}^* I_{ef} = \text{Potencia aparente en volt-amperio (VA)}$$

$$f.p. = \cos(\theta) = \text{Factor de Potencia.}$$

El segundo término de la función de la potencia, $(1/2)^* V_m^* I_m^* \cos(2\omega t - \theta)$, se llama potencia reactiva Q, medida en var o volt-amperios reactivos. Como se vio, esta potencia tiene valor promedio igual a cero y además una frecuencia el doble de la de la alimentación. Esto corresponde a un intercambio de energía entre la fuente y la red de dos veces por cada ciclo de tensión.

Al utilizar análisis fasorial es posible obtener las siguientes expresiones para las cantidades estudiadas:

$$\text{f.p.} = \cos\theta = R/Z \quad (1.23.)$$

$$S = I_{EF}^2 \cdot Z \quad \text{VA} \quad (1.24.)$$

$$P_{\text{PROM}} = P = I_{EF}^2 \cdot R \quad \text{W} \quad (1.25.)$$

$$Q = I_{EF}^2 \cdot X \quad \text{VAR} \quad (1.26.)$$

$$S = V_{EF} \cdot I_{EF}^* = S \angle \theta = P + j \cdot Q \quad (1.27.)$$

Donde I_{EF}^* es el conjugado de la corriente.

1.2.5 Energía

Es la potencia generada, transportada o consumida durante un período de tiempo determinado. Es medida por un contador de kilovatios-hora (Kwh), comparable con el odómetro que mide km recorridos en un periodo de tiempo.

1.2.6 Energía activa

Es el producto del voltaje, corriente de fase y el coseno del ángulo entre ellos, en un circuito polifásico es la suma de las potencias activas de cada fase.

El consumo de energía eléctrica activa se mide en vatio-hora (wh) o sus múltiplos Kwh, Mwh, Gwh.

1.2.7 Energía reactiva

Es el producto del desfase entre voltaje y corriente provocado por elementos eléctricos como motores, transformadores, balastos, equipos de soldadura. Se puede decir que es la energía utilizada en campos magnéticos. La unidad de energía reactiva es el volt-amperio reactivo o VAR y sus múltiplos KVARH, MVARH, etc.

1.2.8 Circuitos trifásicos

Hasta ahora hemos estudiado únicamente casos monofásicos con una fuente de tensión y una corriente total resultante. En los circuitos de distribución, obviamente, es necesario el estudio de circuitos trifásicos, para comprender la naturaleza, causa y efectos de la corriente de desbalance.

Los voltajes trifásicos se generan mediante tres devanados independientes, desfasados 120 grados mecánicos en el inducido del generador. Los tres devanados del generador se pueden conectar en estrella (Y).

1.2.8.1 Conexiones trifásicas

Las conexiones trifásicas elementales son las conexiones delta y la conexión estrella.

1.2.8.1.1 Conexión delta

En la conexión delta, el final de cada devanado se conecta al principio del siguiente. La figura 7 muestra un esquema de este tipo de conexión. Los terminales de salida se obtienen del nodo que une a cada devanado con el siguiente.

1.2.8.1.2 Conexión estrella

En la conexión estrella, un extremo de cada devanado se une en un punto común denominado neutro (representado aquí con la letra N). El otro extremo se lleva al exterior y es el terminal de cada fase. La figura 8 muestra un esquema de la conexión estrella.

Figura 7. Conexión delta

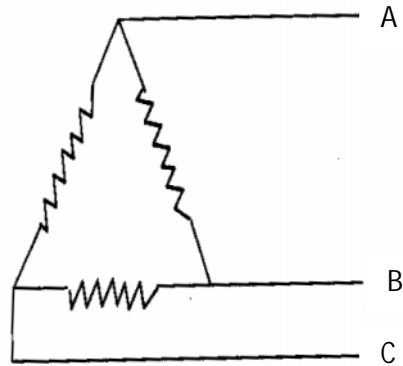
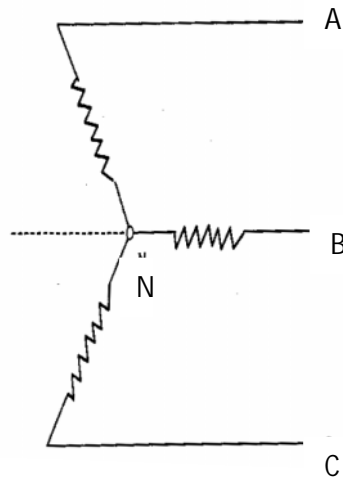


Figura 8. Conexión estrella



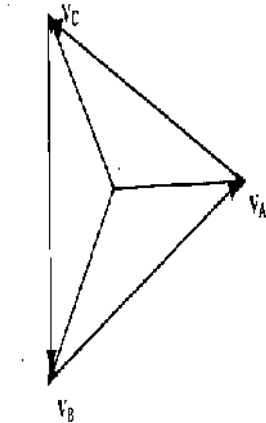
Del neutro puede sacarse otra terminal que constituye el conductor de neutro, que servirá de referencia para las tensiones de línea a neutro y para conducir las corrientes de desbalance y falla.

1.2.8.2 Valores de línea y de fase

Los valores de línea y fase, tanto para tensiones como para corrientes, pueden deducirse de un diagrama fasorial hecho con base en el desfase de 120 grados eléctricos entre cada devanado. Por lo común se usaran las tensiones como referencia, debido a que las conexiones se hacen de tal forma que no varían significativamente, tanto en magnitud como en ángulo de fase entre ellas. No se deducirán las relaciones, solo serán expuestas para una referencia de voltaje de fase A con ángulo de cero grados. Los restantes valores de voltaje de fase se determinan desfasados 120 grados o 240 grados y de acuerdo con la secuencia.

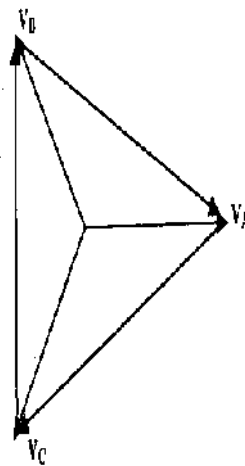
La secuencia puede ser ABC o CBA y es simplemente el orden en que son generadas las tensiones, lo cual es determinado por el sentido de rotación del generador. Las figuras 9a y 9b muestran las relaciones para las secuencias ABC y CBA, tomando VA como referencia, respectivamente.

Figura 9a. Secuencia ABC



SECUENCIA ABC
$V_{AN} = (VL/ 3)\angle 0^{\circ}$
$V_{BN} = (VL/ 3)\angle 240^{\circ}$
$V_{CN} = (VL/ 3)\angle 120^{\circ}$
$V_{AB} = (VL/ 3)\angle 30^{\circ}$
$V_{BC} = (VL/ 3)\angle 270^{\circ}$
$V_{CA} = (VL/ 3)\angle 150^{\circ}$

Figura 9b. Secuencia CBA



SECUENCIA CBA
$V_{AN} = (VL/ 3)\angle 0^{\circ}$
$V_{BN} = (VL/ 3)\angle 120^{\circ}$
$V_{CN} = (VL/ 3)\angle 240^{\circ}$
$V_{AB} = (VL/ 3)\angle -30^{\circ}$
$V_{BC} = (VL/ 3)\angle -270^{\circ}$
$V_{CA} = (VL/ 3)\angle -150^{\circ}$

1.2.8.3 Corriente de desbalance

La corriente de desbalance o de neutro se puede explicar de una mejor forma observando el esquema de la figura 10.

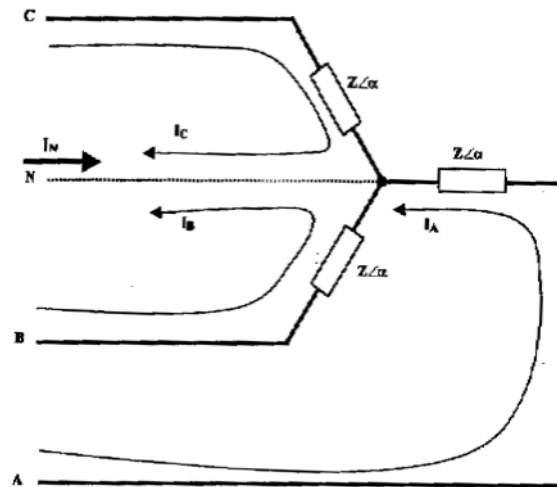
De la figura 10 se observa, que si se toma cada corriente yendo de la fuente a la carga, la corriente de neutro I_N es en forma fasorial y de acuerdo con la ley de Kirchhoff de corriente (LKC):

$$I_N = - (I_A + I_B + I_C) \quad (1.28.)$$

Se enfatiza en la conexión estrella porque es la conexión de los circuitos de distribución para poder alimentar a la gama de consumidores conectados a los mismos y las conexiones con los medidores son conectados para su funcionamiento.

La corriente de neutro es llamada también de desbalance, porque representa cualquier diferencia entre un circuito conectado en estrella, es perfecto balance de impedancias de cada fase, y el circuito físico real.

Figura 10. Esquema para la corriente de desbalance



1.2.8.4 Potencia trifásica

En un circuito trifásico, la potencia total o trifásica, es igual a la suma de las potencias por fase. La potencia trifásica por fase es igual a:

$$P_F = V_{Fef} * I_{fef} * \cos(\theta) \quad (1.29.)$$

Donde:

V_{fef} : tensión de fase eficaz.

I_{fef} : corriente de fase eficaz.

θ : ángulo de la impedancia.

Para el caso de una carga trifásica balanceada se tiene:

$$P_T = 3 * PF = 3 * (V_{\text{fef}} * I_{\text{fef}} * \cos (\theta)) \quad (1.30.)$$

$$P_T = 3 * (((V_{\text{Lef}} * I_{\text{Lef}})/\sqrt{3}) * \cos (\theta)) \quad (1.31.)$$

$$P_T = \sqrt{3} * V_{\text{Lef}} * I_{\text{fef}} * \cos (\theta) \quad (1.32.)$$

1.3 Componentes simétricas

Cuando se trabaja con circuitos trifásicos balanceados, lo que significa igual magnitud en las tres fases y un desplazamiento angular de 120 grados entre ellas, tanto para tensiones como corrientes, su análisis es relativamente simple. Ello se deduce del hecho de poder trabajar con una de las fases y el neutro, y de allí obtener la solución trifásica.

En el caso en el que el circuito no es simétrico debido a cargas desbalanceadas, las fallas desbalanceadas o cortocircuito que no son simétricos, el análisis mediante las leyes de kirchhoff es mucho más difícil.

El principio fundamental de las componentes simétricas, aplicado a los circuitos trifásicos, es que cualquier grupo de fasores relacionados tales como corrientes o tensiones que están desbalanceadas, se pueden resolver como tres grupos balanceados.

1.3.1 El operador vectorial “a”

Los operadores vectoriales son utilizados para tener una notación conveniente y el poder manipular con mayor propiedad cualquier fasor. El operador utilizado en las componentes simétricas es el operador **a**, y su definición es: $-1/2 + j\sqrt{3}/2 = e^{j120}$.

El vector **a** es de magnitud unitaria y desplazados 120 grados respecto al eje de referencia en el sentido contrario a las manecillas del reloj. Un fasor afectado por este operador no varía en magnitud, pero sí es rotado 120 grados.

La tabla I I presenta el vector **a** y sus potencias.

Tabla I I. El vector “a” y sus potencias

$$1 = 1 + j10 = e^{j0}$$

$$a = - (1/2) + j\sqrt{3}/2 = e^{j120}$$

$$a^2 = - (1/2) - j\sqrt{3}/2 = e^{j240}$$

$$a^3 = 1 + j10 = e^{j0} = 1$$

$$a^4 = a$$

$$a^5 = a^2$$

1.3.2 Ecuaciones básicas de las componentes simétricas

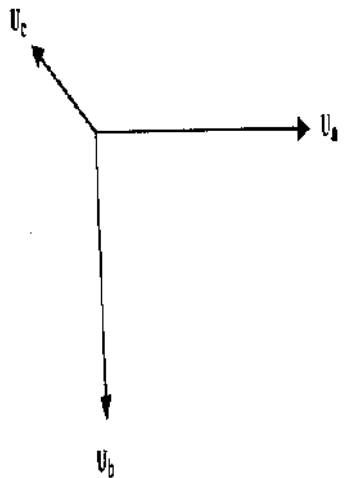
Las ecuaciones para descomponer un grupo de fasores desbalanceados tales como los presentados en la figura 11, en tres grupos balanceados son:

$$U_{a0} = 1/3(U_a + U_b + U_c) \quad (1.33.)$$

$$U_{a1} = 1/3(U_a + aU_b + a^2 U_c) \quad (1.34.)$$

$$U_{a2} = 1/3(U_a + a^2 U_b + aU_c) \quad (1.35.)$$

Figura 11. Grupo de fasores desbalanceados



De la definición de las secuencias se tienen:

$$U_{a0} = U_{b0} = U_{c0} \quad (1.36.)$$

$$U_{b1} = a^2 U_{a1} \quad (1.37.)$$

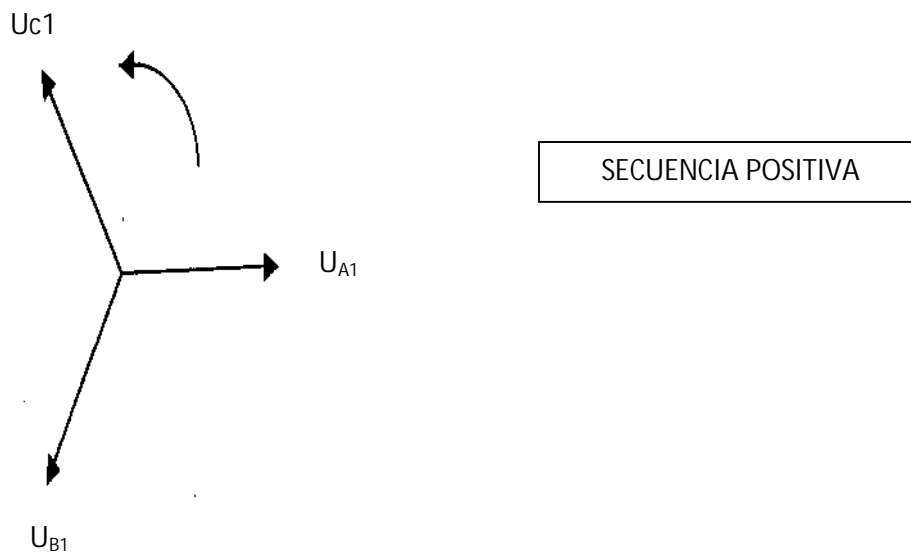
$$U_{c1} = aU_{a1} \quad (1.38.)$$

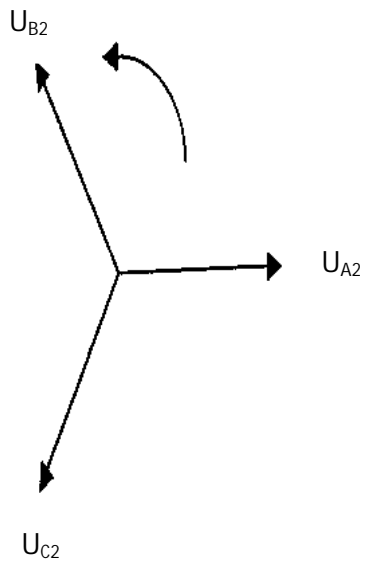
$$U_{b2} = aU_{a2} \quad (1.39.)$$

$$U_{c2} = a^2 U_{a2} \quad (1.40.)$$

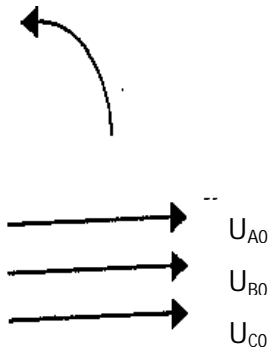
La figura 12 expone gráficamente lo que enuncia estas ecuaciones. Aquí se pueden ver los tres grupos de fasores que al sumarse deben reproducir el grupo original desbalanceada.

Figura 12. Grupos de fasores balanceados





SECUENCIA NEGATIVA



SECUENCIA CERO

Los fasores originalmente pueden expresarse como la suma de las componentes simétricas de la siguiente forma:

$$U_a = U_{a0} + U_{a1} + U_{a2} \quad (1.41.)$$

$$U_b = U_{a0} + a^2 U_{a1} + a U_{a2} \quad (1.42.)$$

$$U_c = U_{a0} + a U_{a1} + a^2 U_{a2} \quad (1.43.)$$

1.4 Componentes armónicas

La onda senoidal pura se conoce, dista mucho de la onda real que se encuentra en los sistemas eléctricos modernos. Diversas fuentes contaminantes la han distorsionado, a veces, con graves consecuencias para los equipos eléctricos.

El teorema de Fourier, permite analizar este caso de onda distorsionada, porque explica que cualquier función periódica, no necesariamente continua, puede ser descompuesta en una onda senoidal pura del mismo periodo que la onda original y una serie de ondas senoidales de frecuencias múltiplos exactos de la frecuencia de la onda senoidal de período igual al de la original. La onda con el mismo período que la original se llama onda fundamental, las restantes se llaman componentes armónicas.

1.4.1 Teorema de Fourier

Para cualquier función $f(t)$ periódica, de período T , no necesariamente continua:

$$f(t) = \frac{1}{2} a_0 + a_1 \cos \omega t + a_2 \cos 2\omega t + a_3 \cos 3\omega t + \dots + b_1 \sin \omega t + b_2 \sin 2\omega t + b_3 \sin 3\omega t + \dots \quad (1.44.)$$

La ecuación 1.44 nos dice que cualquier función periódica no necesariamente continua, puede expresarse como la suma de un número infinito de funciones senoidales y cosenoidales que se llaman componentes armónicas.

1.4.2 Corriente eficaz cuando existe flujo de armónicos

La corriente eficaz cuando existe flujo de armónicas es:

$$I_{ef} = \sqrt{\sum (I_{efn})^2} \quad (1.45.)$$

Donde I_{ef} es el valor eficaz de la corriente total e I_{efn} es el valor eficaz de la n -ésima componente armónica de la corriente.

1.5 Demanda

Es el valor promedio de potencia sobre un intervalo especificado de tiempo. La demanda puede ser expresada en Kw, KVA, KVAR. Un intervalo puede ser 1, 5, 10, 15, 30 ó 60 minutos.

1.5.1 Por qué se mide la demanda:

Dos clases de gastos determinan el costo total de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica. Ellos son:

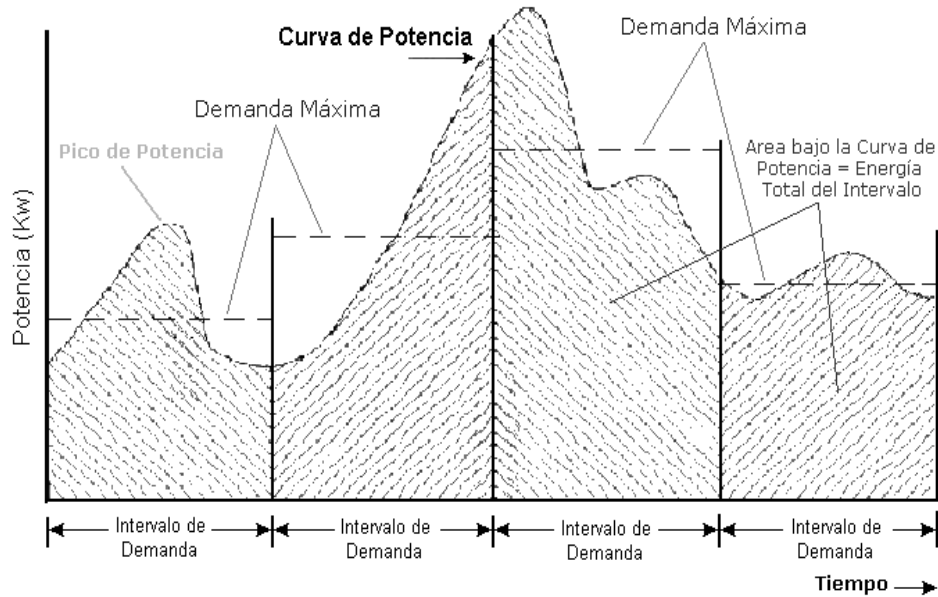
- Inversión de capital: la inversión sobre equipos, redes, terrenos, instalaciones y su depreciación e intereses.

- Funcionamiento y mantenimiento: combustibles, nómina de sueldos, repuestos por mantenimiento preventivo y correctivo, materiales e insumos necesarios para operación, administración.

La demanda es una indicación de la capacidad de equipo necesario para suministrar electricidad al consumidor individual.

En la gráfica siguiente podemos observar cómo se determina la demanda máxima de una medición, la cual será igual promedio de potencia requerida en un intervalo determinado; el área bajo esta demanda será la energía consumida y que a su vez será igual al área bajo la curva de potencia en ese mismo intervalo.

Figura 13. Curva de potencia y demanda en un intervalo



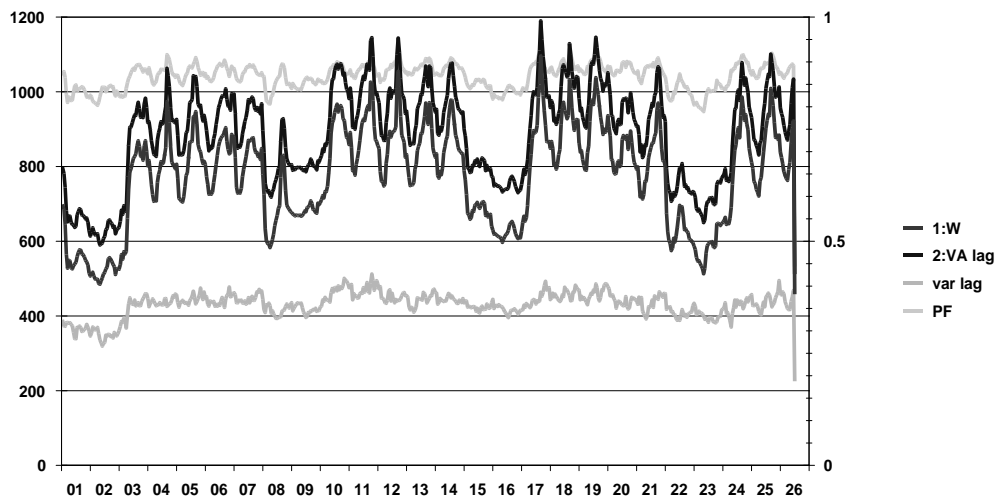
Como se puede observar la potencia instantánea con sus picos de potencia no es lo mismo que la demanda máxima del intervalo.

Actualmente se puede obtener el registro de consumos de energías en intervalos de tiempo definidos con los contadores electrónicos que tienen memoria masiva. Ejemplos de cómo obtener la demanda en Intervalos de tiempo y se realiza de la siguiente forma:

- La demanda máxima integrada cada 15 minutos es igual al consumo de energía registrado multiplicado por 4, que es el número de intervalos por hora.
- La demanda máxima integrada cada 60 min. (1 hora) es igual al consumo de energía registrado multiplicado por 1, que es el número de intervalos por hora.

Con los datos registrados en los canales de memoria de los contadores se puede obtener el perfil de carga en energías (Kwh, kvarh, etc) o en demandas integradas (Kw, kvar, etc.). A continuación un ejemplo:

Figura 14. Curva de demanda o perfil de carga por mes



2 EQUIPOS DE MEDICIÓN

Dentro de una medición se necesitaran los siguientes elementos para que cumpla con las normas para participar en el mercado mayorista:

- Transformadores de potencial PT's.
- Transformadores de corriente CT's.
- Medidores.
- Cajas socket y cajas tipo 3 según la clase de conexión.
- Borneras.
- Marchamos de seguridad.

Unos de los principales elementos con que se debe de contar en una medición son los transformadores de instrumento que son necesarios siempre que el máximo de la corriente exceda de 200 amperios y el voltaje del conductor sea mayor de 480 voltios.

2.1 Características generales

2.1.1 Construcción mecánica

Los transformadores de instrumentos usados en Guatemala hasta 34.5 Kv son de 2 tipos:

- Tipo dona o ventana
- Tipo wound

Regularmente los primeros tipos se utilizan en mediciones secundarias y el tipo wound se utilizan cuando son mediciones primarias.

A continuación se muestran los tipos utilizados:

Figura 15. Transformador de corriente tipo dona

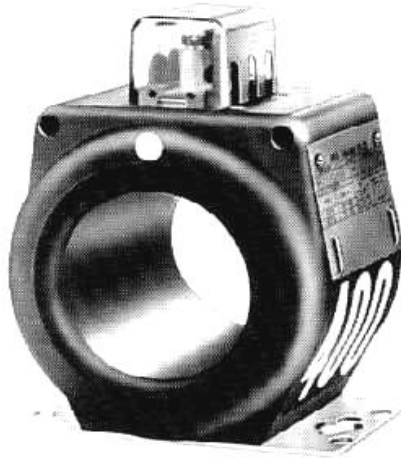


Figura 16. Transformador de potencial PT (wound)

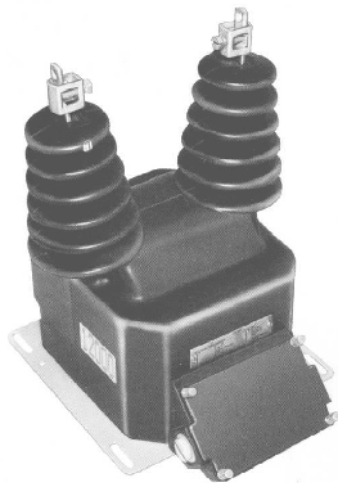
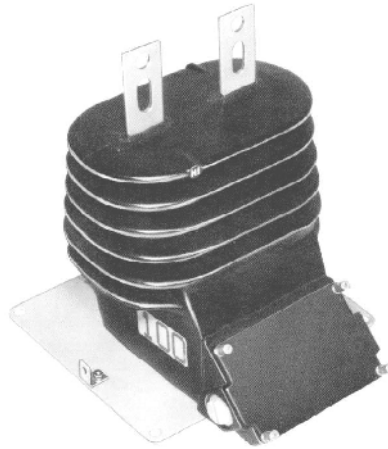


Figura 17 Transformador de corriente CT (wound)

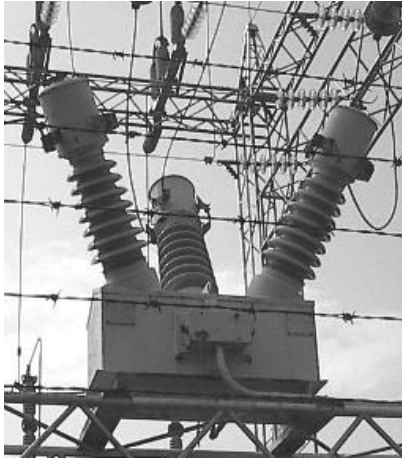


Para sistemas de 69 Kv en adelante, existen transformadores de medición combinados, es decir que en el mismo cuerpo se encuentra el devanado de corriente y el devanado de voltaje. Regularmente los transformadores combinados utilizan aceite dieléctrico como aislante interno. A continuación unos ejemplos:

Figura 18. Transformadores monofásicos 69 Kv



Figura 19. Unidad trifásica 2 1/2 elementos 69 Kv



2.1.2 Impermeabilidad

Los transformadores pueden ser para uso interno o externo, dependiendo si su construcción es impermeable y el tipo de materiales de construcción. Se fabrican transformadores para uso interno o externo, lo cual permite su instalación en cualquier tipo de medición; sin embargo existe transformadores para uso externo exclusivamente, estos no deben utilizarse en ambientes cerrados pues están fabricados con compuestos que pueden ser tóxicos al quemarse.

2.1.3 Carga en el circuito de señal (BURDEN)

Es la carga máxima que puede ser impuesta en el circuito de señal de los transformadores de instrumentación al medidor de energía, como resultado de las cargas de las bobinas de los medidores o instrumentos, resistencia de los conductores y cualquier otro equipo conectado sin causar un gran error en la medición, dicho error siempre será menor de la clasificación de exactitud indicada en el transformador.

2.1.3.1 Clasificación de exactitud

Es la precisión de un transformador de instrumentos para cargas secundarias específicas (burdens). El número usado para indicar exactitud es el máximo error permisible del transformador para cargas especificadas. Por ejemplo, exactitud clase 0.3 significa que el máximo error no excederá de 0.3%.

2.1.3.2 Clasificación por aislamiento (BIL)

BIL es el nivel de aislamiento que debe de tener el transformador de instrumento para coordinar con el aislamiento del sistema. Denota el máximo voltaje (fase a fase) del circuito en el cual podría ser usado. Los transformadores se pueden clasificar para 600 v, 13.8 Kv, 34.5 Kv, 69 Kv, 138 Kv, 230 Kv, etc.

2.2 Transformadores de potencial PT's

Los transformadores de potencial son usados siempre que el voltaje de la línea exceda 480 voltios o cualquier reducción de voltaje adecuado que sea necesaria para instrumentos de medición o protección que esté disponible, usualmente clasificados en base de 120 voltios de voltaje secundario.

2.2.1 Relación de los transformadores de potencial

Es la relación del voltaje primario a secundario (de medición), la clasificación se describe de las siguientes maneras: 480:120, 480/120 o más frecuentemente 4/1.

Otros ejemplos:

Un PT relación 60/1 ó 7200/120, un PT 63.5/1, 7620/120, un PT 70/1 ó 8400/120, un PT 300/1 ó 34500/115.

2.2.2 Cargas secundarias (BURDEN) de los transformadores de potencial

Normalmente expresadas como volt-amperios a un factor de potencia determinado. Pueden ser W, X, M, Y o Z, donde:

Tabla III. Cargas secundarias de los transformadores de potencial

Clasificación	Carga o Burden (VA)	Factor de Potencia
W	12.5	0.10
X	25	0.70
M	35	0.20
Y	75	0.85
Z	200	0.85

En una descripción completa, para un transformador de corriente la clasificación de exactitud puede ser 0.3 en B-0.1, B-0.2 y B-0.5, mientras el transformador de potencial puede ser 0.3 en W, X, M e Y.

2.2.3 Polaridad de los transformadores de potencial

Los transformadores de potencial (PT), también tienen la característica de la polaridad relativa de los bobinados de un transformador y es indicada por las marcas de polaridad, usualmente círculos blancos o H1, asociados con un fin de cada bobina. Cuando la corriente entra a la polaridad final del bobinado de carga, una corriente en fase con esta deja la polaridad al final de la bobina con la señal del voltaje al contador. La representación de marcas en diagramas de instalaciones eléctricas se muestra como cuadrados negros.

A continuación se muestran los diagramas eléctricos de un transformador de Potencial (PT) con relación sencilla (4800/120 ó 400:1) y un PT relación doble, donde la relación más baja se obtiene conectando X2-X3 y la relación más alta se obtiene conectando X1-X3.

Figura 20. Relación simple de un transformador de potencial

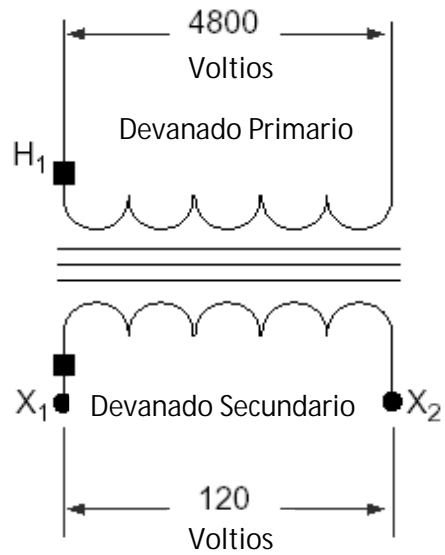


Figura 21. Relación doble de un transformador de potencial

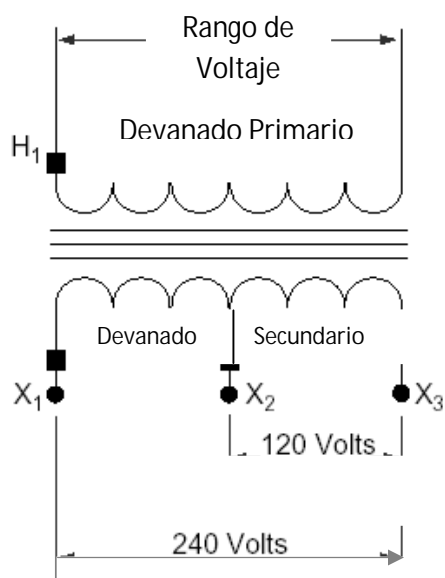


Figura 22. Transformador de potencial con relación doble y doble devanado

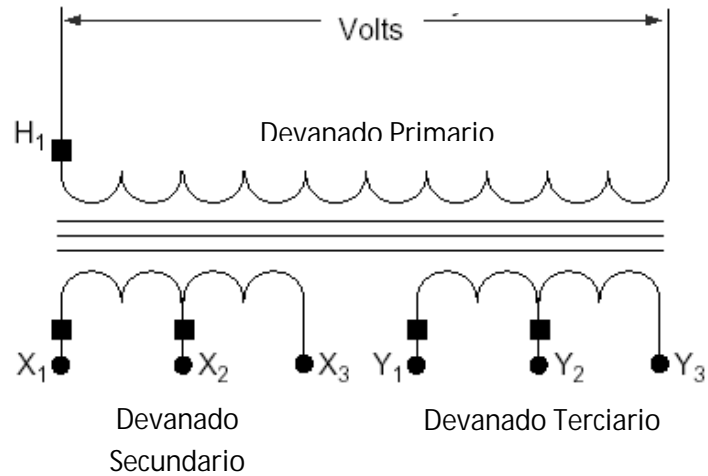


Figura 23. Diagrama de conexión de un transformador de potencial en sistema trifásico delta de tres alambres

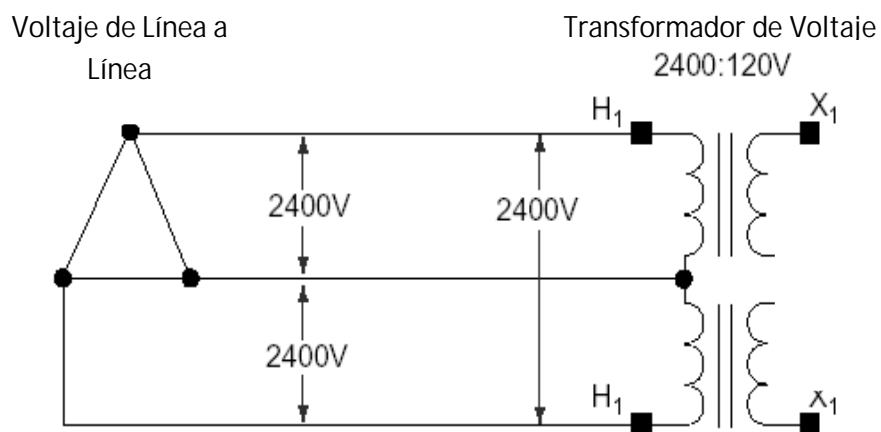
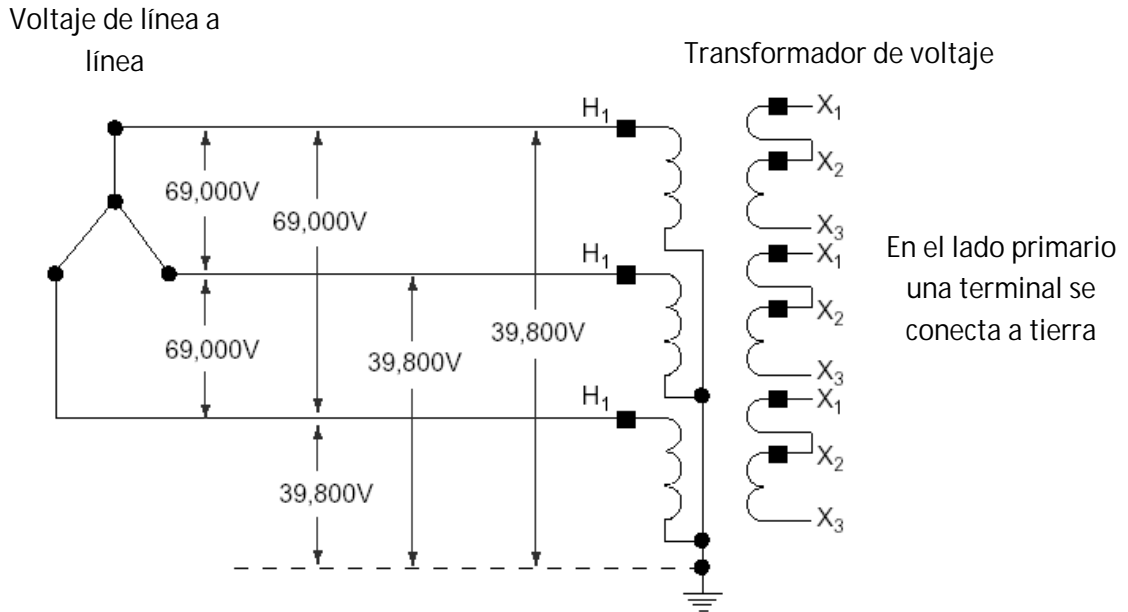


Figura 24. Diagrama de conexión de un transformador de potencial en estrella



2.3 Transformadores de corriente CT's

Transformadores de corriente son requeridos siempre que el máximo de corriente alterna se espera que exceda de 200 amperios. Usualmente clasificado en bases de 5 amperios de corriente del circuito de señal y usado para reducir la corriente de los conductores de alimentación de energía a los niveles aceptables para los contadores (medidores de energía) y para aislar los contadores de los circuitos de alto voltaje.

2.3.1 Relación de transformación de los transformadores de corriente

Es la relación de la corriente primaria a secundaria se describe de las siguientes maneras: 200:5, 200/5, 200'5 ó 40/1; indicando que al pasar en el primario 200 amperios el transformador desarrollará una corriente secundaria de 5 amperios.

2.3.2 Construcción eléctrica

Pueden ser:

- De relación sencilla, con un solo rango de clasificación. Por ejemplo: 400:5.
- De doble relación, tiene un bobinado secundario para proveer dos diferentes proporciones. Por ejemplo: 100/500:5.

2.3.3 Carga secundaria de los transformadores de corriente (BURDEN)

Normalmente expresada en ohms, tal como B-0.1, B-0.2, B-0.5, B-1.0 y B-2.0, que corresponden a valores de 2.5, 5.0, 12.5, 25 y 50 Volt-amperios respectivamente.

Tabla I V. Cargas secundarias de los transformadores de potencial

DISTANCIAS MÁXIMAS DE CABLEADO DEL CT AL CONTADOR

Carga ecundaria (Burden) para 0.3% de Exactitud	Distancia (mts) para Cables del circuito secundario de los CT's				
	Calibre del conductor de cobre				
	#14	#12	#10	#8	#6
B - 0.2	9.45	14.9	23.75	37.8	57
B - 0.5	25.9	41.45	65.85	104.25	157.6
B - 1.0	28.85	46.3	73.75	116.45	176.2
B - 2.0	59.75	95.1	151.2	239.3	361.9

2.3.4 Factor térmico continuo RF

Es el factor normalmente designado para transformadores de corriente y es el factor por el cual la corriente primaria es multiplicada para obtener la corriente máxima permisible sin exceder estándares de elevación de temperatura y requerimientos de exactitud. Por ejemplo: si el CT 400:5 tiene un RF de 4.0, el CT aceptará continuamente $400 \times 4 = 1600$ amp primarios y en el secundario: $5 \times 4 = 20$ amp a 30° centígrados. A continuación se presenta una gráfica que muestran los transformadores de corriente tipo wound con un factor térmico de 3, por lo tanto la capacidad del CT aumenta hasta un 300% de su capacidad nominal, sin perder exactitud; más aun como se observa, a mayor carga mayor exactitud.

Figura 25. Gráfica de exactitud vrs. porcentaje de carga de relación nominal

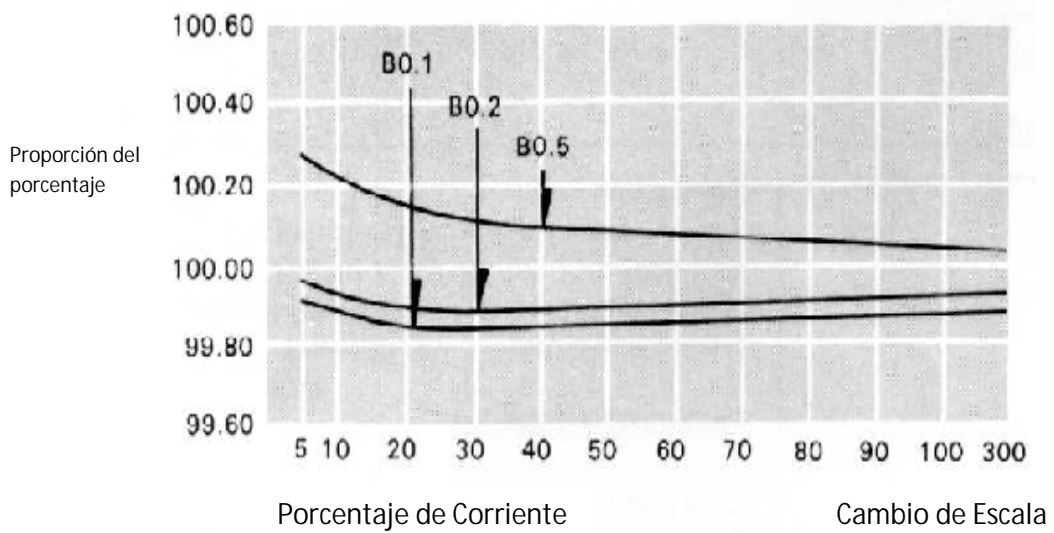
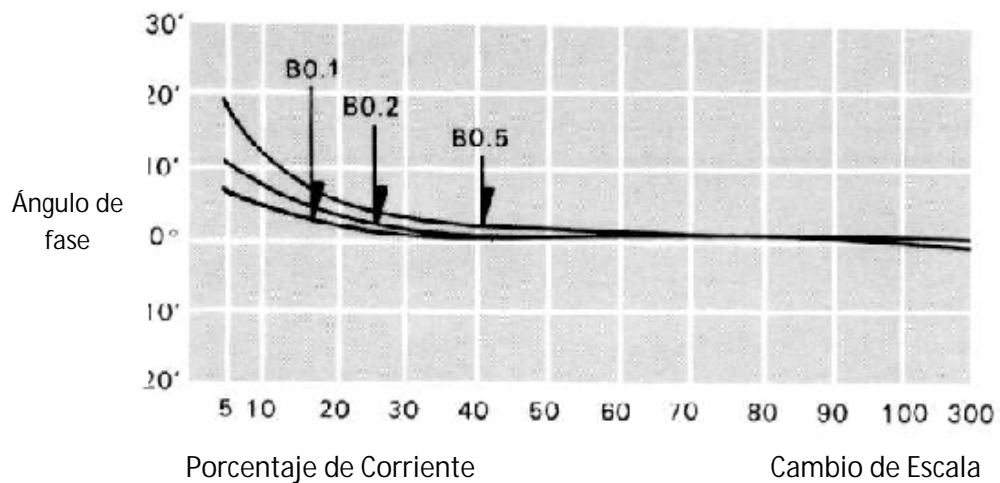


Figura 26. Gráfica de desfase de ángulo vrs. porcentaje de carga de relación nominal



Donde la gráfica se realiza de los desfases que hay entre los vectores de voltaje y los vectores de corriente como se muestran en la figura 35 hasta la figura 39.

2.3.5 Polaridad de lo transformadores de corriente CT`s

La polaridad relativa de los bobinados de un transformador de corriente es indicada por las marcas de polaridad, usualmente círculos blancos, asociados con un fin de cada bobina. Cuando la corriente entra a la polaridad final del bobinado de carga, una corriente en fase con esta deja la polaridad al final de la bobina de señal al contador. La representación de marcas en diagramas de instalaciones eléctricas se muestra como cuadrados negros.

Figura 27. Diagrama eléctrico para un CT relación sencilla, p.ej. 400:5

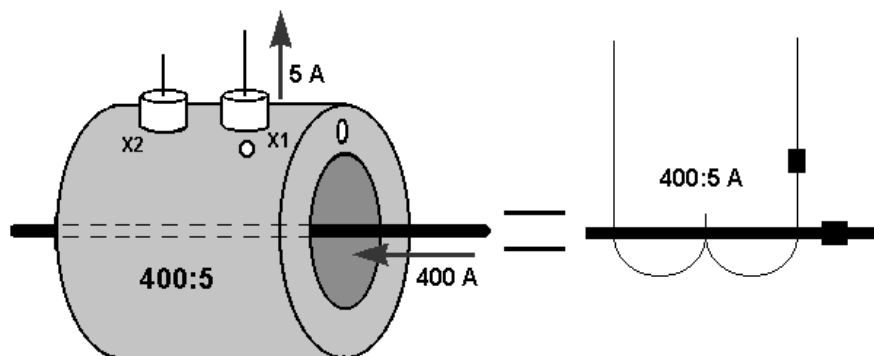
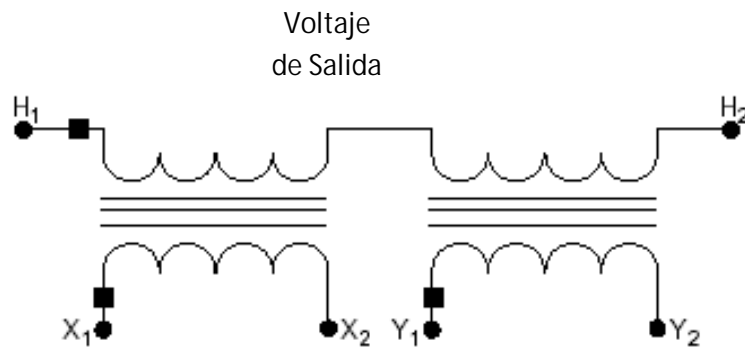


Figura 28. Diagrama eléctrico para un CT relación doble con bobinas independientes



2.3.6 Factor de transformación (multiplicador)

Es el factor de transformación “total” que vincula las relaciones de los transformadores de corriente y potencial. Por ejemplo: para una medición con CT's de 200:5 y PT's de 4/1, el multiplicador de la medición será: $(200/5) \times (4/1) = 40 \times 4 = 160$.

Ejemplo 1:

Una medición con 3 CT's 60:5 y 2 PT's 8400 ó 70/1, el multiplicador se calcula:

$$\text{Relación de CT's: } 60 / 5 = 12$$

$$\text{Relación de PT's: } 8400 / 120 = 70$$

$$\text{Multiplicador} = 12 \times 70 = 840$$

Ejemplo 2:

Una medición con 3 CT's 15:5 y 3 PT's 7620 ó 63.5/1, el multiplicador se calcula:

$$\text{Relación de CT's: } 15 / 5 = 3$$

$$\text{Relación de PT's: } 7620 / 120 = 63.5$$

$$\text{Multiplicador} = 3 \times 63.5 = 190.5$$

2.4 Medidores eléctricos

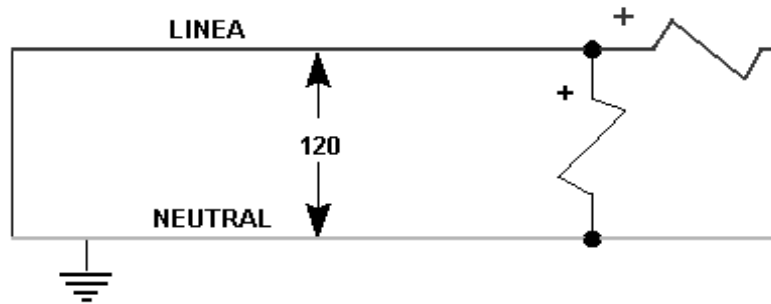
2.4.1 Tipos de servicio

En Guatemala se suministra distintos tipos de servicios, a clientes residenciales, comerciales, industriales hasta suministro en bloque, independiente del tipo de cliente, los servicios suministrados de acuerdo al tipo de conexión pueden ser:

2.4.1.1 Servicios monofásicos

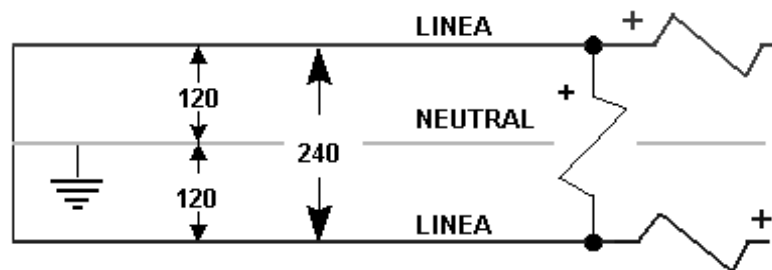
Servicio 120 voltios, 2 hilos. Se utiliza un medidor clase 100, 120v, 2 hilos, 1 elemento, tipo socket (forma 1S) o sobreponer (forma 1A).

Figura 29. Conexión monofásica 2 hilos



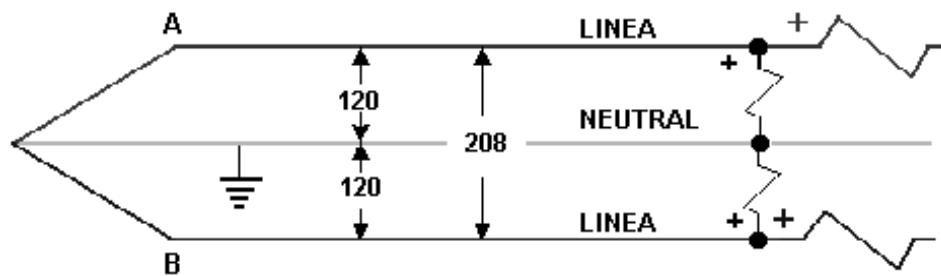
Servicio 240 voltios, 3 hilos, también se le conoce como servicio monofásico 120/240 v. Se utiliza un medidor clase 100 ó 200, 240v, 3 hilos, 1 elemento, tipo socket (forma 2S).

Figura 30. Conexión monofásica 3 hilos



Servicios tipo red (network): utilizados cuando se presta servicio monofásico en un conjunto comercial o residencial con más de 25 usuarios. Se utiliza un medidor tipo network, clase 100 ó 200, 120v, 3 hilos, 2 elementos, tipo socket (forma 12S).

Figura 31. Conexión tipo network



2.4.1.2 Servicios trifásicos

Conexión delta 4 hilos: Se utiliza un medidor trifásico clase 20 ó 200, conexión delta, 4 hilos, de 2-1/2 elementos (forma 8S para clase 20 y forma 15S para clase 200), 240v para servicio 120/240v ó 480v para servicio 240/480v.

Figura 32. Conexión delta

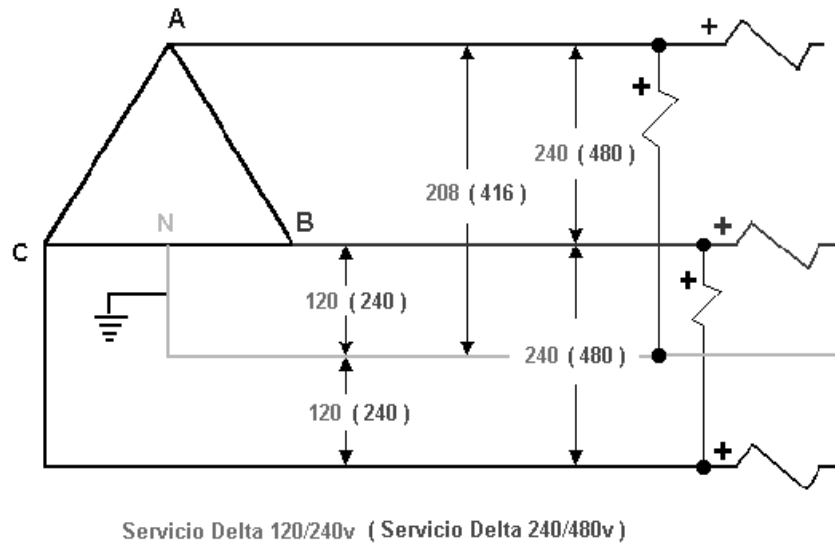
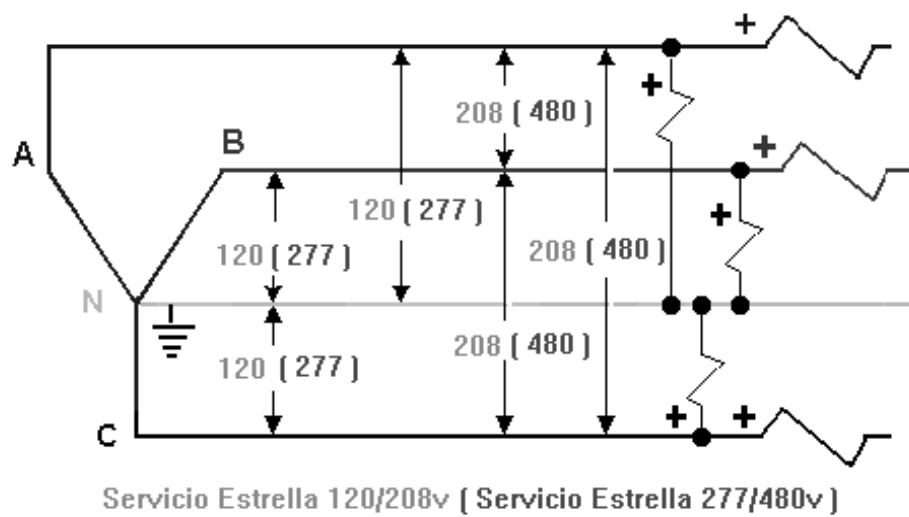
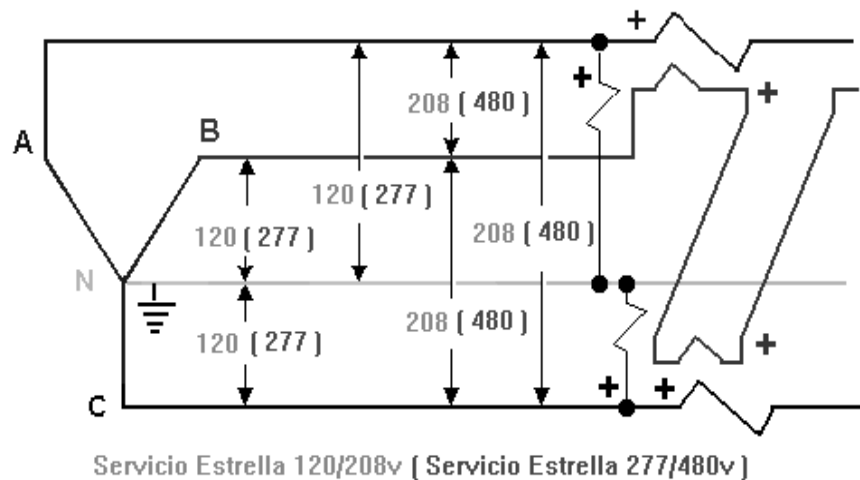


Figura 33. Conexión estrella



Conexión estrella 2-1/2 elementos: Se utiliza un medidor trifásico clase 20 o 200, conexión estrella, 4 hilos, de 2-1/2 elementos (forma 6S para clase 20 y forma 14S para clase 200), 120v para servicio 120/208v o 277v para 277/480v.

Figura 34. Conexión estrella 2 ½ elementos



2.5 Diagramas fasoriales de los contadores electrónicos

Figura 35. Diagrama fasorial conexión delta - rotación ABC

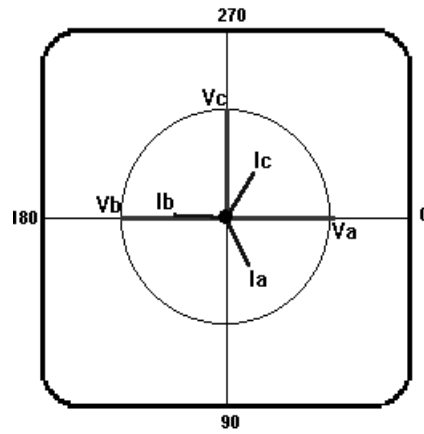


Figura 36. Diagrama fasorial conexión delta - rotación CBA

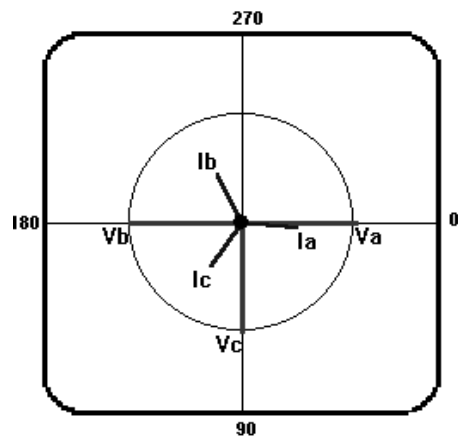


Figura 37. Diagrama fasorial conexión estrella 3 elementos - rotación ABC

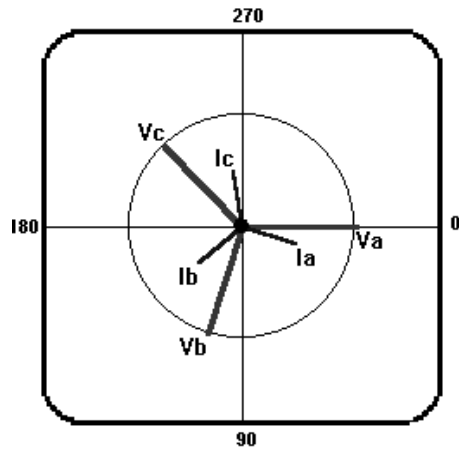


Figura 38. Diagrama fasorial conexión estrella 3 elementos - rotación CBA

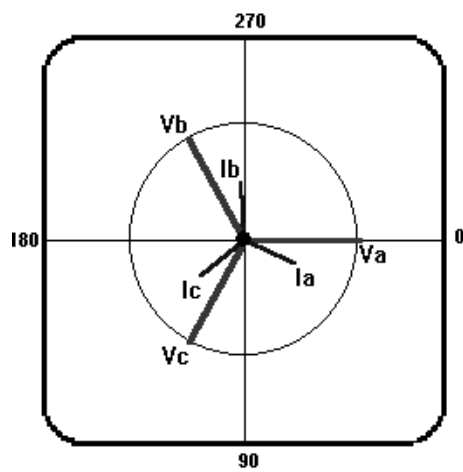
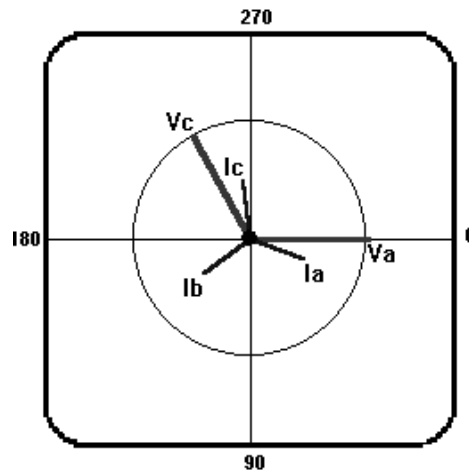


Figura 39. Diagrama fasorial conexión estrella 2-1/2 elementos - rotación ABC



2.6 Tipos de medidores

Existen dos formas de clasificación, una de la norma ANSI y otra de la norma IEC. ANSI define la clase del medidor por su capacidad en amperios, IEC define la clase de medidor por su exactitud o porcentaje de error.

De acuerdo a la norma ANSI, existen 5 clases de medidores de acuerdo a la capacidad máxima de amperios que tiene el contador (ver la tabla I).

ANSI también define de acuerdo a la clase de medidor la carga en amperios para la calibración y ajuste de los medidores. La relación entre la clase de medidor y el amperaje de prueba se indica en la Tabla V

Tabla V. Cargas secundarias de los transformadores de potencial

CAPACIDADES DE CONTADORES

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

2.6.1 Amperios de prueba (test ampers - TA)

Es la corriente en amperios usada como una base para ajustar y determinar el porcentaje de exactitud actual del contador. El error permisible en el contador será determinado con una carga equivalente a los TA.

En la Tabla V se indica la carga en amperios que corresponden a la clase o capacidad del contador. Por ejemplo: en un contador clase 100 se utilizan 15 amperios en la mesa de calibración para la corroboración y ajuste de su exactitud.

2.6.2 Capacidad del medidor

Un medidor clase 100, 200 ó 320 es llamado autocontenido, no son requeridos los transformadores de corriente o voltaje. El medidor es conectado directamente al circuito. Son los medidores que tienen 4, 5 ó 7 terminales.

Medidores con transformadores de medición, ya sea clase 10 o clase 20, requieren transformadores de corriente (CT's), en algunos casos transformadores de voltaje o potencial (PT's). Normalmente usados, cuando la corriente de la línea excede de 200 A y el voltaje excede de 480 voltios. Son los medidores que tienen 13 terminales.

Existen dos tipos de situaciones:

2.6.2.1 Medición secundaria:

Cuando la corriente a medir excede de 200 amperios, pero el voltaje es igual o menor de 480 voltios, se utilizan transformadores de corriente tipo dona.

2.6.2.2 Medición primaria:

Cuando la corriente a medir excede de 200 amperios y el voltaje es mayor de 480 voltios (ejemplo: 13.2 ó 34.5 Kv). En este caso se utilizan transformadores de corriente (CT) y transformadores de voltaje o potencial (PT). Estos casos se presentan cuando la capacidad del banco es mayor de 300 ó 500 KVA, de acuerdo al reglamento interno en Guatemala.

2.7 Otras características de los medidores

2.7.1 Constante vatios hora (Kh)

El número de vatios-hora (Wh) representadas por una revolución del disco del medidor. El kh es dado en wh/revolución del disco. En los medidores electrónicos se tiene como referencia aunque no existe disco.

Para hacer una estimación de la carga en Kw en un contador electromecánico se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\text{Carga estimada (kw)} = \frac{\text{Kh} \times \text{No. de revoluciones} \times 3600 \text{ segundos/hora}}{\text{Tiempo en segundos}} \quad (2.1)$$

2.7.2 Número de forma (ANSI)

Es el número conforme la conexión interna en el diagrama mostrado en ANSI - C12.10. Los contadores con el mismo número de forma tienen conexiones internas idénticas. Por ejemplo:

- La forma 8S corresponde a los contadores trifásicos, conexión Delta, 4 hilos, de $2\frac{1}{2}$ elementos, 13 terminales, tipo socket; regularmente utilizado en mediciones secundarias.
- La forma 16S corresponde a los contadores trifásicos, conexión estrella, 4 hilos, de 3 elementos, 7 terminales, autocontenido, tipo socket.
- La forma 1A corresponde a los contadores monofásicos. 2 hilos, 1 elemento, 4 terminales, tipo sobreponer.

2.7.3 Relación del registro (Rr)

Es el número de revoluciones del engranaje en contacto con el tornillo sin fin o gusano del eje del disco para una revolución de la primera manecilla o dígito del registro. Ejemplos: $13 \frac{8}{9}$, $27 \frac{7}{9}$, $9 \frac{7}{27}$, $18 \frac{14}{27}$ y otros valores.

2.7.4 Bobina de corriente

La bobina del contador que es conectada en la línea y a través de la cual fluye la corriente.

2.7.5 Bobina de voltaje

Es la bobina del contador que está conectada a la línea, algunas veces fase a fase y otras fases a tierra y tiene el circuito potencial aplicado a este.

2.7.6 Elemento o estator

Consiste en la bobina de potencial y una bobina de corriente, también se le conoce como estator. Por ejemplo:

- Contador trifásico clase 20, 120v, 4 hilos, 3 elementos, forma 9S.
- Contador trifásico clase 20, 120v, 4 hilos, 2 ½ elementos, forma 6S.

2.7.7 Rango de voltajes

Los medidores pueden operar en un rango de 10% hacia arriba y 20% hacia abajo del voltaje nominal. Operan correctamente aunque por la variación de voltaje la medición resulte con un pequeño error.

Cuando se utilizan medidores electromecánicos, se debe utilizar un tipo de medidor determinado con el voltaje y conexión en que será instalado; sin embargo, con los últimos medidores electrónicos, la mayoría tienen un auto-transformador, el cual permite utilizar los medidores en rangos de 120 a 480 voltios generalmente.

Los equipos de medición con normas IEC, usualmente europeos, utilizan con mucha frecuencia el voltaje de 57.73 voltios, hay que tener mucho cuidado antes de conectarlos, porque no son multivoltaje y se puede quemar la bobina de potencial al conectarlos con 120 voltios.

2.8 Tipos de conexión

Por su conexión externa o instalación, existen 4 tipos de contadores:

- Tipo sobreponer, base A o bottom connected.
- Tipo socket.
- Tipo switchboard o tablero.
- Tipo rack-mounted o rack.

Figura 40. Conexión tipo socket.



Figura 41. Conexión tipo sobreponer o base A



Figura 42. Tipo switchboard o tablero



Figura 43. Tipo rack mounted



2.9 Medidores electrónicos

Desde hace varios años han surgido los medidores electrónicos y como un componente electrónico se ha desarrollado rápidamente, hace 5 años solo se podía medir energía activa (Kwh), luego se tuvo la capacidad de medir reactiva, tener memoria masiva registros para un perfil de carga, comunicación vía módem, etc. Aún estamos conociendo estos contadores y a continuación se presentan varias de las características más relevantes.

Existen distintos fabricantes de contadores electrónicos, sin embargo solo aquellos contadores con sistema de cálculo análogo-digital son los más confiables, pues existen otros en base a semiconductores u otros sistemas que su exactitud no es estable.

2.9.1 Ventajas y desventajas de los contadores electrónicos

Dentro de las ventajas podemos mencionar:

- Medición más exacta, antes 2% ahora 0.5% a 0.2%.

- Medición de muchos de parámetros: Kwh, Kw, Kvarh, Kvar, factor de potencia, de 32 hasta 48 parámetros.
- Memoria masiva: Registro de eventos y mediciones en el tiempo, lectura de 3 meses anteriores, perfil de carga, etc.
- Comunicación por distintos medios: visual, directa a una PC, por módem telefónico.
- Capacidad de automatización de eventos.
- No se puede variar su exactitud, no se puede realizar fraude dentro del mismo contador.
- Capacidad de lectura de multi-tarifas: ya sean horarias, diarias o por estación.

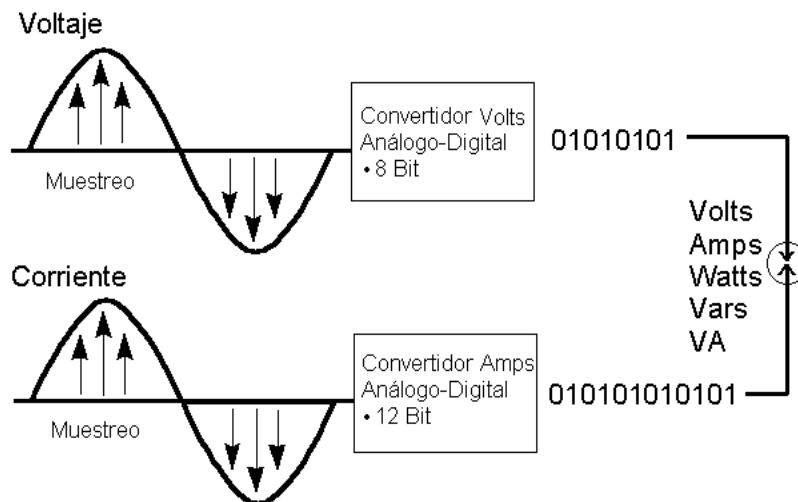
Dentro de las desventajas se puede mencionar:

- Si no hay voltaje en el servicio, no hay lecturas ni comunicación directa, salvo algunos casos con fuentes auxiliares como en sub-estaciones grandes. La mayor parte de los fabricantes utilizan la fase A para fuente de poder del contador.
- Por sus componentes electrónicos, son más sensibles a variaciones de voltaje, descargas electro-atmosféricas, por lo tanto se debe tener más cuidado en la tierra física, que la forma de poder aterrizarla es conectando una varilla coperwould donde la resistencia del medidor tiene que ser mayor a la varilla de cobre para que se puedan drenar corrientes que puedan dañar al medidor. Casi todos lo fabricantes utilizan componentes de grado militar, por lo que los contadores electrónicos son resistentes para uso en intemperie y altas temperaturas.

2.9.2 Principio de la medición electrónica

Los contadores electrónicos hacen muestreos tanto del voltaje como de la corriente de cada una de las fases y convierten esa información en códigos o números binarios (01010101), luego con distintos procesadores (chips) elaboran los cálculos y controles internos para asegurar su buen funcionamiento y exactitud. A continuación se muestra un diagrama del cálculo análogo-digital.

Figura 44. Gráficas análogo – digital de los medidores electrónicos



2.9.3 Ventajas y desventajas de las mediciones en los contadores electrónicos

Regularmente las pantallas solo pueden desplegar un parámetro a la vez, por lo tanto estos son mostrados en forma rotativa, definiendo el tiempo de exposición. Los parámetros presentados en la pantalla pueden ser hasta 48, entre los principales están:

- Energía: Kwh, Kvarh, Kvah, actual y de 1 a 3 meses anteriores.
- Demanda: Kw, Kvar, Kva, actual y de 1 a 3 meses anteriores.
- Fecha de última comunicación, de programación, último reseteo de la demanda, y muchos más que dependerán del fabricante.

2.9.4 Modos de operación

Los parámetros se pueden mostrar en 3 modos distintos:

2.9.4.1 Modo normal

Es el modo que estará mostrando las lecturas en forma regular, generalmente solo se presentan los parámetros de facturación, consumo Kwh, demanda Kw, energía reactiva Kvarh, factor de potencia, tiempo, registro del contador, número de serie del contador.

2.9.4.2 Modo alterno

Es el modo que se presenta con el accionamiento de un dispositivo y presentará temporalmente los datos que se han especificado en la programación, regularmente son datos que son de utilidad para un supervisor o auditor, como: lectura del mes anterior, última vez que se programó, número de veces que se ha cortado la energía eléctrica (apagones), etc.

2.9.4.3 Modo de prueba

Este modo permite hacer pruebas instalando el contador en una mesa de calibración o en el mismo servicio y hacer “pruebas” no calibración del contador, sin alterar los registros de lectura que existieran.

A continuación se presentan un modelo de una carátula de contadores electrónicos y un diseño de pantalla correspondiente:

Figura 45. Carátula contador quantum

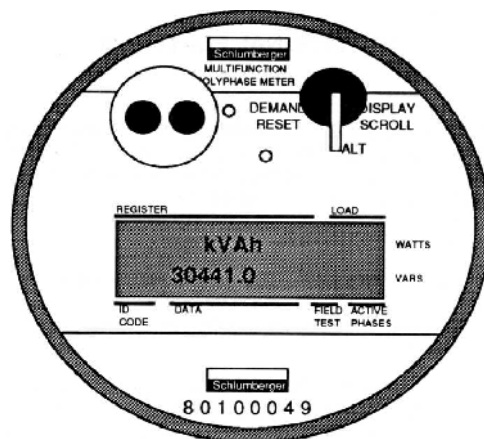
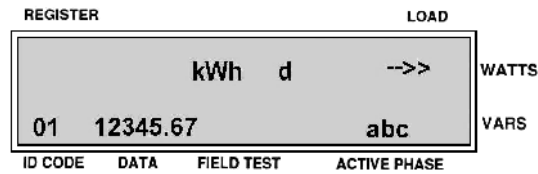


Figura 46. Pantalla del contador quantum

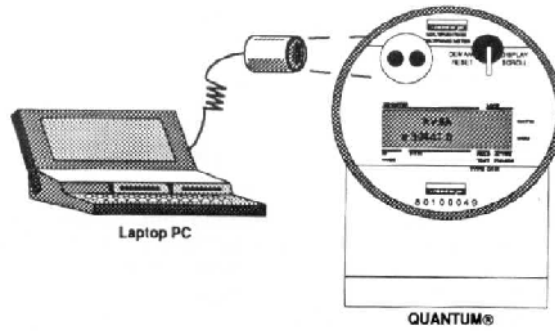


2.10 Formas de comunicación

Los contadores electrónicos pueden proporcionar la información por 3 formas generales:

- Por medio visual, con la pantalla.
- Por el Puerto Óptico a un dispositivo de memoria para lectura o a una computadora de escritorio o portátil.
- Por Módem Telefónico a una computadora.

Figura 47. Comunicación por puerto óptico y una computadora portátil



2.11 Cajas socket

Es el enchufe usado para conexiones eléctricas entre las líneas de servicio y el contador tipo socket. Es esencial que los contadores socket sean usados apropiadamente con las cajas correspondientes de acuerdo al número de terminales, capacidad de corriente (amps), derivación (By-pass), etc.

2.11.1 Capacidad

Se clasifican por su capacidad máxima de permitir el paso de corriente en forma continua, por lo tanto se debe utilizar de acuerdo a la capacidad del contador (clase), como se muestra en la Tabla V.

Por esto, nunca se debe conectar un contador clase 200 en una caja de 100 amperios.

2.11.2 Estilo

Pueden ser de dos tipos:

- Con anillo: o tipo ring, utilizan un anillo de acero inoxidable para asegurar el contador con la caja, el precinto de seguridad es instalado en este anillo.
- Sin anillo o ringless: no utilizan el anillo, la tapa de la caja es colocada sobre el aro del contador y el precinto se coloca en el cierre de la caja.

2.11.3 Derivación (by-pass)

Para contadores con transformadores de medición, tienen la derivación o by-pass para prevenir un circuito abierto en la señal de corriente de los transformadores de corriente (CT's) cuando el contador es instalado o removido, usualmente es de operación automática.

Figura 48. Caja para el interior

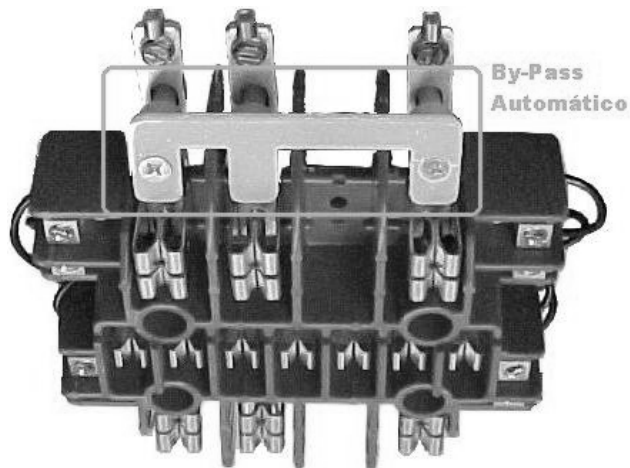
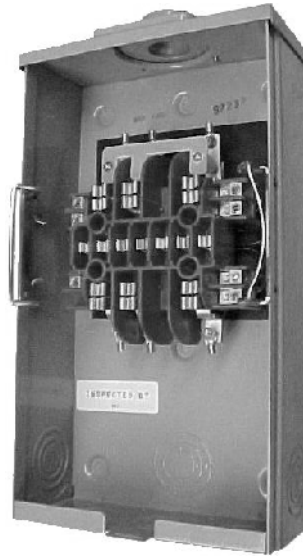


Figura 49. Caja de 13 terminales



Para contadores autocontenidos, la derivación o by-pass manual, es el camino entre las clavijas de entrada y salida para evitar una descarga al operador cuando el contador es removido de la caja si aun existe carga conectada en la instalación. A continuación se muestra la caja de 7 terminales con by-pass manual, para contador trifásico clase 200, autocontenido.

Figura 50. Caja socket para contadores autocontenido

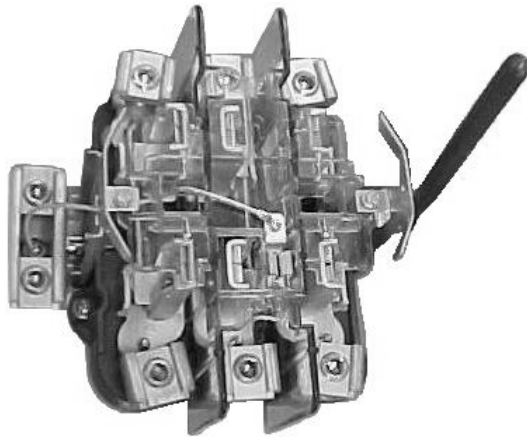
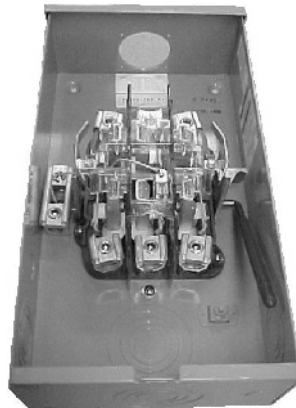


Figura 51. Caja para contador clase 200



2.12 Borneras de prueba

Las borneras de prueba se utilizan para:

- Cortocircuitar los CT's de una medición para aislar el contador para mantenimiento.
- Hacer pruebas al contador inyectando voltajes y corrientes de prueba (ANSI).
- Hacer pruebas al contador con los voltajes y corrientes del punto (IEC).
- Hacer pruebas a los circuitos y transformadores de voltaje y corriente.

Figura 52. Bornera de prueba para caja tipo (ANSI)

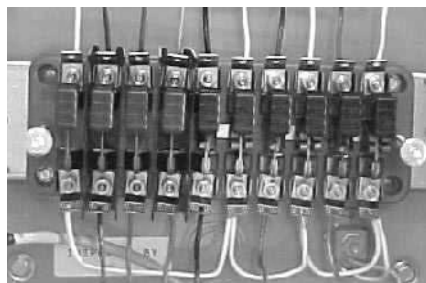


Figura 53. Bornera de prueba para tablero tipo (ANSI)

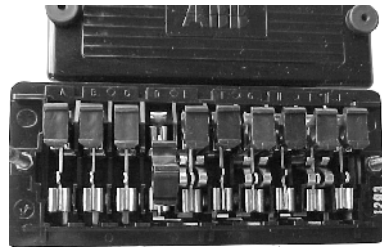
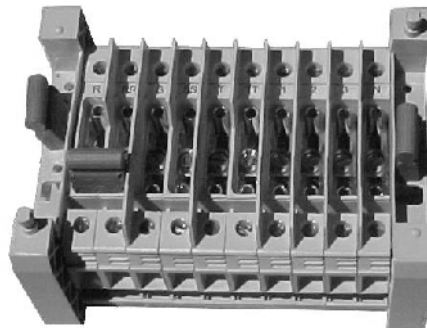


Figura 54. Bornera de prueba tipo (IEC)



2.13 Marchamos de seguridad

Los marchamos o precintos son dispositivos de seguridad instalados con el fin de evitar que un equipo o caja sea abierto sin la autorización y/o supervisión de la empresa distribuidora.

Varias compañías ofrecen distintos tipos de marchamos, de preferencia se deben utilizar marchamos cuya violación sea fácilmente detectable y que permita llevar un registro, es decir numerados y con identificación de la empresa.

Se deben instalar marchamos para proteger la cubierta del contador, las terminales de conexión, cubiertas de transformadores de corriente (CT) y de potencial (PT), caja tipo 3 y la caja del contador, de tal manera que cuando uno, cualquiera, de éstos equipos sea abierto, el marchamo se rompa irreparablemente y sea evidente su estado.

2.14 Alambrado de las instalaciones de los transformadores de instrumento y de los medidores electrónicos

Las conexiones de las mediciones varían según la compañía como por ejemplo las empresas comercializadoras de energía de Guatemala, los colores que se utilizan son los siguientes:

- Rojo fase A
- Azul fase B
- Negro fase C

Con los mismos colores se deben de cablear los transformadores de medición. Los colores de los cables son porque se rigen en la Normas IEEE o la norma ANSI.

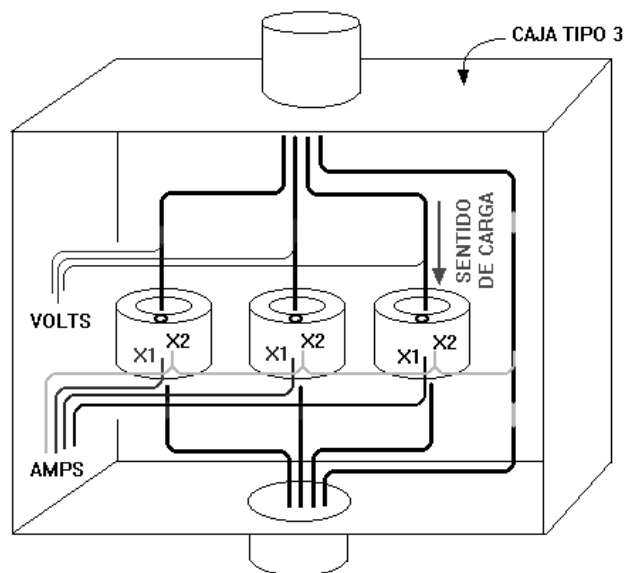
La norma IEC para identificar los cables de las instalaciones eléctricas donde se encuentran instalados los medidores de energía y los colores que utilizan son los siguientes:

- Rojo fase A
- Amarillo fase B
- Celeste fase C

Para identificar el neutro ambas compañías los distinguen con el color verde.

2.14.1 Alambrado de cómo se conectan a la bornera de prueba para poder realizar las verificaciones

Figura 55. Conexión de medición secundaria



A la hora de que se encuentren conectadas las líneas de voltaje de corriente y voltaje se puede comenzar con la verificación conectando el patrón que es el que se encarga de poder realizar la prueba.

El equipo tiene seis conexiones en donde tres conexiones son para alimentarlo con las tres fases de los voltajes y las otras tres conexiones son las que se utilizan para conectar las corrientes y en base de esos datos con que debe de cumplir el patrón para poder realizar la verificación.

Y también cuenta con un óptico que es el dispositivo que se le conecta al medidor para poderle realizar la verificación donde el óptico es el que se encarga de dar los pulsos de señal que el medidor da, esas señales las compara el patrón, y por medio de esas comparaciones es como se verifica el medidor ya que el patrón es 4 veces mas exacto que los medidores electrónicos es confiable para poder determinar si el medidor esta cumpliendo con la norma NCC-14.

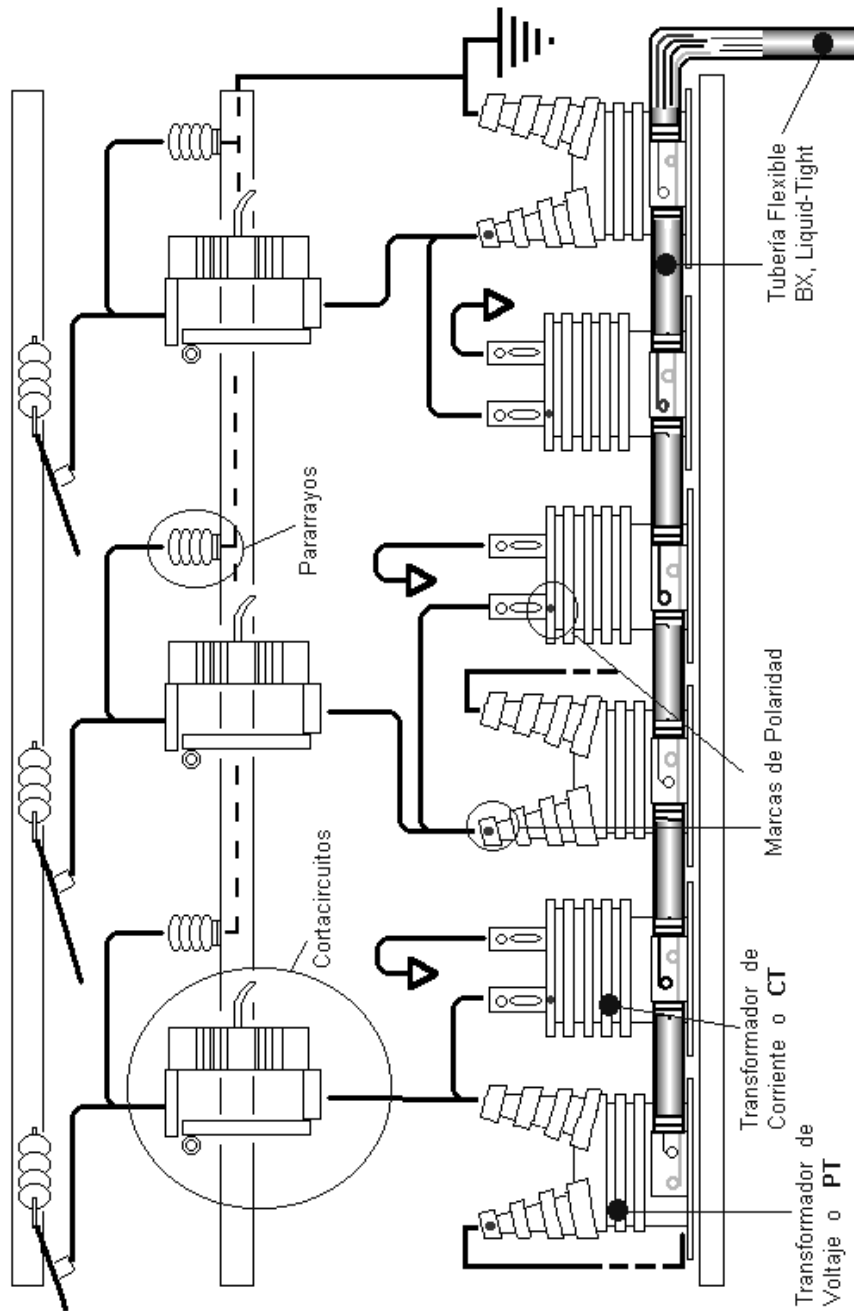
2.15 Alambrado de los transformadores de instrumento en el lado de alta tensión

Las conexiones de los transformadores de instrumento son exactamente igual que el alambrado de lado de baja tensión, donde existen dos formas de conectar los transformadores que son las siguientes:

- Conexión de 3 elementos

- Conexión de 2 ½ elementos

Figura 56. Alambrado de medición en baja tensión de tres elementos.



ALAMBADO EN BAJA DE MEDICION PRIMARIA
DE 3 ELEMENTOS

Figura 57. Alambrado de medición en alta tensión de tres elementos.

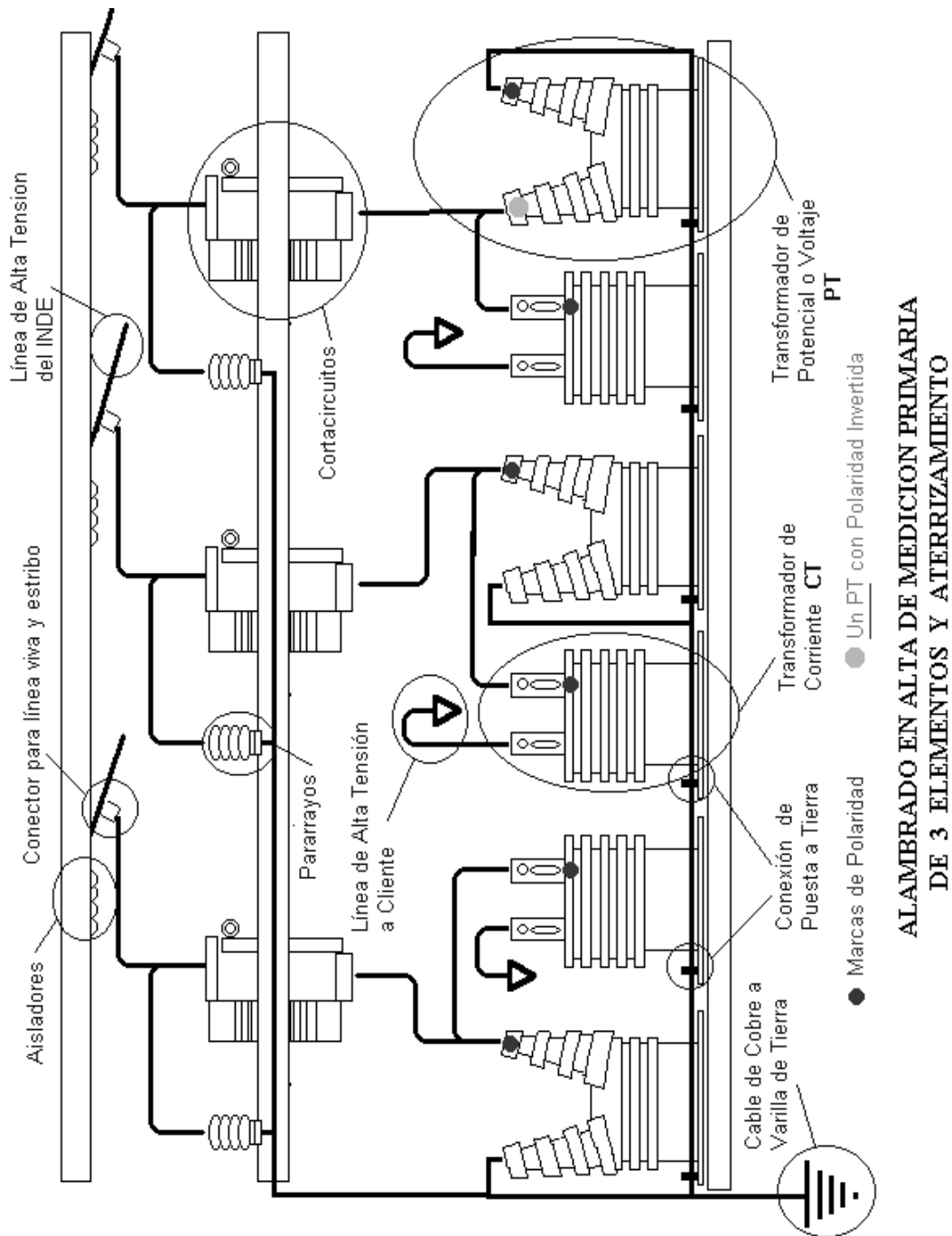


Figura 58. Alambrado de medición en baja tensión de 2 ½ elementos.

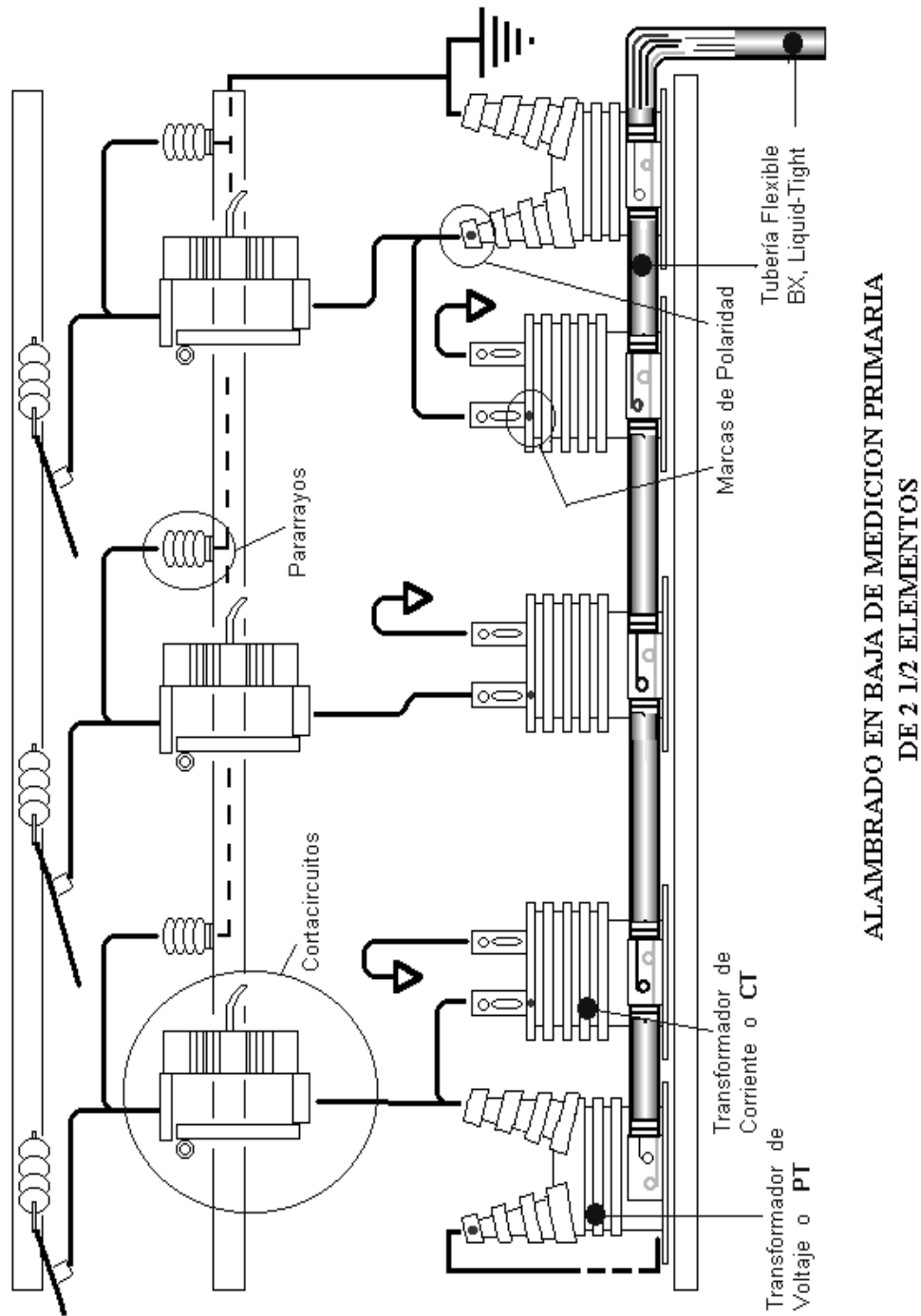


Figura 59. Alambrado de medición en alta tensión de 2 ½ elementos.

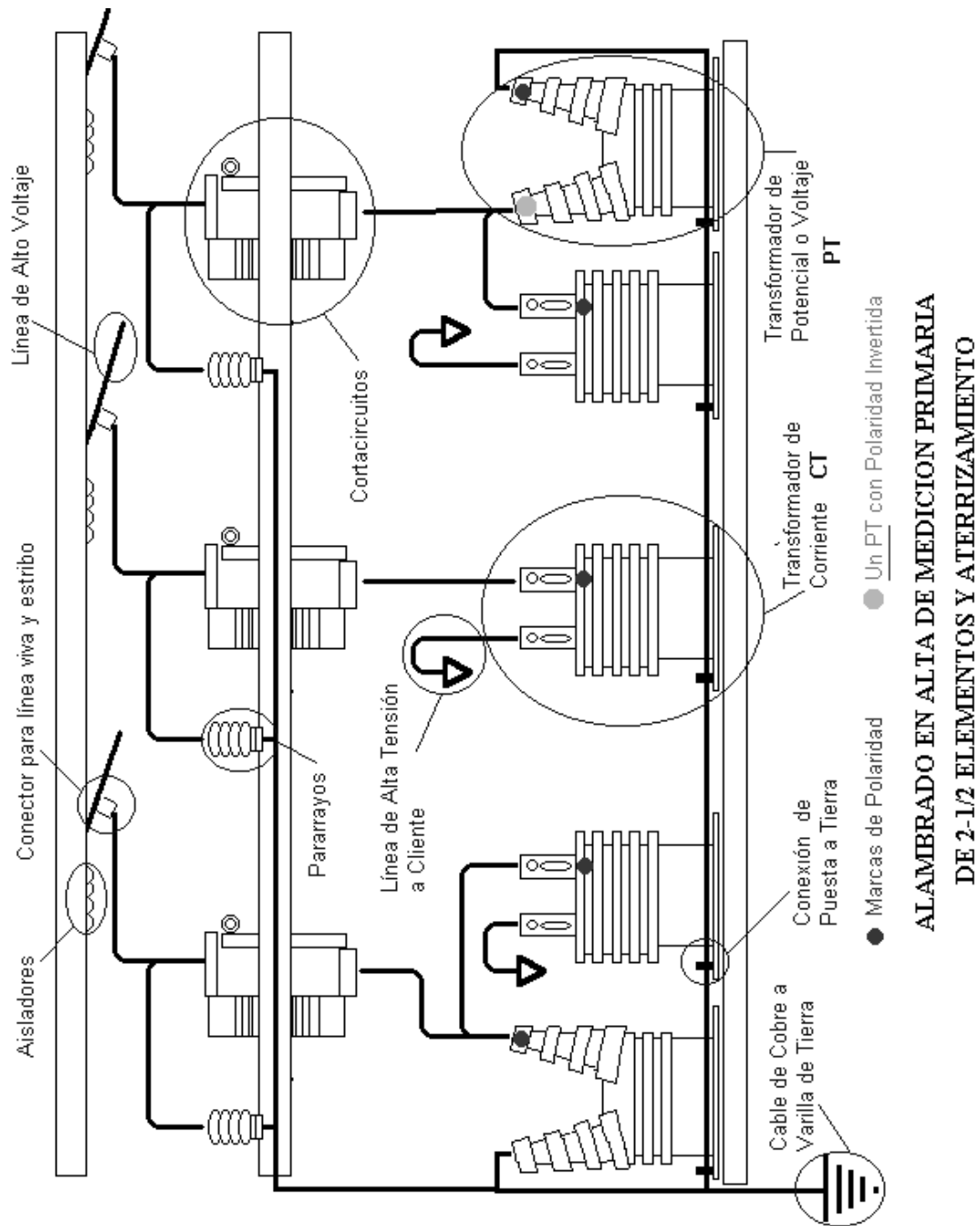


Figura 60. Diagrama unifilar de la conexión de alto voltaje y bajo voltaje de
la conexión de 3 elementos.

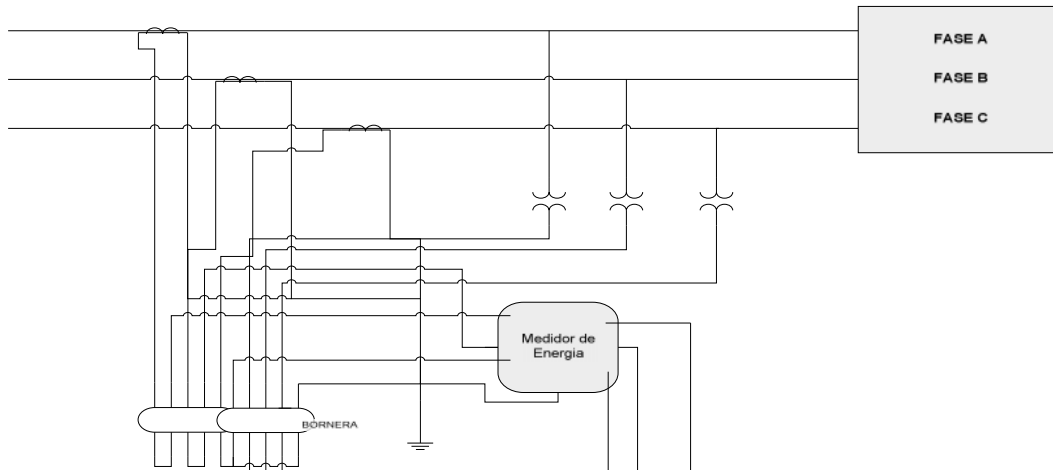
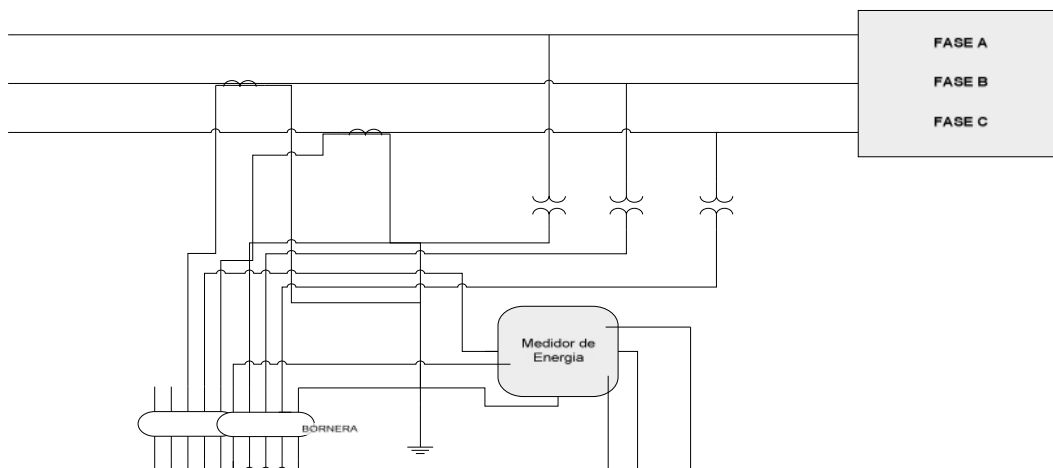


Figura 61. Diagrama unifilar de la conexión de alto voltaje y bajo voltaje de
la conexión de 2 1/2 elementos.



3 CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN, PATRONES Y VERIFICACIONES DE MEDIDORES EN EL MERCADO MAYORISTA

3.1 Qué es la calibración

La calibración es el conjunto de operaciones con las que se establece, en ciertas condiciones específicas, la correspondencia entre los valores indicados en un instrumento, equipo o sistema de medida, o por los valores representados por una medida materializada o material de referencia, y los valores conocidos correspondientes a una magnitud de medida o patrón, asegurando así la trazabilidad de las medidas a las correspondientes unidades básicas y procediendo a su ajuste o expresando esta correspondencia por medio de tablas o curvas de corrección.

Para calibrar un instrumento o patrón es necesario disponer de uno de mayor precisión que proporcione el valor convencionalmente verdadero que es el que se empleará para compararlo con la indicación del instrumento sometido a calibración.

La operación exitosa de cualquier proceso depende de la exactitud y el funcionamiento en la medición de cada instrumento en el lazo de control. La calibración del instrumento ayuda a asegurar que el proceso opere dentro de las especificaciones y produce un producto de calidad.

La calibración es la medición exacta y la comparación de las entradas y salidas de un instrumento contra un patrón conocido. A través de una interpretación adecuada de los resultados de esa comparación, pueden ser identificados y corregidos errores en los instrumentos. La calibración de instrumentos puede ser necesaria después de cambios en los parámetros del proceso o en componentes. Regularmente, programas de calibración son requeridos para prevenir los problemas antes de que ocurran.

Los instrumentos son los dispositivos que realizan las mediciones y el control del sistema.

3.2 Exactitud en la calibración

La exactitud es un factor esencial en el funcionamiento de un instrumento. En la calibración de instrumentos la exactitud tiene un significado especial: La exactitud se refiere a que tan cerca de una medición representa un valor verdadero.

3.2.1 Por qué es importante calibrar

El envejecimiento de los componentes, los cambios de temperatura y el estrés mecánico que soportan los equipos deterioran poco a poco sus funciones. Cuando esto sucede, los ensayos y las medidas comienzan a perder confianza y se refleja tanto en el diseño como en la calidad de los resultados. Este tipo de situaciones puede ser evitado, por medio del proceso de calibración.

La correcta calibración de los equipos proporciona la seguridad de que los productos o servicios que se ofrecen reúnen las especificaciones requeridas. Cada vez son más numerosas las razones que llevan a los fabricantes a calibrar sus equipos de medida, con el fin de:

- Mantener y verificar el buen funcionamiento de los equipos.
- Responder a los requisitos establecidos en las normas de calidad.
- Garantizar la fiabilidad y trazabilidad de las mediciones.

3.3 Los intervalos de error en que deben de estar los medidores de energía según la norma NCC-14 del AMM.

Según lo establecido en la norma de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial los intervalos permitidos en que deben de estar los medidores para que se encuentren dentro de lo establecido deben de estar entre un rango de +/- 0.2%.

Para determinar ese intervalo se debe de tener un patrón que debe de ser 4 veces mas exacto que los medidores y para poder realizar las verificaciones los patrones deben de estar calibrados y el período máximo para que puedan de estar disponibles para las verificaciones deben de estar calibrados en un periodo de 1 año como máximo.

Si a la hora de no estar dentro del intervalo de $\pm 0.2\%$ los medidores se deben de proceder a realizar los procedimientos legales según la norma de habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial.

Los que se debe de realizar es precintar el medidor para que después se le realicen pruebas de laboratorio y a la hora de cambiar el medidor hay que sustituirlo con otro que debe de tener como máximo un período de calibración de 6 meses y las pruebas que se le deben de realizar a los medidores con que no estén dentro del rango de $\pm 0.2\%$ son las siguientes:

- Plena carga (2.5 amperios) con factor de potencia = 1.
- Plena carga (2.5 amperios) con factor de potencia = 0.5.

- Baja carga (0.25 amperios) con factor de potencia = 1.

Con cada una de esas pruebas deben de calcularse el error de la medición:

$$\text{err} = \text{Md} - \text{Mp} / \text{Mp} * 100 \quad (3.1)$$

Donde:

- err = Porcentaje de error de medición.
- Md = Medición del medidor.
- Mp = Medición patrón.

Cuando alguna de las 3 pruebas de un resultado fuera del rango -0.2% a $+0.2\%$ se aplicará el ajuste de energía con el valor de error (err) calculada para esa prueba que se aleje mas del rango de la norma, donde la fórmula de ajuste de energía es la siguiente:

$$E_c = \text{em} * \text{FA} / (1 + (\text{err} / 100)) \quad (3.2)$$

Donde:

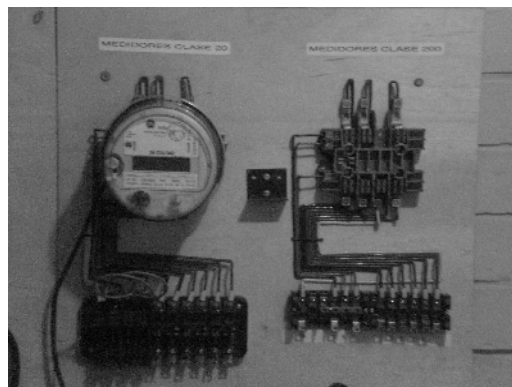
- **Ec** = Energía que se contabilizará en el medidor que haya registrado inexactitud e imprecisión en la medición para efectos de liquidación en el mercado mayorista.
- **em** = Energía medida por el medidor que fue objeto de la medición.
- **err** = Valor algebraico de porcentaje de error reportado por la empresa que realizó la verificación. Es el valor de error más alejado del rango establecido en esta NCC de las tres pruebas realizadas. En caso de tratarse de un ajuste de energía por fraude, el porcentaje de error es el porcentaje de energía consumida y no medida en el medidor oficial detectada por el AMM durante la comprobación del fraude.
- **FA**= Factor de ajuste. Para casos en que el error se encuentre fuera del rango (-5% al 5%), FA tendrá un valor de 0.5 para participantes productores y para participantes consumidores tendrá un valor de 2, para errores dentro del rango (-5% a 5%) el factor FA es igual a 1.

La energía ajustada será liquidada al promedio del spot durante el período de ajuste y el monto será asignado conforme el procedimiento establecido por el administrador del mercado mayorista.

Y a la hora de que no cumplan con lo de la norma NCC-14 se deben de realizarle unas pruebas de calibración mencionada en el inciso 3.3. donde se debe de tener mesas de calibración donde se verificaran si están dañados.

Estas mesas de calibración son especiales para poder determinar si están dentro de lo establecido y que puedan operar dentro del mercado mayorista.

Figura 62. Mesa de calibración para medidores de energía



3.4 Verificaciones

3.4.1 Verificaciones de campo

Las verificaciones de campo se realizan con un patrón que sea 4 veces más exacto que el medidor de energía, y la verificación se realiza con la carga actual con la que se está registrando en la memoria del medidor y luego se le hacen las pruebas de exactitud correspondientes que no es más de comparar los valores del patrón versus los valores del medidor de energía, y luego se le corren tres corridas con tres pulsos por cada corrida donde los pulsos dependen del kh que es la constante de revoluciones por pulso que normalmente traen configurado un kh con 1.8.

3.4.2 Verificaciones en laboratorio

Las verificaciones en laboratorio se realizan a todos los medidores que no cumplen con lo establecido según el inciso 14.12 de la norma NCC-14, donde se le realizan unas pruebas con una carga fantasma que no es mas que inyectarle una corriente y un voltaje con distintos factores de potencia para poder comparar los datos que se obtienen en cada medición ya mencionado en el inciso 3.6. y realizar lo que se debe de realizar según la norma NCC-14.

3.2 Procedimiento para conectar el RD-30 a los medidores de energía

1. Realizar las conexiones de los cables de corrientes y voltajes primero en el RD-30 y luego en la bornera de pruebas del medidor.
 - a. Conectar primero los cables de voltaje, neutro (cable negro) y fases (cables rojos) en esta secuencia.
 - b. Conectar cables de corriente (cables grises) tomando en cuenta el sentido de la corriente, la parte dorada corresponde con el jack

rojo y la parte plateada con el jack negro. La corriente debe entrar por el jack rojo salir por el jack negro en el caso de estar entregando energía y en el sentido inverso si se esta recibiendo energía.

2. Conectar el cable del lector óptico al puerto del medidor, conectar el conector lemo en el pickup de RD-30 alineando las marcas rojas, (parte posterior del equipo).
3. Conectar el cable de la fuente del RD-30, esperar el procedimiento de encendido del equipo el led de la parte inferior derecho del frente del equipo al encenderlo es rojo luego cambia a amarillo y cuando termina de cargar el sistema operativo es verde y aparece en la parte superior de la pantalla el número de serie del RD-30. (RD-30-233 300166).
4. Para comprobar si la conexión del medidor se realizó correctamente se puede seleccionar la opción "vectors" para ver el diagrama fasorial; se puede verificar el ángulo de desfase de la corriente respecto al voltaje, si el desfase se encuentra entre 0 y 90 grados esta recibiendo pero si el

desfase esta entre 170 y 210 grados esta entregando energía. Para salvar el diagrama pulsar el botón “save”, y después pulsar los botones ok.

5. Seleccionar la opción “run meter test”.
 - a. Seleccionar la pestaña “dut3” (si es un medidor trifásico).
 - i. En la casilla “dut s/n” ingresar el número de serie del medidor que se va a verificar.
 - ii. En la casilla “dut kh/pulse” ingresar el valor de kh o kt de la placa del medidor.
 - iii. En la casilla “#pulses” seleccionar la cantidad de pulsos.
 - iv. En la casilla “input” seleccionar input 3. Cuando es trifásico (delta o estrella) seleccionar total.

- v. En la casilla “dut elem.” seleccionar. Esta selección va a depender del tipo de medidor a verificar (1 elemento, 2 elementos y 2 ½ elementos). Cuando es trifásico (delta o estrella) no es necesario hacer selección.
 - vi. En la casilla “#runs” seleccionar la cantidad de corridas de la prueba.
 - vii. Nombrar la configuración y salvarla. Opcional.
- b. Seleccionar la pestaña “run”.
- i. En la parte inferior de la pantalla aparecen tres cuadros en blanco, seleccionar el cuadro “dut3”.
 - ii. Pulsar el botón “run”, este botón cambia a “abort” con esta acción da inicio la prueba, esperar hasta que este botón vuelva a “run”.

- c. Seleccionar la pestaña “view results”.
 - i. Seleccionar el botón “view results”.
 - ii. Seleccionar el botón “view” para ver el reporte de la verificación (este paso es opcional).
 - iii. Seleccionar el botón “export”.
 - iv. Para guardar el reporte, nombrarlo, y salvar, pulsar los botones “ok”.
 - v. Salir de estas ventanas pulsando la X de la parte superior derecha.
- d. Para salir de esta opción pulsar la X de la parte superior derecha.

Figura 63. Conexión de RD-30 a los medidores de energía.

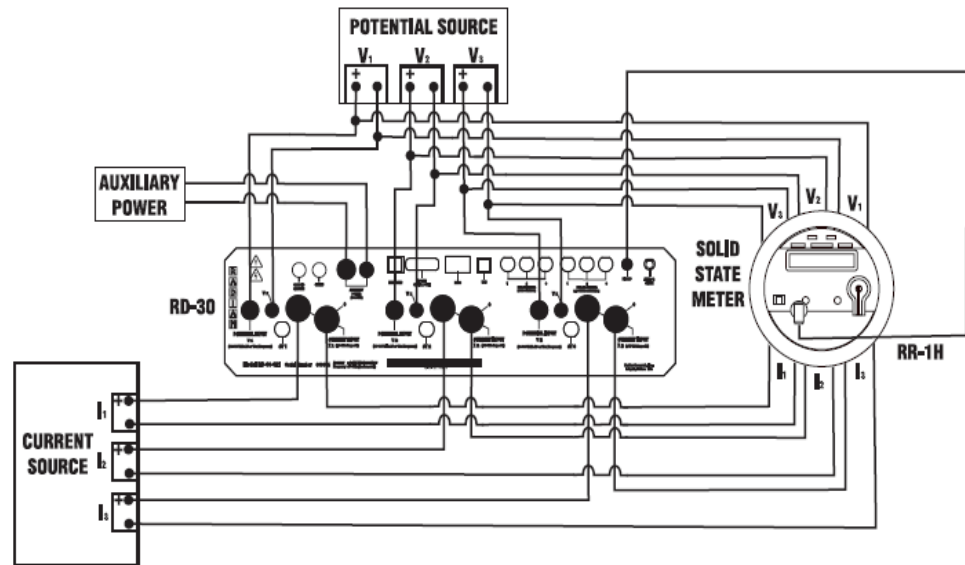


Figura 64. Imagen de vectores del patrón RD-30.

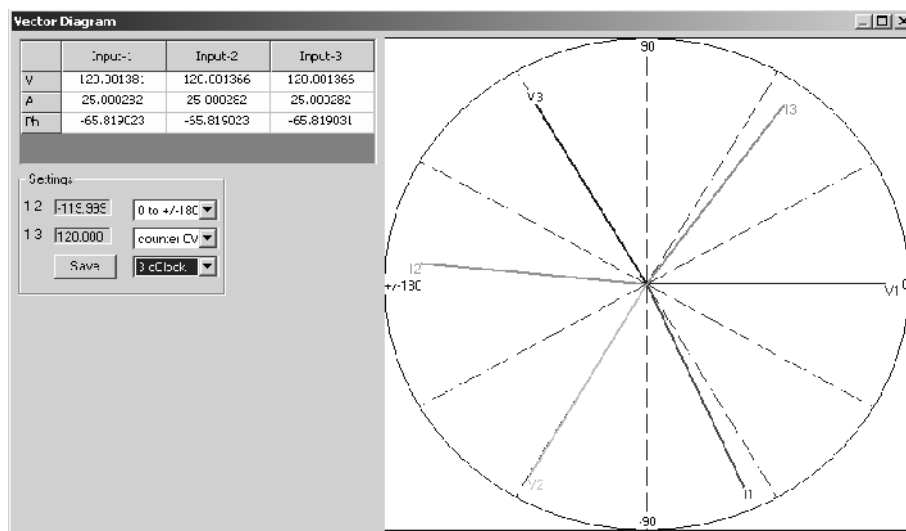


Figura 65. Tabla de datos del RD-30.

Metrics View				
Inst	Min	Max	Accum	Options
	Input 1	Input 2	Input 3	Net
V	0.023836	0.021472	0.021465	N/A
A	4.505610E-006	2.847467E-006	7.115511E-006	N/A
W	-1.984717E-009	-2.431967E-009	2.470588E-008	2.281746E-008
VA	1.075046E-007	6.113457E-008	1.531084E-007	3.249012E-007
VAR	-9.888447E-010	2.855502E-011	-9.136324E-009	-7.748512E-009
Hz	74.393036	74.854401	72.922882	N/A
oP	153.516159	-179.327301	20.294577	N/A
PF	-0.018462	-0.039781	0.161362	N/A
ASn	N/A	N/A	-1.289771E-010	N/A
doP	0.000000	-32.025669	-3.106720	N/A
V Delta	0.020342	0.019772	0.020107	N/A
W Delta	-2.702855E-010	0.000000	-1.679731E-009	1.323714E-009
VA Delta	9.167081E-008	0.000000	1.431790E-007	1.514060E-008
VAR Delta	-4.644064E-010	0.000000	-1.864143E-008	-1.508263E-008
VAR X WYE	-1.579924E-010	2.444217E-010	1.729956E-009	4.197361E-009
VAR X Delta	2.495513E-009	0.000000	5.089104E-008	5.502862E-008

Con la tabla mostrada en la figura 63 se comparan las mediciones de los medidores de energía versus las mediciones del patrón. Donde se muestran los valores de los voltajes de las tres fases, las corrientes de las tres fases y todos los parámetros eléctricos para poder obtener los datos necesarios de una medición.

Figura 66. Prueba de los medidores.

The image shows a software window titled "Meter Test". At the top, there are tabs for "DUT 1", "Run", and "View Results", along with a "Maximize" button. The main area contains several configuration fields:

- DUT S/N**: A text input field.
- Wh/pulse**: A text input field with the value "1.00000000".
- Pulses / Kh**: A spin box with the value "1".
- DUT Elem**: A dropdown menu with "1" selected.
- #Pulses**: A spin box with the value "5".
- Test Func**: A dropdown menu with "Wh" selected.
- Test By**: A dropdown menu with "Pulse" selected.
- Test Type**: A dropdown menu with "FL" selected.
- STD Elem**: A dropdown menu with "1" selected.
- Input**: A dropdown menu with "Input-1" selected.
- State**: A dropdown menu with "As Found" selected.
- #Runs**: A spin box with the value "1".
- Sensor**: A checked checkbox.

At the bottom left, there are "Save" and "Open" buttons.

Tabla VI. Ventajas de pruebas (cargas fantasmas y con carga real)

COMPARACIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBA DE CAMPO (VENTAJAS)	
PRUEBAS CON INYECCION DE CARGA (Sistema ANSI)	PRUEBA CON CARGA REAL (Sistema IEC)
Se puede realizar pruebas a distintas cargas dentro de todo el rango de carga del contador.	Se verifica el contador en "uno o pocos" puntos de la carga real
Al verificar la exactitud en los puntos especificados en las Normas ANSI, IEC u otra norma, se puede emitir un certificado de exactitud del contador. El contador se puede calibrar.	Se puede verificar el desbalance de la carga en ciertos puntos en tiempos definidos
Se puede verificar el contador en distintos puntos de voltaje, desde el mínimo, promedio y máximo experimentado en el punto de medición. Las pruebas se realizan con voltajes y corrientes sin ninguna distorsión pues son generadas por los equipos de prueba.	Se pueden realizar las pruebas sin desconectar el contador de los CT's y PT's, con lo cual no se pierden datos de la medición.
Las pruebas se pueden realizar con energía recibiendo o entregando obteniendo resultados y certificación en las dos situaciones La duración de la prueba en cada punto de carga, voltaje y factor de potencia esta definido previamente y se puede realizar las veces que sea necesario.	
Los contadores son fabricados para cumplir ciertas normas de exactitud, las cuales definen puntos de verificación con variables de carga, voltaje, factor de potencia y tiempo de las pruebas. Ver normas	
El tiempo total de prueba generalmente es mucho mas corto porque es una prueba previamente definida.	

Tabla VII. Desventajas de pruebas (cargas fantasmas y con carga real)

COMPARACIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBA DE CAMPO (DESVENTAJAS)	
PRUEBAS CON INYECCIÓN DE CARGA (Sistema ANSI)	PRUEBA CON CARGA REAL (Sistema IEC)
La carga es ficticia, pero se pueden realizar pruebas en distintos puntos típicos del punto de medición.	Puntos de chequeo Solo se puede verificar que el contador cumple en un punto determinado pero no que cumple con los requisitos de exactitud en normas ANSI, IEC u otra norma. No se puede calibrar el contador.
No se puede verificar desbalance de carga, para esto se puede utilizar el mismo contador u otros equipos específicos para análisis Para realizar la prueba se deben desconectar el contador de los CT's y PT's.	Las cargas deben estar balanceadas, de acuerdo a la norma IEC 60687. Se verifica el contador en "uno o pocos" puntos de voltaje real.
	Las pruebas se realizan con voltajes y corrientes del sistema, las cuales pueden tener distorsiones como armónicos, flikers, trascientes, voltaje inestable.
	Las pruebas se realizan en el sentido que esté la carga, no se pueden hacer cambios.
	Solo se puede verificar los contadores con cargas puntuales dadas por el sistema y en algunos casos se puede variar la carga, con perjuicio del consumidor. El tiempo de la prueba no es definido, si la carga es muy baja el tiempo de prueba es largo.
	Las pruebas dependen de la carga del consumidor. No se puede realizar las pruebas exigidas por las Normas IEC o ANSI.
	El tiempo total de prueba es variable y muchas veces mas largo porque depende de la carga del consumidor y aumentar la carga muchas veces llevan mucho tiempo

4 RESULTADO DE LAS VERIFICACIONES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA

4.1 Tipos de observaciones que se encontraron en las verificaciones periódicas a las mediciones de los participantes del mercado mayorista

Durante las verificaciones que se realizaron a los medidores de los participantes del mercado mayorista de Guatemala se encontraron varios puntos de medición que no estaban cumpliendo con lo establecido en la norma comercial NCC-14, habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial, donde se establece que cada punto de medición cumpla con los requerimientos de la misma.

A continuación se listan algunos requisitos importantes para que los puntos de medición se encuentren dentro lo establecido a la norma NCC-14:

- a. Que si el punto de medición tiene una carga mayor o igual a 500 KVA debe de cumplir con lo que establece el inciso 14.6 de la norma comercial NCC-14, que establece que debe de tener un medidor oficial y uno de respaldo pero si la carga es menor a 500 KVA no es necesario conectar un medidor de respaldo.
- b. Que los medidores deben de estar sincronizados en el tiempo con un dispositivo de alta precisión, los medidores se les permite estar desfasados +/- 1 minuto en el tiempo según el inciso 14.7 bis de la norma comercial NCC-14.
- c. Los medidores deben de estar en un rango de precisión que es +/- 0.2% como lo establece el inciso 14.12 la norma comercial NCC-14 donde si no cumplen debe de realizarse el procedimiento mencionado en el mismo inciso.

- d. Los medidores deben de tener una manera de poder comunicarse para poder interrogarlos, deben de cumplir con lo mencionado en el inciso 14.8 de la norma comercial NCC-14.

- e. Deben de desplegar y registrar los datos de potencia activa y reactiva recibida y/o entregada, energía activa y reactiva recibida y/o entregada, factor de potencia, voltajes instantáneos como lo menciona el inciso 14.3 de la norma comercial NCC-14.

4.2 Requisitos de instalación

El o los medidores correspondientes a los puntos de medición deberán cumplir los siguientes requisitos:

- a. Deberán instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.

- b. Los gabinetes deberán tener grado de protección mecánica no inferior a la norma IEC IP40 o equivalente, para instalación interior, ó IEC IP54 o equivalente, para instalación a la intemperie o en ambientes de elevada contaminación. En todos los casos deberán incluir una placa de identificación del punto de medición la cual será proporcionada por el administrador del mercado mayorista.

- c. Cada punto deberá de contar con una bornera de verificación precintable en la cual estén accesibles todas las conexiones de tensión y de corriente y que permita la verificación con un instrumento para tal uso.

- d. Todas las componentes de los circuitos de medición, desde los transformadores de medida hasta los medidores, deberán de contar con tapas precintables, de manera de impedir todo acceso a los bornes.

- e. Los cables correspondientes a los circuitos de tensión deberán de seleccionarse de tal manera que la caída de tensión en ellos sea inferior a 0.2%.

- f. El punto de neutro de los transformadores de medida, los blindajes de cable y toda parte metálica accesible a los gabinetes y equipos no deberán provocar peligro, tensión de contacto a las personas.

- g. Para la instalación de equipos de medición en las subestaciones, los medidores deberán estar ubicados en el perímetro de la subestación.

- h. Para grandes usuarios los equipos de medida deberán estar accesibles, deberán alcanzarse para la toma de lecturas, operación, reposición o verificación con instrumentos para tal uso, sin quitar obstáculos.

4.3 Tipo y cantidad de observaciones que se encontraron en las verificaciones de medición de los participantes del mercado mayorista

- Medidores que salieron fuera del rango establecido por la norma comercial NCC-14 fueron: 27 medidores.
- Subestaciones en donde hicieron falta los medidores de servicios propios, medidor de trelec: 17 medidores.
- Puntos en donde no tiene instalado el medidor de respaldo debido a que la carga es mayor a 500KVA: 24 puntos.
- Puntos donde la bornera esta mal cableada motivo por lo cual no se puede realizar las verificaciones: 11 puntos.
- Borneras que no tienen tapa precintable: 35 puntos.
- Medidores que tienen el display quemados: 3 medidores.

- Puntos en donde la bornera no es la apropiada para realizar la verificación bornera tipo ritz: 12 puntos.
- Puntos en donde no hay bornera de prueba para poder realizar las verificaciones: 8 puntos.
- Medidores que no emite pulsos y que tienen un valor de Kh desconocido: 10 medidores.
- Medidores que tienen agregado el multiplicador: 2 medidores.
- Puntos que no tienen instalada una telemedida: 49 puntos.
- Medidores que no están sincronizados con un dispositivo de alta precisión, tienen más +/- 1 minuto adelantado o atrasado: 245 medidores.
- Medidores que no muestran las magnitudes según el inciso 14.3 de la noma comercial NCC-14: 113 medidores.

- Plantas generadoras que no tienen instalados los medidores por unidad generadora: 25 plantas generadoras.

En total de todos los incumplimientos que se encontraron en la verificación a los puntos de medición de la república de Guatemala son: 581 incumplimientos.

4.4 Procedimiento que se debe de realizar para las observaciones mencionadas anteriormente para que los puntos cumplan con la norma comercial NCC-14

Para los incumplimientos mencionados en el apartado 4.3. se debe de realizar el siguiente procedimiento para que puedan cumplir con la norma comercial NCC-14.

- Debe de cambiar los medidores o realizar una prueba de laboratorio mencionado en el inciso 14.12. de la norma comercial NCC-14.

- Instalar los medidores de servicios propios para poder registrar todo consumo propio de la subestación.
- Instalar el medidor de respaldo por la carga que tiene instalada mayor a 500 KVA.
- Cablear la bornera correctamente para poder realizar la verificación correspondiente a los puntos de medición.
- Colocar la tapa precintable a la bornera para no tener acceso a las conexiones de voltajes y corrientes.
- Cambiar el display de los medidores para que muestren los datos registrados por el medidor.
- Colocar una bornera que tenga la capacidad de poder abrir las clavijas de corrientes sin que se dañen los transformadores de corriente y poder realizar la verificación.

- Colocar la bornera apropiada para poder realizar la verificación al punto de medición.
- Se debe de configurar los medidores para que el valor del Kh sea un valor conocido.
- Deben de programarlo para poder colocarlo en modo de prueba.
- Deben de instalarle una línea telefónica para poder comunicarse para bajar información.
- Deben de sincronizar los medidores con un dispositivo de alta precisión.
- Configurar los medidores para que muestren los datos a registrar como lo indica la norma comercial NCC-14
- Deben de instalar los medidores para cada unidad generadora como lo indica el inciso 14.2 c.1 de la norma comercial NCC-14.

4.5 Costos que se deben de hacer para las observaciones que se determinaron en los punto de medición del mercado mayorista de Guatemala

- Son 27 medidores que salieron fuera del rango establecido por la norma NCC-14 donde la sincronización tiene un costo de Q 400.00 por medidor donde el total es de Q 10800.00.
- Son 17 medidores de servicios propios que no fueron instalados en las subestaciones donde la instalación tiene un precio de Q 450.00 por medidor donde el total es de Q 7650.00.
- Son 24 puntos en donde no se encontraron los medidores de respaldo donde cada medidor tiene un precio de Q 2754.00 por medidor donde el total es de Q 66096.00.
- Son 11 puntos donde se encontraron mal cableadas donde el costo por cablear correctamente la bornera es de Q 120.00 por punto donde el total es de Q 1320.00.

- Son 35 borneras que no tiene tapa precintable donde el costo por tapadera es de Q 50.00 donde el total es de Q 1750.00.
- Son 3 medidores que el display lo tienen dañado donde el precio del display es de Q 1000.00 donde el total es de Q 3000.00.
- Son 20 puntos en que se deben de cambiar la bornera o hace falta bornera en las instalaciones el precio de cada bornera es de Q 600.00 donde el total es de Q 12000.00.
- Son 370 medidores que necesitan ser programados con una nueva configuración el costo es Q 350.00 donde el total es de Q 129500.00.
- Son 49 puntos de medición que le hace falta la conexión de telemedia el costo es de Q 1500.00 por punto donde el total es de Q 73500.00.

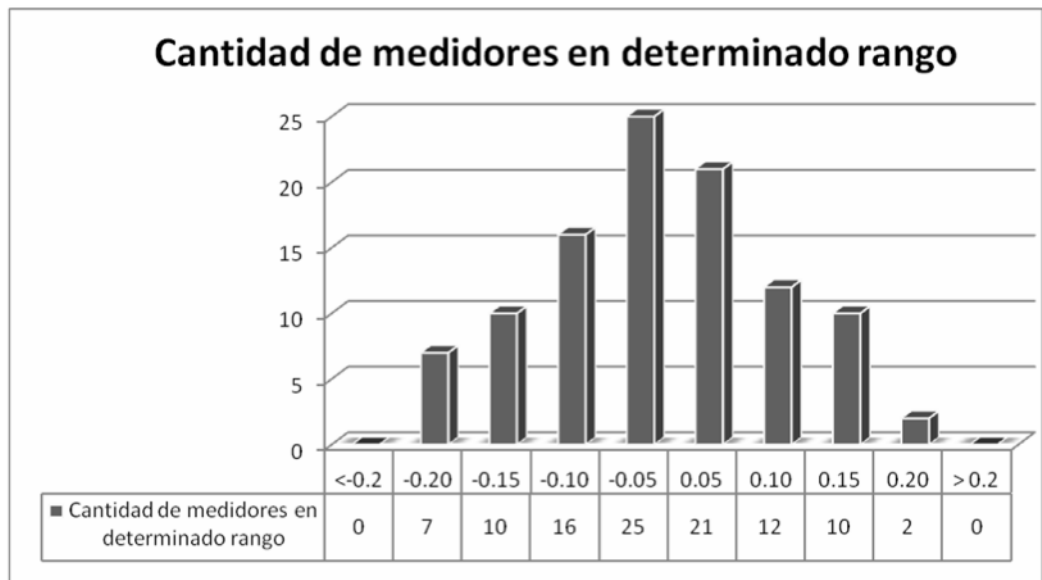
Donde el total de todas las observaciones que se obtuvieron en la norma NCC-14 para que cumplan es de Q 305616.00.

4.6 Gráficas de los resultados de las verificaciones según el rango de error

Tabla VIII. Datos de los resultados del mes de enero

0	Rango menor -0.2
7	-0.20
10	-0.15
16	-0.10
25	-0.05
21	0.05
12	0.10
10	0.15
2	0.20
0	Rango mayor 0.2

Figura 67. Gráfica del mes de enero 2009



VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA.

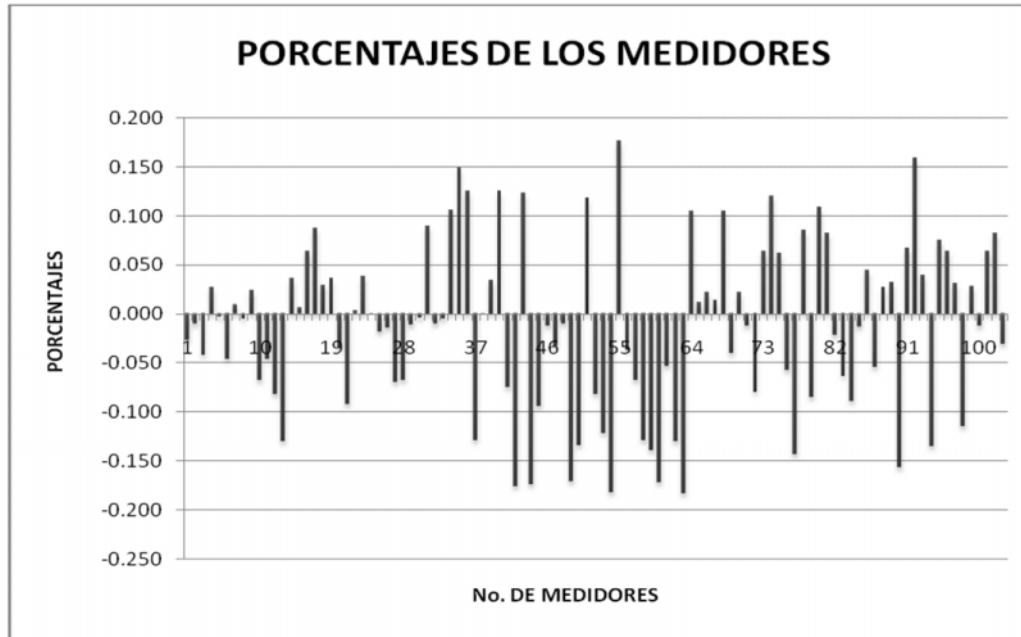


Tabla IX. Datos de los resultados del mes de febrero 2009.

2	Rango menor - 0.2
2	-0.20
5	-0.15
13	-0.10
4	-0.05
13	0.05
8	0.10
8	0.15
2	0.20
1	Rango mayor 0.2

Figura 68. Gráfica del mes de febrero 2009

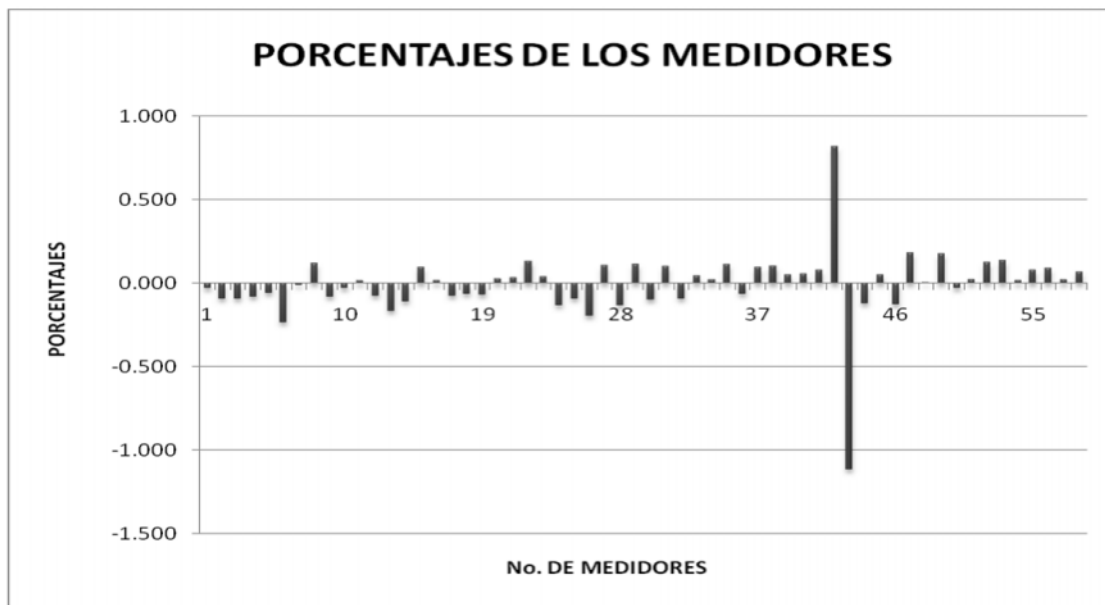
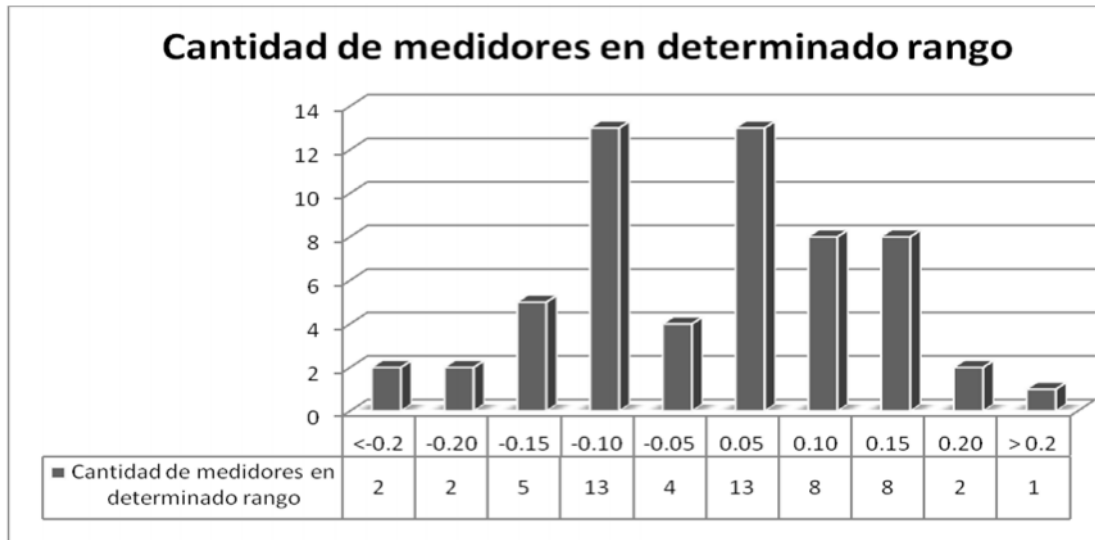
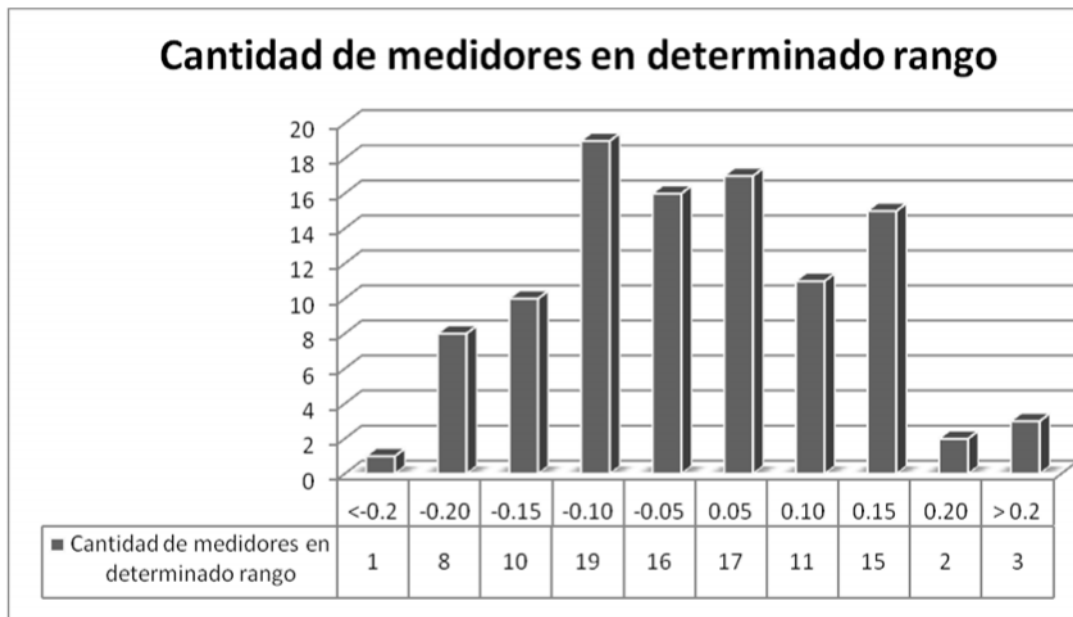


Tabla X. Datos de los resultados del mes de marzo 2009.

1	Rango menor - 0.2
8	-0.20
10	-0.15
19	-0.10
16	-0.05
17	0.05
11	0.10
15	0.15
2	0.20
3	Rango mayor 0.2

Figura 69. Gráfica del mes de marzo 2009.



VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA.

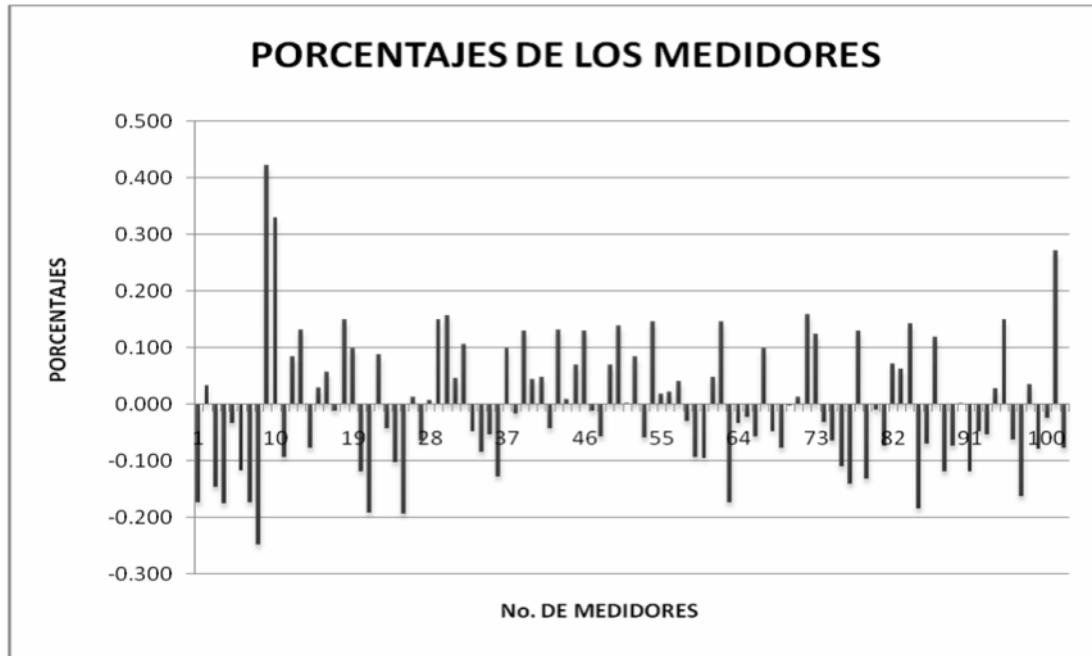


Tabla XI. Datos de los resultados del mes de abril 2009.

0	Rango menor-0.2
8	-0.20
16	-0.15
12	-0.10
17	-0.05
31	0.05
27	0.10
12	0.15
3	0.20
0	Rango mayor 0.2

Figura 70. Gráfica del mes de abril 2009.

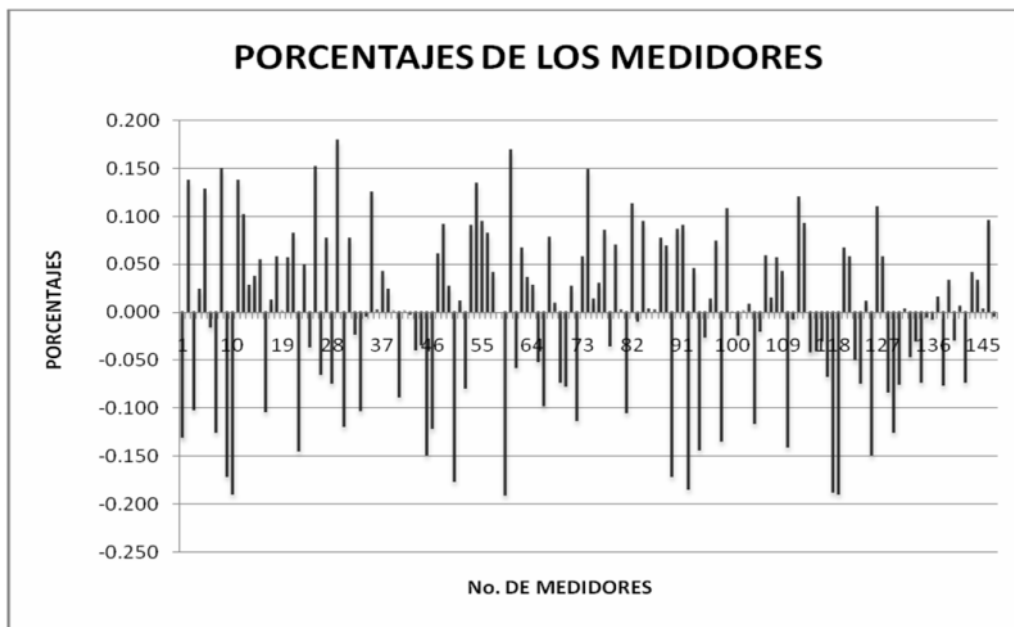
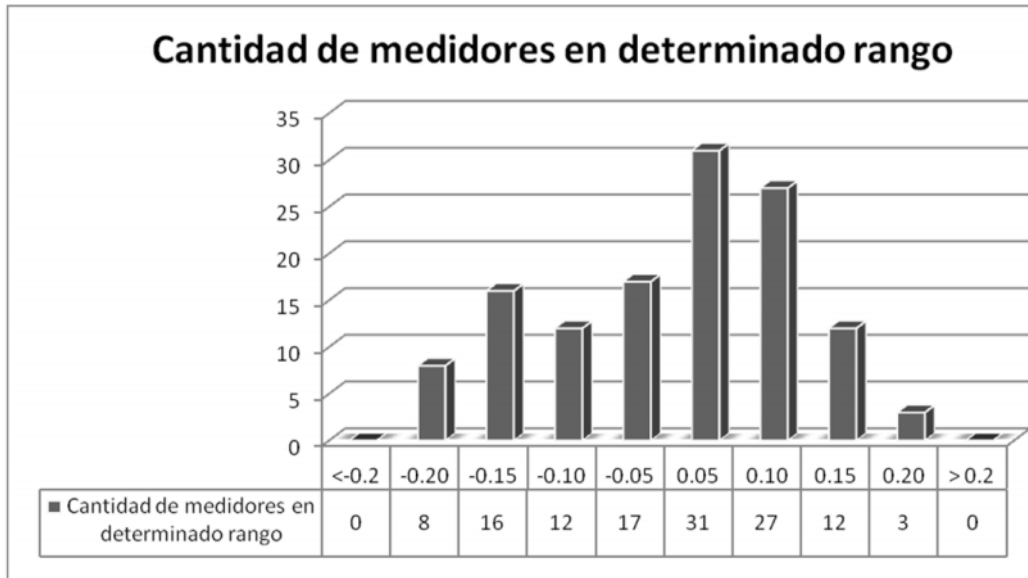
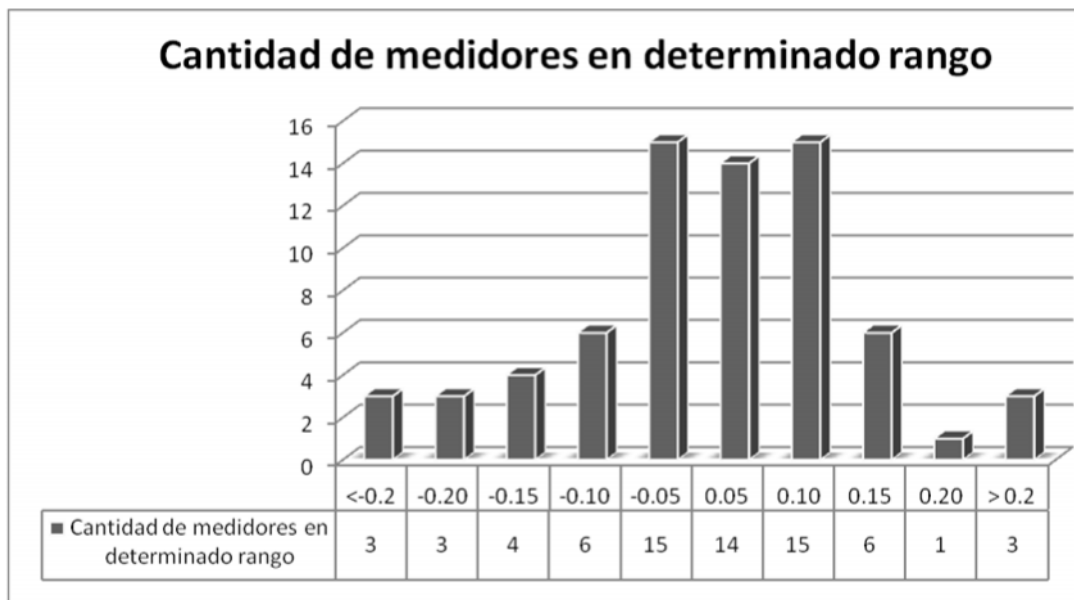


Tabla XII. Datos de los resultados del mes de mayo 2009.

3	Rango menor - 0.2
3	-0.20
4	-0.15
6	-0.10
15	-0.05
14	0.05
15	0.10
6	0.15
1	0.20
3	Rango mayor 0.2

Figura 71. Gráfica del mes de mayo 2009.



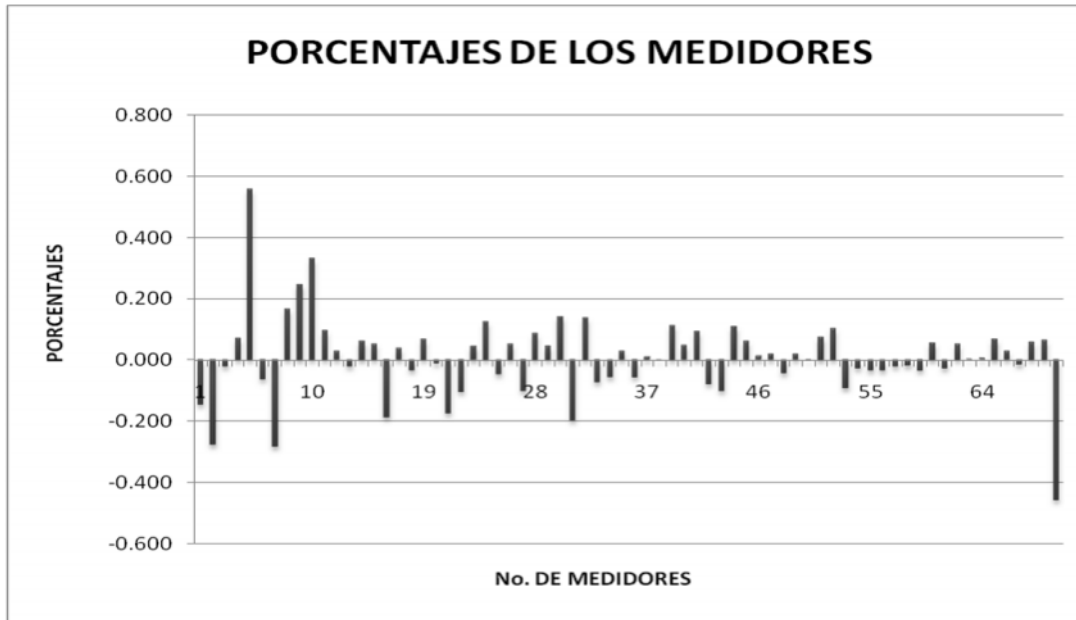


Tabla XIII. Datos de los resultados del mes de junio 2009.

5	Rango menor - 0.2
3	-0.20
9	-0.15
12	-0.10
33	-0.05
31	0.05
24	0.10
7	0.15
0	0.20
2	Rango mayor 0.2

Figura 72. Gráfica del mes de junio 2009.

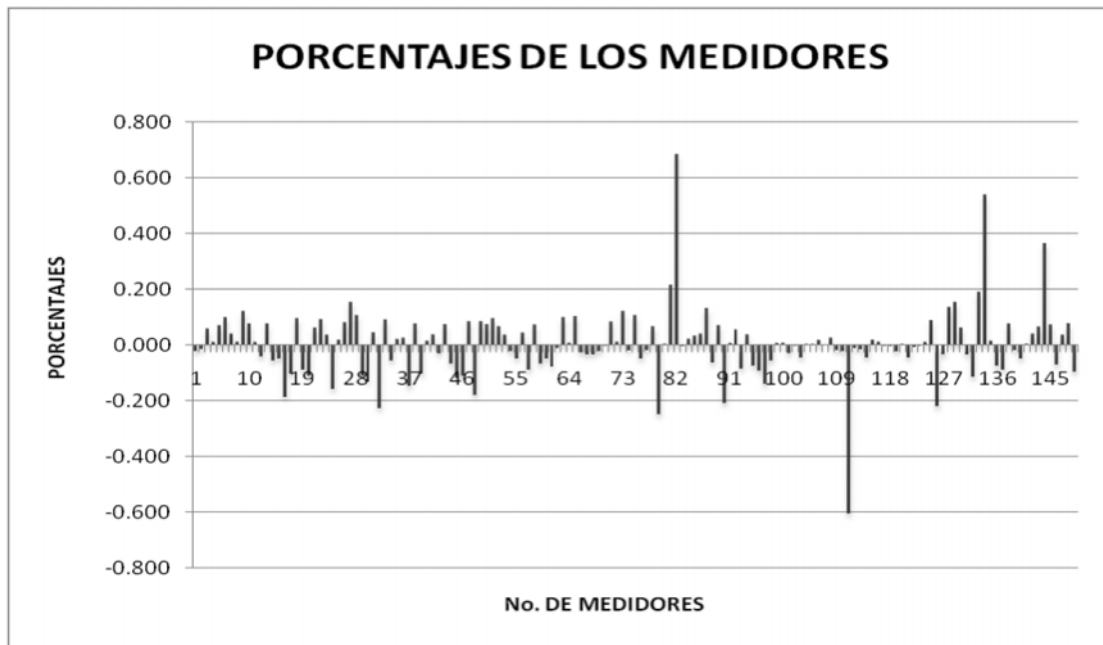
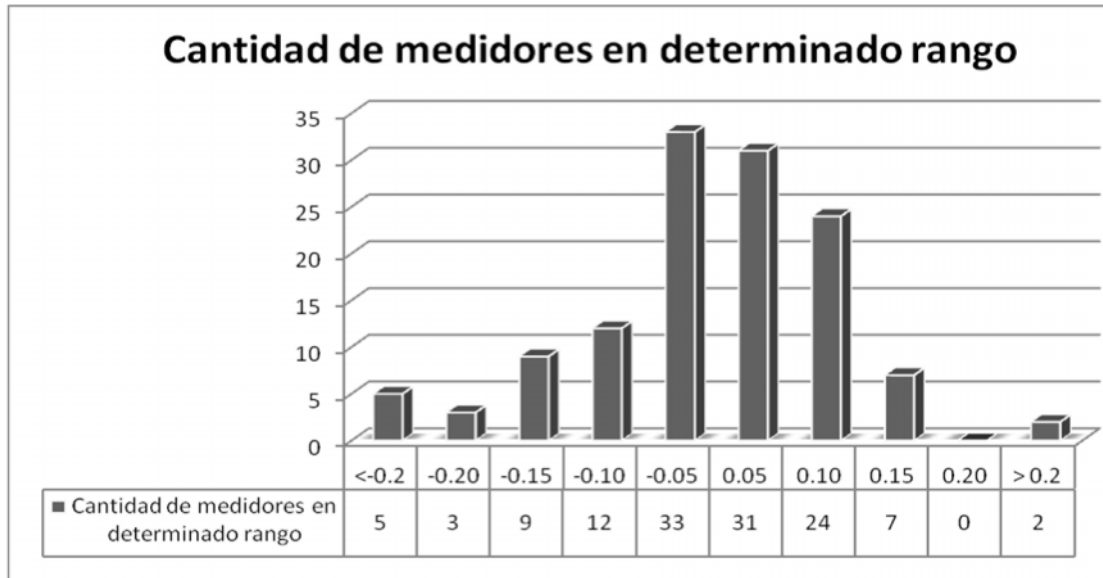
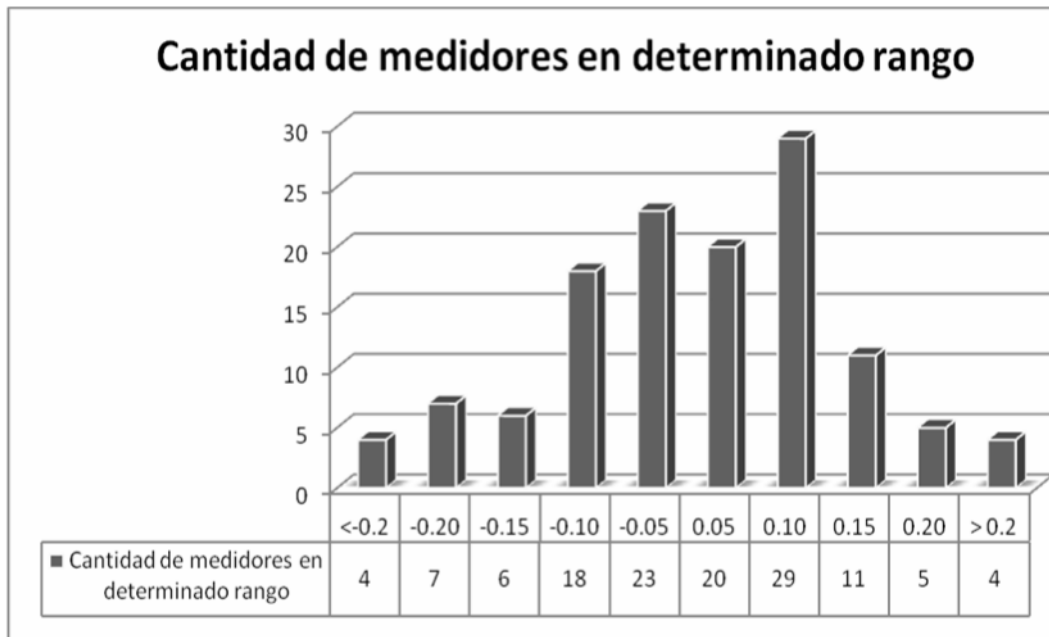


Tabla XIV. Datos de los resultados del mes de julio 2009.

4	Rango menor -0.2
7	-0.20
6	-0.15
18	-0.10
23	-0.05
20	0.05
29	0.10
11	0.15
5	0.20
4	Rango mayor 0.2

Figura 73. Gráfica del mes de julio 2009.



VERIFICACIONES DE LAS INSTALACIONES OFICIALES DE MEDICIÓN COMERCIAL DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO
MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE GUATEMALA.

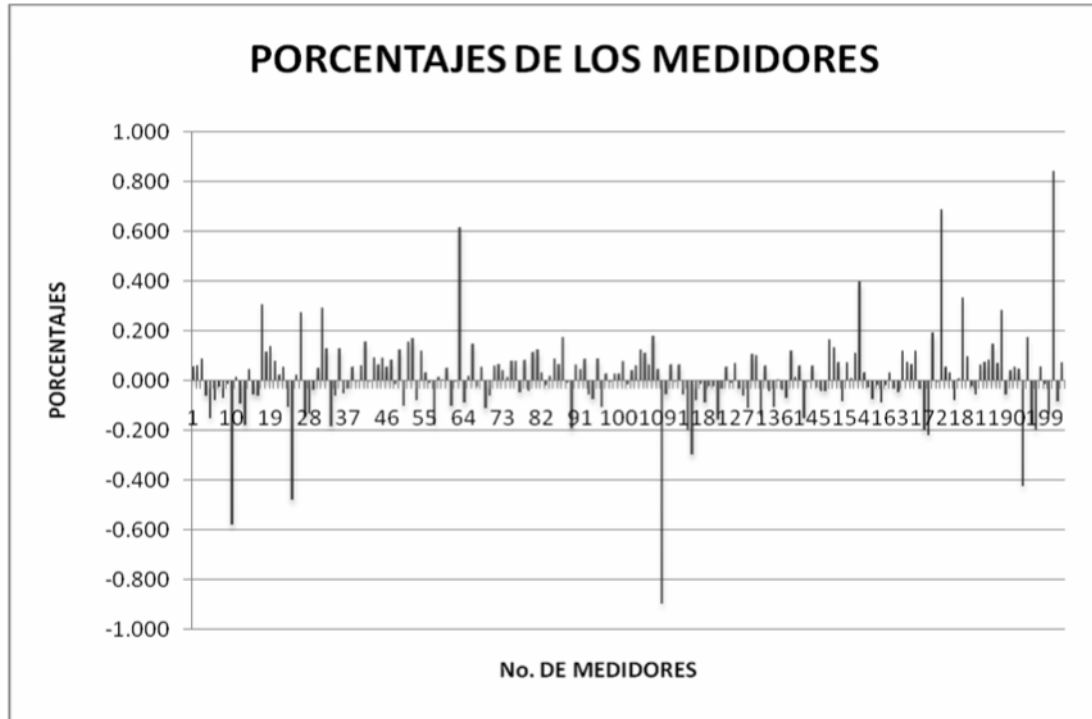
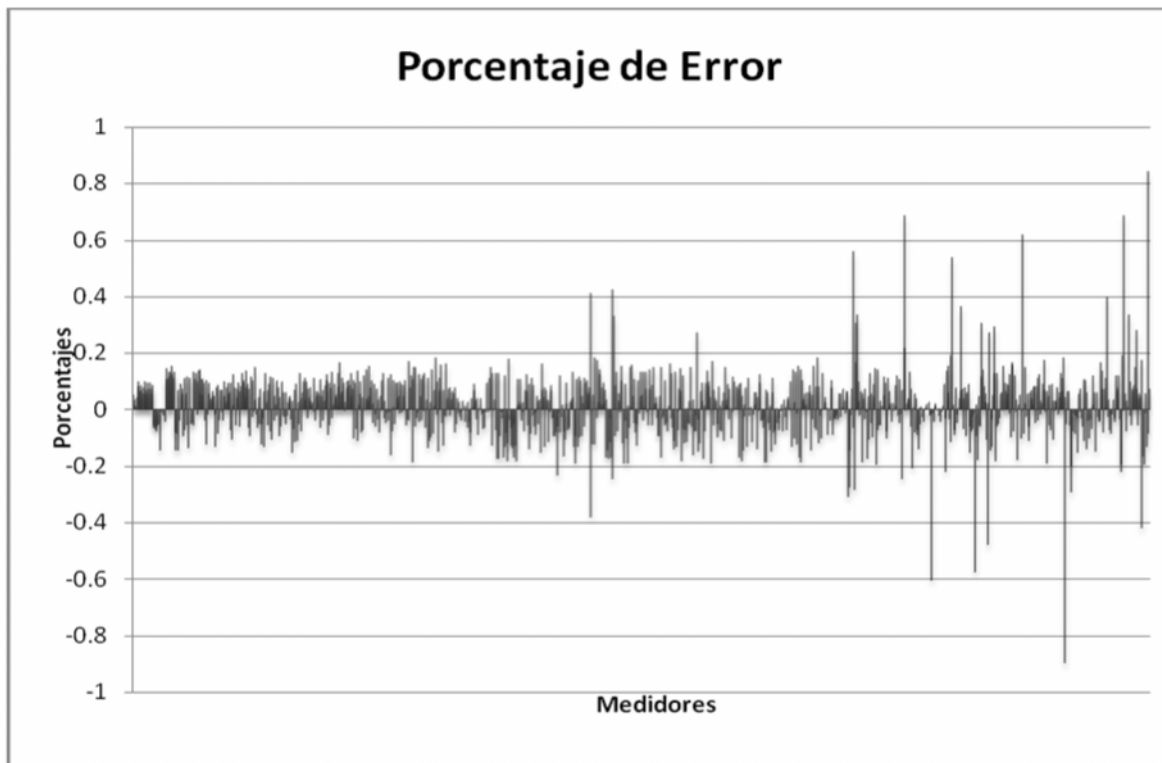


Figura 74. Gráfica de todos los puntos de medición de las verificaciones
que se les realizaron a los participantes del mercado mayorista
de Guatemala.



En la verificación que se realizó a los puntos de medición de los participantes del mercado mayorista de Guatemala se realizaron un total de 1124 medidores.

4.7 Cotización de un punto de medición para que se encuentre dentro los requerimientos de la norma comercial NCC-14

- Medición instala en poste con una acometida principal tiene un precio de US 1350.00.
- Contador electrónico con exactitud 0.2 marca generald electric con los puertos de comunicación y la comunicación instalada tiene un precio de US 340.00.
- Caja socket con su bornera instalada y sus clavijas tiene un precio de US 1173.33.
- Los transformadores de corriente por unidad tiene un precio de US 1280.00, se utilizan 3 medidores.
- Los transformadores de potencial por unidad tiene un precio de US 1350.00, se utilizan 3 medidores.

CONCLUSIONES

1. En las verificaciones que se realizaron del mes de septiembre de 2008 al mes de julio de 2009, se le realizó la verificación a 1124 puntos de medición en donde se estableció todos los incumplimientos mencionados en el capítulo 4 inciso 4.3, debido a que la norma comercial NCC-14 del Administrador del Mercado Mayorista establece que cada punto que está conectado al sistema nacional interconectado debe de cumplir con lo establecido en la norma.
2. Se determinó que 27 medidores están arriba del rango establecido en el inciso 14.12 de la norma comercial NCC-14 que el rango es de $\pm 0.2\%$ en donde se realizó el procedimiento que se le debe de hacer a los medidores que salgan fuera del rango donde este tipo de incumplimiento es uno de los mas importantes porque los medidores pueden estar midiendo mas energía de lo que deberían de estar midiendo o pueden estar midiendo menos energía.

3. Fueron 13 medidores que salieron arriba de 0.2%, que el resultado que se obtiene es que los medidores están midiendo más energía, porque está midiendo más del 100% y no está dentro lo establecido a la norma comercial NCC-14, y los medidores que estaba debajo del rango de - 0.2% fueron 14 medidores, que el resultado es que están midiendo menos energía y esto representa pérdidas en el sistema nacional interconectado.

4. Esta observación afecta en la calidad de energía en donde debido a que los medidores estén fuera del rango, pueden existir muchas pérdidas para el dueño de las líneas de transmisión debido a que pueden los valores de energía de venta puede exceder o disminuir lo establecido por medio del contrato de que tienen.

5. Los medidores deben de tener instalado una telemedida para que se pueda interrogar a distancia a fin de obtener todos los datos que sean necesarios, en las verificaciones se determinaron que 49 medidores no tienen telemedida donde estos puntos tienen que cumplir con el inciso 14.8 de la norma comercial NCC-14 donde esta observación afecta a las transacciones por no poder comunicarse y obtener la medición de cada mes.

6. Los medidores deben de tener la posibilidad de comunicación con una computadora mediante conexión con cable o mediante una interfaz óptica, de tal forma que se pueda coleccionar la información del medidor sin cortar precintos.

7. El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación deberán ser compatibles con los que disponga el Administrador del Mercado Mayorista. De lo contrario el participante responsable deberá proveer al Administrador del Mercado Mayorista los equipos y la programación necesarios para que el punto de medición pueda ser interrogado desde las instalaciones del Administrador del Mercado Mayorista.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario que todos los puntos de medición cumplan con la norma comercial NCC-14 donde a cada punto de medición se le debe de notificar y darle un tiempo máximo para que indiquen los cambios o la fecha en donde se van a realizar dichos cambios para que los puntos estén cumpliendo de acuerdo a lo establecido a la norma comercial NCC-14.
2. Cada punto de medición deben de estar sólidamente aterrizado donde deben de tener una tierra física independiente a la del sistema de red eléctrica, para evitar daños a la medición, donde en las instalaciones de los puntos de medición se ha visto cómo aterrizan los equipos, en donde la resistencia del medidor es menor a la tierra física que a la hora de una falla la corriente de falla se va drenar por el medidor y no por la tierra en donde el medidor se puede quemar y dejar de medir energía, que representa pérdidas de energía.

3. Se debe de establecer si el punto de medición tiene una carga menor al 10%, pero se debe de indicar que si una fase o las tres fases deben de tener el 10% de la corriente total instalada.

4. Donde para que se pueda realizar la verificación en el punto se debe de establecer que sí el promedio de las tres fases está arriba del 10% se debe de realizar la prueba si no hay que cumplir con lo establecido en la norma, el motivo es que si una conexión es delta como por ejemplo, en la instalación existe la línea motriz en donde no es muy utilizada para los circuitos monofásicos, debido a eso es que la línea no tiene la mayoría de las veces una carga mayor al 10% o en algunas empresas, que en algunas intervalos de tiempo no utilizan una fase o para la producción.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista Habilitación comercial para operar en el mercado mayorista y sistema de medición comercial Guatemala 2007.
2. Edminister, Joseph A. Circuitos eléctricos. 2da ed. (Serie Schaum). Mexico: McGraw- Hill, 1994.
3. Ras Oliva, Enrique. Transformadores de potencia, de medida y de protección. 7ma ed. Mexico: Alfaomega Grupo Editor, de C.V., 1995.
4. Generald Electric G.E. Instrument transformers buyer´s guide.

5. Landys + gyr, Manual de medidores. Maxsys precision metering,
versión 2.1 editor, L+G., 2002.

6. GE meter, Vector electricy meter, Somersworth, NH, General
Editor, 2003.

7. Sangamo, Meters, sockets and transformers for revenue metering,
version 4, 1998.