



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

**NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES ELÉCTRICAS DE  
13.8 KV Y 34.5KV DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DEL INDE**

**Luis Jesús Cuzal Toc**

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto Quijivix Racancoj

Guatemala, mayo de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES ELÉCTRICAS DE  
13.8 KV Y 34.5KV DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DEL INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**LUIS JESÚS CUZAL TOC**

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO QUIJIVIX RACANCOJ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MAYO DE 2007

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.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br.	Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga.	Marcia Ivónne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels
EXAMINADOR	Ing.	Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing.	Francisco Javier González López
EXAMINADORA	Inga.	Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
SECRETARIA	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

## **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 EPS de graduación titulado:

### **NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES ELÉCTRICAS DE 13.8 KV Y 34.5KV DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DEL INDE,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 30 de noviembre de 2004.

---

Luis Jesús Cuzal Toc.

## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>DIOS</b>	Por haberme brindado la vida y la sabiduría para poder terminar mi carrera.
<b>MIS PADRES</b>	Graciela Toc Tay Vda. De Cuzal. José Luis Cuzal Leiva.
<b>MIS HERMANOS</b>	Paola Soledad, Ixil Graciela y Rodrigo Alexander
<b>MI FAMILIA EN GENERAL</b>	Con cariño y respeto.
<b>XELAJÚ</b>	Lo gloriosa ciudad que me vio nacer.
<b>LA USAC</b>	Templo del saber.
<b>LA FACULTAD DE INGENIERÍA</b>	Con cariño, respeto y admiración.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Instituto Nacional de Electrificación.**

Por su colaboración para la realización de este trabajo de graduación y por haberme forjado en el campo profesional de la Ingeniería Eléctrica.

### **Ing. Carlos Quijivix**

Por el asesoramiento de este trabajo, por su confianza, comprensión y tenacidad.

### **La Magna Universidad de San Carlos de Guatemala**

Con cariño y admiración.

### **Facultad de Ingeniería**

Con cariño, y admiración.

### **Compañeros de Trabajo**

Por brindarme su apoyo, con respeto y admiración.

## **Todas las personas**

Que de una y otra forma colaboraron para llevar a feliz término mi carrera profesional.

## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>	XI
<b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>	XIII
<b>GLOSARIO</b>	XV
<b>RESUMEN</b>	XXI
<b>OBJETIVOS</b>	XXIII
<b>INTRODUCCIÓN</b>	XXV

<b>1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA</b>	1
1.1 Antecedentes de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica	1
1.2 Misión de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica	1
1.3 Plantas de generación que pertenecen a la Empresa de Generación	2
1.3.1 Hidroeléctricas	2
1.3.2 Unidades de vapor y turbo gas	2
1.3.3 Geotermoeléctricas	2
1.4 Base legal de la formación de La Empresa de Generación del INDE	2
1.4.1 Instituto Nacional de Electrificación INDE	3
1.5 Servicios Técnicos Especializados	6



<b>2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES FUNDAMENTALES</b>	<b>9</b>
2.1 Los átomos y la estructura	9
2.2 Ley de Coulomb	10
2.3 La corriente eléctrica	11
2.4 El voltaje	13
2.5 Ley de Ohm	15
2.6 La potencia	16
2.7 Energía	18
2.8 La corriente y el voltaje en ac	18
2.9 Medición de Potencia para circuitos de corriente alterna	20
2.10 Factor de potencia	22
2.11 Potencia aparente	23
2.12 Potencia reactiva	24
2.13 Efecto de la potencia reactiva	25
2.14 Triángulo de potencia	25
2.15 Medición	26
2.15.1 Medición de energía para circuitos de corriente alterna	27
2.15.2 Tipos de mediciones eléctricas	27
2.15.3 Medición de tres elementos	28
2.15.4 Principios de medición trifásica	29
2.15.5 Teorema de Blondel	29
2.15.6 Sistema de medición de 2 ½ elementos	31
2.16 Transformadores de instrumento	31
2.16.1 Transformadores de corriente	32
2.16.1.1 Transformadores de corriente para uso en mediciones eléctricas	33
2.16.1.2 Corriente primaria del transformador de corriente	33
2.16.1.3 Carga secundaria del transformador de corriente	33

2.16.1.4 Potencia nominal secundaria de transformador de corriente	34
2.16.1.5 Límite térmico del transformador de corriente para uso en mediciones	35
2.16.1.6 Límite de corto circuito del transformador de corriente	35
2.16.1.7 Tensión secundaria nominal	35
2.16.1.8 Clase de precisión para medición en transformadores de corriente	36
2.16.1.9 Clase de precisión para protección	36
2.16.1.9.1 Clase C	37
2.16.1.9.2 Clase T	37
2.16.1.10 Corriente de límite térmico para transformadores de corriente utilizados para protecciones eléctricas	37
2.16.1.11 Corriente de límite dinámico	38
2.16.2 Transformadores de potencial	39
2.16.2.1 Tensiones de los transformadores de potencial	40
2.16.2.1.1 Tensión primaria	40
2.16.2.1.2 Tensión secundaria	40
2.16.2.2 Potencia nominal secundaria de los transformadores de voltaje	40
2.16.2.3 Carga (Burden) de los transformadores de voltaje	41
2.16.2.4 Clase de precisión para medición	41
2.16.3 Especificaciones importantes a considerara en un transformador de potencial	42
2.16.3 Aspectos generales en la selección de transformadores de instrumentos (potencial y corriente)	42
a) Tipo de instalación	42
b) Tipo de aislamiento	43
c) Potencia	43
d) Precisión	44
2.17 Medidores de energía electrónicos	44

2.17.1 Ventajas de los medidores electrónicos	44
2.17.2 Desventajas de los medidores electrónicos	45
2.17.3 Principio de la medición electrónica	45
2.17.4 Conformación de un contador o medidor de energía	46
2.17.5 Tipos de medidores electrónicos	46
2.17.6 Características de los medidores electrónicos	47
2.17.6.1 Pantalla de datos de registro	47
2.17.6.2 Perfil de carga	47
2.17.6.3 Calidad de voltaje	48
2.17.6.4 Análisis de armónicas	48
2.17.6.5 Comunicaciones	49
2.17.6.6 Entradas y salidas	49
2.17.7 Ajuste del tiempo de medidores	50
2.18 Determinación distancias dieléctricas para subestaciones	50
2.18.1 Distancia de fase a tierra	52
2.18.2 Distancia dieléctrica entre fases	53
2.19 Protecciones de equipo de medición	54
2.19.1 Protección de corriente de corto circuito	54
2.19.2 Protección contra descargas atmosféricas o maniobras de cierre y apertura	55
2.19.3 Fusibles	55
2.19.4 Protección de transformador de voltaje	55
2.19.5 Protección del devanado secundario del transformador de voltaje	56
2.19.6 Pararrayos	56
2.20 Aterrizaje de equipo de medición	58
2.20.1 Tierra física	58
2.20.2 Tierra de equipo o de seguridad	59
2.20.3 Puesta a tierra en subestaciones	59

2.20.4 Malla de tierra	60
2.20.5 Construcción de mallas de tierra	61
2.20.6 Caracterización de condiciones de riesgo	62
2.20.6.1 Tensión de paso	62
2.20.6.2 Tensión de toque	62
2.20.6.3 Tensión transferida	63
2.20.6.4 Seguridad a personas y equipos	63
2.20.7 Corriente de corto circuito para diseño de mallas de tierra	66
2.20.8 Sección del conductor la malla de tierra en función de la intensidad permanente de corto circuito	66
2.20.9 Criterios para la construcción de mallas conectadas a tierra	67
2.20.10 Conductores conectados a tierra de equipos de medición CT y PT	68
<b>3. SITUACIÓN ACTUAL</b>	<b>69</b>
3.1 Diagnóstico de mediciones eléctricas de la EGEE-INDE	69
3.1.2 Creación de SAMEE	69
3.2 Equipo y materiales instalados	71
3.2.1 Equipo instalado en una medición trifásica	72
3.2.2 Materiales utilizados en una medición trifásica para 13.8 KV y 34.5 KV	73
3.2.2.1 Tubería BX- LT	76
3.2.2.2 Conectores de tubería BX	76
3.3 Equipo para aterrizaje y protección del equipo de medición en el devanado primario (Alta tensión)	77
3.3.1 Aterrizaje de equipo de medición	78
3.4 Protecciones	78
3.4.1 Fusibles	78

3.4.2 Protección del secundario de los PT's	79
3.5 Procedimiento de instalación de mediciones	79
3.5.1 Aplicación de torque a terminales de alta tensión	83
3.6 Personal Utilizado para la instalación de una medición	83
3.7 Herramientas para la instalación de una Medición para facturación	84
3.8 Tiempo requerido para la instalación de una medición	85
3.9 Mantenimientos	85

#### **4. IMPLEMENTACIÓN DE NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES PARA 13.8 KV Y 34.5 KV DE LA EGEE-INDE**

4.1 Transformadores de instrumento	87
4.1.1 Requisitos de los transformadores de medida	87
4.1.2 Transformadores de corriente	88
4.1.2.1 Conexión de transformadores de corriente	89
4.1.2.2 Polaridad de los transformadores de corriente	89
4.1.2.3 Transformadores de corriente para uso en mediciones eléctricas	89
4.1.2.4 Clase de precisión de transformadores de corriente para medición	90
4.1.2.5 Clase de exactitud de los transformadores de corriente para facturación	90
4.1.2.6 Corriente nominal primaria y secundaria	90
4.1.2.7 Evaluación de corriente primaria	91
4.1.2.8 Potencia nominal secundaria o carga secundaria (Burden)	92
4.1.2.8.1 Carga secundaria (burden) expresado en otra nomenclatura	92
4.1.2.8.2 Tensión secundaria nominal en los transformadores de corriente	93
4.1.2.9 Cargas secundarias adicionales a la medición	93
4.1.2.10 Factor de potencia de transformadores de corriente CT's	94

4.1.2.11 Límite térmico de los transformadores de corriente CT's	94
4.1.2.12 Límite de corto circuito de los transformadores de Corriente CT's	94
4.1.3 Transformadores de potencial o voltaje PT's	95
4.1.3.1 Conexión de transformadores de potencial o voltaje PT's	95
4.1.3.2 Polaridad de los transformadores de potencial o voltaje PT's	96
4.1.3.3 Tipos de aislamiento de transformadores de voltaje	96
4.1.3.4 Relación de transformación de los transformadores de voltaje	96
4.1.3.5 Tensiones nominales	97
4.1.3.5.1 Selección de tensión primaria	97
4.1.3.5.2 Transformador de voltaje para sistema de 13.8KV	97
4.1.3.5.3 Transformador de voltaje para sistema de 34.5 KV	98
4.1.3.5.4 Tensión nominal secundaria de los transformadores de voltaje	98
4.1.3.6 Terminales de transformador de voltaje	98
4.1.3.7 Embobinados de los transformadores de voltaje	99
4.1.3.8 Clase de precisión para medición de los transformadores de voltaje	99
4.1.3.9 Carga (burden) o potencia nominal secundaria de transformadores de voltaje PT's	100
4.1.3.10 Especificaciones importantes a considerar en un transformador de potencial	101
4.2 Medidor de energía	102
4.2.1 Clase de exactitud para medidores de facturación	102
4.2.2 Forma	102
4.2.3 Clase de corriente del medidor	103
4.2.4 Voltaje nominal del medidor	103
4.2.5 Fuente auxiliar del medidor de energía	104

4.2.6 Comunicaciones	104
4.2.7 Protocolo de comunicación y formato de información	105
4.2.8 Pantalla de datos de registro del medidor de energía	105
4.2.9 Longitud intervalo de tiempo de grabación de energía	105
4.2.10 Perfil de carga	105
4.2.11 Características del almacenamiento de datos	106
4.2.12 Parámetros de perfil de carga de la EGEE	106
4.2.13 Integración de datos de potencia	107
4.2.14 Batería del medidor de energía	108
4.2.15 Calidad de voltaje	109
4.2.16 Análisis de armónicas	109
4.2.17 Entradas y salidas	109
4.2.18 Ajuste del tiempo	110
4.2.19 Requisitos de instalación de medidores	110
4.2.19.1 Gabinete del medidor	111
4.2.19.2 Tipo de conexionado de medidores propiedad de la EGEE INDE	111
4.2.19.3 Factor multiplicador del medidor	111
4.2.19.4 Identificación del medidor	112
4.2.20 Tipos y marcas de medidores	112
4.2.21 Medidores bidireccionales	113
4.3 Distancias dieléctricas para subestaciones	113
4.3.1 Distancia fase a tierra para un circuito de 13.8 KV y 34.5 KV	115
4.3.2 Distancia dieléctrica entre fases	115
4.3.2.1 Distancia fase a fase para un circuito de 13.8 KV y 34.5 KV	116
4.4 Protecciones de equipo de medición	117
4.4.1 Protección de corriente de corto circuito	118
4.4.2 Protección contra descargas atmosféricas o maniobras de cierre y apertura	118

4.4.3	Corta circuitos y fusibles	119
4.4.4	Fusibles	119
4.4.5	Especificaciones técnicas de cortacircuitos y fusibles	120
4.4.6	Protección de transformador de voltaje	120
4.4.7	Protección del devanado secundario del transformador de voltaje	121
4.4.8	Pararrayos para equipos de medición	121
4.4.8.1	Especificaciones de pararrayos	122
4.5	Bornera de prueba	123
4.5.1	Especificaciones técnicas de la bornera de pruebas	123
4.6	Medición de respaldo	124
4.7	Aterrizaje de equipo de medición	125
4.7.1	Tierra física	125
4.7.2	Malla de tierra	125
4.7.3	Criterios para la construcción de mallas conectadas a tierra	126
4.7.4	Valores de resistencia de tierra para mediciones eléctricas	127
4.7.5	Conductores conectados a tierra de equipos de medición CT y PT	127
4.7.6	Aterrizaje de equipo de medición en baja tensión	128
4.8	Esquemas de conexionado en alta y baja tensión	129
4.9	Secuencia de fase de la medición	134
4.10	Conductores en alta tensión	134
4.10.1	Conductor de alta tensión para transformador de voltaje	135
4.10.2	Conductor de alta tensión para neutro de transformador de voltaje	135
4.10.3	Conductor de alta tensión para aterrizaje de los transformadores de instrumentos (PT'S)	136
4.10.4	Conductor de alta tensión para transformador de corriente	136
4.11	Terminales para cableado de alta tensión	137
4.11.1	Tipos de conectores para transformadores de instrumentos	137
4.11.2	Apriete de conectores para transformadores de instrumentos	137



4.11.3 Rangos de terminales para conexión de CT`s	138
4.12 Conductores en baja tensión	138
4.12.1 Conductores de corriente secundaria para mediciones eléctricas de 13.8 KV y 34.5KV	139
4.12.2 Terminales para conexionado de de baja tensión	140
4.12.3 Terminales de baja tensión para el conexionado del medidor	141
4.13 Identificación del cableado secundario	141
4.14 Identificación de los transformadores de instrumento	142
4.15 Tubería para cableado de baja tensión	142
4.15.1 Conectores tubería de baja tensión	143
4.16 Medición trifásica	144
4.17 Tiempo de instalación	149
4.17.1 Personal necesario para la instalación de una medición trifásica	149
4.18 Posibles problemas al instalar equipo de medición	149
4.18.1 Montaje de transformadores de instrumento	150
4.18.2 Identificación de fases	150
4.18.3 Polaridad incorrecta	150
4.18.4 Apriete de terminales	151
4.18.5 Tubería de cableado secundario de la medición	151
4.19 Responsabilidad técnica	151
4.20 Normas de seguridad	152
4.21 Mantenimiento	152
4.22 Normas complementarias	152
<b>CONCLUSIONES</b>	153
<b>RECOMENDACIONES</b>	155
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	157
<b>APÉNDICE</b>	159

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1 Medición trifásica, archivo de Servicios Técnicos Especializados EGEE	72
2 Personal técnico realizando la conexión del cableado secundario en medición 34.5 KV Subestación Quetzaltepeque, Chiquimula	83
3 Transformador de corriente. ABB año 2005	88
4 Transformador de Voltaje. ABB año 2005	95
5 Medidor ABB ION 8400 foto de trabajo de Campo	102
6 Normas de acometidas E.E.G.S.A.	116
7 Diagrama de conexión de medidor trifásico de la Sección de Servicios	130
8 Diagrama de conexión de medidor bifásico de la Sección de Servicios	131
9 Diagrama de conexión de medidor monofásico de la Sección de Servicios	132
10 Diagrama de conexión de medidor trifásico de la Sección de Servicios Técnicos Especializados	133
11 Medición trifásica para 13.8 KV con sus componentes	145
12 Detalle de conexionado de alta tensión de una medición de 13.8 KV	146
13 Gabinete de una medición de la EGEE	147
14 Detalle del gabinete del medidor de un medición Trifásica de 13.8 KV	148

## TABLAS

I	Norma ncc 14 del Mercado de mayoristas	90
II	Norma ncc 14 del Mercado de mayoristas	92
III	Norma ncc 14 del Mercado de mayoristas	100
IV	Norma ncc 14 del Mercado de mayoristas	101
V	Publicación 71 A de la CEI. Recomendaciones para la coordinación de aislamiento	114
VI	Norma de EGEE	115
VII	Norma de EGEE para distancia fase a fase	116
VIII	Datos de folleto de conductores de EEGSA	136
IX	Nomenclatura	159

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>A</b>	Amperio
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista
<b>ACSR</b>	Cable de aluminio reforzado con acero
<b>BIL</b>	Nivel Básico de Impulso
<b>CT's</b>	Transformadores de Corriente
<b>EGEE</b>	Empresa de Generación de Energía Eléctrica
<b>ETCEE</b>	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica
<b>I</b>	Corriente Eléctrica (expresado en Amperios)
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electricidad
<b>DEORSA</b>	Distribuidora Eléctrica de Oriente
<b>DEOCSA</b>	Distribuidora Eléctrica de Occidente
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<b>KW</b>	Kilovatio
<b>kVA</b>	Kilovoltamperio
<b>kWh</b>	Kilovatio Hora
<b>m</b>	Metro
<b>P</b>	Potencia Activa
<b>Q</b>	Potencia Reactiva
<b>MVA</b>	Megavoltamperios
<b>R</b>	Resistencia
<b>S</b>	Potencia Aparente
<b>STE</b>	Servicios Técnicos Especializados
<b>PT's</b>	Transformadores de Voltaje
<b>Seg</b>	Segundos
<b>T</b>	Tiempo

<b>V</b>	Voltaje (expresado en voltios)
<b>W</b>	Watt o Vatio
<b>Z</b>	Impedancia

## GLOSARIO

<b>Amperios</b>	Unidad de medida de la corriente, se define como la carga en coulombs dividido el tiempo en segundos { I (Amperios) = Q(Coulombs)/t( Segundos)}.
<b>ANSI</b>	<i>American National Standards Institute.</i>
<b>ASTM</b>	<i>American Society for Testing and Materials.</i>
<b>Aterrizado</b>	Conectado a o en contacto con la Tierra o conectado a alguna extensión de un cuerpo conductor que sirve en lugar de la Tierra.
<b>Cable</b>	Conductor con aislamiento o conductor trenzado con o sin aislamiento.
<b>Conductor</b>	Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica.
<b>Conductor Aislado</b>	Conductor cubierto con un dieléctrico (NO AIRE) que tiene una resistencia de aislamiento igual o mayor que la tensión del circuito en el cual el conductor es usado.

<b>Conductor cubierto</b>	Es el que tiene una cubierta aislante cuya rigidez dieléctrica nominal es desconocida, o es menor que la requerida para la tensión del circuito en el que el conductor se usa.
<b>Conectado a Tierra</b>	Intencionalmente conectado a tierra a través de una conexión a Tierra o conexión de suficiente baja impedancia y de capacidad de conducción de corriente para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas o a los equipos conectados.
<b>Corriente</b>	Es el movimiento de cargas (electrones) se mide en amperios, los cuales se definen como la carga en coulombs dividido el tiempo en segundos.
<b>Estructura</b>	Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas, e instalaciones de dispositivos eléctricos como en este caso transformador de medición de energía eléctrica.
<b>Energía</b>	Es la potencia generada, transportada o consumida durante un período de tiempo determinado. En el campo de la medición eléctrica se mide en unidades de vatio-hora o <i>Watt</i> -hora (Wh) y sus múltiplos Kwh, Mwh, Gwh.

<b>Factor de Potencia</b>	Si dos ondas senoidales como el voltaje y la corriente de la misma frecuencia no coinciden con respecto al tiempo, se dice que están fuera de fase una con la otra, el coseno del ángulo entre las dos ondas es el factor de potencia.
<b>Frecuencia</b>	El número de ciclos en 1 segundo completados por una onda senoidal ya sea corriente alterna o voltaje constituyen la frecuencia de onda y se expresa en Hertz (Hz) o ciclos por segundos.
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>IEEE</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineer</i>
<b>NEC</b>	<i>National Electrical Code.</i>
<b>NESC</b>	<i>National Electrical Safety Code.</i>
<b>NTDROID</b>	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
<b>Personal de STE</b>	Personal perteneciente a la Sección de Servicios Técnicos de la Empresa Generación de Energía Eléctrica, con conocimientos y autoridad para acceder a las instalaciones de mediciones eléctricas propiedad de la empresa EGEE.



**Potencia** El concepto más conocido de potencia dice que es el trabajo realizado en una unidad de tiempo. La unidad de potencia eléctrica es el vatio o watt (W) y se define como el producto del voltaje por la corriente en un punto determinado del circuito.

**Potencia aparente** Potencia proporcionada para una carga sin considerar los efectos del ángulo del factor de potencia de la carga esta determinada solamente por el producto del voltaje terminal y la corriente de carga.

**Potencia reactiva** Es la potencia asociada con elementos reactivos que proporcionan una medida de energía asociada con la disposición de los campos magnéticos y eléctricos de los elementos inductivos y capacitivos.

**Potencia activa** Potencia proporcionada que una red o sistema disipa en forma de calor.

**Sistema de tierra** Es un sistema de conductores, de los cuales uno de ellos o un punto de los mismos está efectivamente aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corrientes no interrumpible.

<b>Subestación</b>	Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como: seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla o modificar sus características.
<b>Tensión</b>	Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.
<b>Voltaje</b>	Es definido como la fuerza aplicada a las cargas eléctricas a través de un campo eléctrico. La diferencia de potencial o voltaje siempre se mide entre dos puntos del sistema, modificar cualquier punto puede cambiar el voltaje entre los dos puntos que se investigan.
<b>Voltio o Volts</b>	Unidad de medida del voltaje. Existe una diferencia de potencial de un (1) voltio (V) entre dos puntos si se intercambia un (1) Joule (J) de energía para mover un (1) coulomb (c) de carga entre dos puntos.
<b>Demanda</b>	Es el valor promedio de potencia sobre un intervalo especificado de tiempo. La demanda se puede expresar en kilo-watt (KW), kilo-volt-amperios (KVA) o kilo-volt-amperios-reactivos (KVAR).
<b>Transformador de corriente</b>	Equipos que transforman señales de corriente en alta tensión a valores adecuados para equipos de medición o protección.

**Transformador  
de voltaje**

Equipos que transforman señales de voltaje en alta tensión a valores adecuados para equipos de medición o protección.

**Medidor de  
Energía**

Dispositivo de medición de energía eléctrica y otros parámetros evaluados en la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

## RESUMEN

En el primer capítulo se hace una reseña histórica la de Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE, que pertenece o forma parte del Instituto Nacional de Electrificación INDE y sus debidas funciones, mencionando la Sección de Servicios Técnicos Especializados, encargada de la instalación y evaluación del estado de las mediciones eléctricas de 13.8 KV y 34.4 KV.

En el segundo capítulo, se presenta el marco teórico que será la base de las normas para instalaciones eléctricas. Los siguientes conceptos podría ser una guía útil para las personas que trabajan en el área de mediciones eléctricas.

Aquí se toman los conceptos básicos para que el personal técnico, que en ocasiones presentan dudas acerca de conceptos como corriente y voltaje pueda consultar y con ello llegar hasta los criterios de potencia real, potencia aparente, potencia reactiva, energía, y en sí como es que se utilizan los transformadores de corriente y voltaje, para luego, mediante un medidor se puede establecer la energía y potencia que se vende o se compra.

Este es un buen desglose de conceptos que ayudan a personal técnico y de ingeniería a trabajar en el área de instrumentación eléctrica, diseño de subestaciones y protecciones de sistemas de potencia.

En el tercer capítulo se realiza una descripción de los materiales, equipos y pasos que conlleva la instalación de una medición eléctrica en 13.8 KV y 34.5 KV. Este capítulo está basado en la experiencia profesional realizada al formar parte de un equipo que instala y supervisa las mediciones eléctricas que se utilizan para facturar la energía vendida o comprada por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE.

El cuarto capítulo es la aplicación de los primeros tres capítulos y es la propuesta de normas para la Empresa de Generación de Energía Eléctrica, para la instalación de mediciones eléctricas en 13.8 KV y 34.5 KV que serán de ayuda al personal encargado de estos trabajos y al personal que realice trabajos de este tipo, a fin de obtener familiaridad al momento de ejecutar una compra de equipo, instalar el equipo y supervisar su funcionamiento.

Se espera que el trabajo sea de ayuda para la Empresa de Generación de Energía Eléctrica y demás instituciones o personas particulares que ejecuten estos trabajos y necesiten un material de apoyo adicional a las normas ya establecidas en nuestro país.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Realizar normas para la instalación de mediciones eléctricas basado en los requerimientos de ley y de acuerdo a la experiencia de campo en las instalaciones de compraventa de energía por parte de la Empresa de Generación de energía eléctrica del INDE.

### **Específicos**

1. Especificar a detalle los elementos que constituyen una medición eléctrica para voltajes de 34.5 KV y 13.8 KV.
2. Definir el proceso de instalación de una medición eléctrica de 34.5KV y 13.8 KV.
3. Aplicar los conocimientos adquiridos en la práctica al instalar una medición eléctrica para complementarlos con las normas nacionales e internacionales ya vigentes aplicados a los requerimientos de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica.

4. Tener un documento de apoyo para el personal encargado de trabajar en el área de mediciones eléctricas del Instituto Nacional de Electrificación.
  
5. Aplicar los conocimientos de Ingeniería Eléctrica adquiridos en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

## INTRODUCCIÓN

El ejercicio profesional supervisado, se realizó en las instalaciones de Servicios Técnicos Especializados, subestaciones y puntos de entrega de energía de la EGEE, estos lugares constituyen el lugar donde se planifica y se desarrolla la instalación de mediciones eléctricas de la energía vendida y comprada por parte del INDE a sus clientes como lo son Unión FENOSA, DEOCSA, DEORSA, Empresas privadas y Empresas Eléctricas Municipales.

En el primer capítulo se hace una reseña de La Empresa de Generación de Energía Eléctrica que forma parte del Instituto Nacional de Electrificación su formación y su conformación, así como también, se hace mención de La Sección de Servicios Técnicos Especializados que es la encargada de la instalación y supervisión de trabajos en las mediciones Eléctricas.

En el segundo capítulo se hace una descripción de parámetros técnicos de los cuales debe tener conocimiento, tanto los ingenieros Electricistas, como los técnicos encargados de la planificación, instalación y supervisión de mediciones eléctricas. Los conceptos tratados en este capítulo son de gran importancia puesto que muchas de las personas que se involucran en estos trabajos carecen de capacitación en estas áreas lo que hace que trabajen de una forma deficiente en algunos casos arriesgándose ellos y también el equipo.



De tal manera que, este capítulo lo que pretende es presentar una base técnica que ayude al personal de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica a desarrollarse en el área de las mediciones Eléctricas para 13.8 KV y 34.5 KV en los puntos de compra venta de energía.

En el capítulo tercero se hace referencia al trabajo de practica realizado en La Sección de Servicios Técnicos Especializados de la EGEE en donde se hace una balance del estado actual de la mediciones Eléctricas de 13.8 KV y 34.5 KV. La forma en que se realiza la instalación de mediciones eléctricas, el procedimiento para el montaje de de equipo y la posterior conexión del equipo de medición así como también los materiales requeridos para la instalación de una medición de energía eléctrica para facturación.

En el cuarto capítulo se realiza la propuesta del ejercicio profesional supervisado de **NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES ELÉCTRICAS DE 13.8KV Y 34.5KV DE LA EMPRESA DE GENERACIÓN DEL INDE**, como un aporte para la empresa de generación que me dio la oportunidad de realizar este trabajo y esperando le sea de gran utilidad.



# **1. INFORMACIÓN GENERAL DE LA EMPRESA**

A continuación se da una reseña histórica la de Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE, que pertenece o forma parte del Instituto Nacional de Electrificación INDE y sus debidas funciones.

## **1.1 Antecedentes de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica**

Hasta el 22 de abril de 1997 la Gerencia de Producción se dividió y dio paso a la Gerencia de Generación de Energía Eléctrica, con el fin de ajustar las funciones del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) con lo dispuesto en el decreto 93-26, ley general de Electricidad.

La empresa de Generación de Energía Eléctrica –EGEE- del INDE fue creada el 14 de octubre de 1997 por disposición del Consejo Directivo de la institución.

## **1.2 Misión de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica**

Esta empresa tiene a su cargo la generación de energía eléctrica, el mantenimiento preventivo y correctivo de las plantas de Generación del INDE. Actualmente posee hidroeléctricas, unidades de vapor, unidades turbo-gas, plantas de diesel y geotermoeléctricas. Así también el equipo de medición de energía instalado en los puntos de compra venta de energía (subestaciones, municipalidades).

## **1.3 Plantas de generación que pertenecen a la Empresa de Generación**

### **1.3.1 Hidroeléctricas**

- Chixoy, capacidad instalada de 300 MW
- Aguacapa, capacidad instalada 90MW
- Jurún Marinalá, capacidad instalada 60MW
- Los Esclavos, capacidad instalada 13 MW
- El Porvenir, El Salto, Santa María, Chichaic en conjunto suman 17.3 MW

### **1.3.2 Unidades de vapor y turbo gas**

- Central Térmica de Escuintla 35 MW

### **1.3.3 Geotermoeléctricas**

- Calderas, capacidad instalada de 5 MW.

## **1.4 Base legal de la formación de la Empresa de Generación del INDE**

A continuación se da a conocer la resolución contenida en el punto SEXTO del Acta Número 40-97 de la Sesión celebrada por el Consejo directivo del INDE, el 14 de octubre de 1,997 en las cuales se describe la organización de EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA DEL INDE – EDEE-; LA EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE –EGEE-; y la EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE –ETCEE-.

#### **1.4.1 Instituto Nacional de Electrificación INDE**

Acuérdase que para los efectos de la separación de funciones y administración de actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organiza la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE.

#### **Considerando**

Que la Ley General de Electricidad en su Artículo 7 y 3 Transitorio, establece que una misma persona individual o jurídica, al realizar simultáneamente las actividades de genera y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional, deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes, concediendo al Instituto Nacional de Electrificación, el plazo de un año a partir de la promulgación de la ley, para separar sus funciones y administración;

#### **Considerando**

Que el Consejo Directivo del INDE, dentro de sus atribuciones está la de dictar todas las disposiciones atinentes para la eficaz realización de los fines del Instituto; por lo que para dar cumplimiento a la Ley General de Electricidad, en lo que se refiere a la separación de funciones y administración, es procedente organizar la EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA DEL INDE;

#### **POR TANTO:**

El Consejo Directivo, con fundamento en lo considerado y en lo preceptuado en el artículo 129 de la Constitución Política de la República de Guatemala y 16 literal a) de la Ley Orgánica del INDE;

## **RESUELVE**

**Artículo 1.- SEPARACIÓN DE FUNCIONES Y ADMINISTRACIÓN:** Para los efectos de la separación de funciones y administración de las actividades de distribución, generación y transmisión de energía eléctrica del INDE, se organiza la EMPRESA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE, en adelante se denomina la “**LA EMPRESA**” y que puede abreviarse – **EGEE-**.

**Artículo 2. DEFINICIÓN:** Para los efectos de la presente resolución, se entiende por sistema de generación de energía eléctrica, al conjunto de plantas y unidades generadoras de electricidad, incluyendo sus subestaciones elevadoras, activos fijos y líneas de conexión al Sistema Nacional Interconectado, cuando las tuviere.

**Artículo 3.** A la empresa le corresponde la operación de las centrales, plantas y unidades de generación para comercializar energía y potencia eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional; cumpliendo con la ley general de Electricidad y su reglamento, otras leyes afines con la actividad de la empresa y disposiciones del mercado centro americano y regional.

**Artículo 4. Atribuciones:** Para el debido cumplimiento de sus fines, quedan a cargo de la empresa las siguientes atribuciones:

- a) Administrar, operar y mantener en óptimas condiciones, los activos de generación de electricidad, así como la coordinación con la operación del Mercado de Mayoristas;

- b) Vender su producción de energía eléctrica, la potencia disponible y otros servicios auxiliares, de conformidad con la operación del Mercado de Mayoristas. Así también participar en el mercado eléctrico regional, de conformidad con las políticas comerciales que defina el INDE.
- c) Hacer eficientes sus negocios de generación de electricidad, de conformidad con los buenos principios administrativos y financieros.
- d) Velar por la conservación de los activos bajo su responsabilidad y el incremento de la capacidad de generación, de conformidad con las políticas que al respecto defina el INDE, y la defensa de los recursos con que cuenta para la generación de electricidad;
- e) Coordinar sus programas y actividades con los programas y planes de otros agentes del mercado eléctrico relacionados, con las dependencias del Estado y con el propio INDE.
- f) Planificar, diseñar, financiar, construir y supervisar las obras de infraestructura necesarias.
- g) Conocer de todo estudio relacionado con el servicio de generación de energía eléctrica y resolver acerca de las obras atinentes al mismo;
- h) Asesorar a las otras dependencias del Instituto Nacional de Electrificación, en materia de su competencia.

**Artículo 5. SEDE.** La empresa tendrá su sede en la Ciudad de Guatemala y podrá establecer oficinas en otros lugares de la República.

**Artículo 6. ORGANOS.** Los órganos de la Empresa son:

- a) Consejo Directivo del INDE y
- b) Gerencia de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica.

**Artículo 7. CONSEJO DIRECTIVO:** El Consejo Directivo del INDE, es el órgano superior de la Empresa.

**Artículo 8. GERENCIA.** La Gerencia de la Empresa es el órgano ejecutivo superior y como tal le corresponde impulsar, dirigir y coordinar las actividades técnico-administrativas de la misma.

**Artículo 9. DEL GERENTE.** El Gerente deberá llenar los requisitos a que se refieren los artículos 11 y 20 de la Ley Orgánica del INDE, y será nombrado por el Consejo Directivo a propuesta del Gerente General de INDE.

### **1.5 Servicios Técnicos Especializados**

Esta es una sección técnica perteneciente a la Empresa de Generación que se dedica a prestar asistencia técnica en las áreas de mediciones eléctricas, protecciones eléctricas y comunicaciones, a las plantas generadoras del INDE, los puntos frontera de compraventa de energía y demás instalaciones propiedad de la EGEE INDE.

La sección de Servicios Técnicos es la encargada de recopilar la información de las mediciones además de instalar, supervisar y verificar las mediciones eléctricas de compraventa de energía por parte de la EGEE- INDE. Esta sección inició labores de 16 de octubre de 1997.



La sección de Servicios Técnicos Especializados se ha dado a la tarea de especializarse en mediciones eléctricas y aplicar la tecnología más moderna en equipo de medición. Además de estandarizar las mediciones de acuerdo a los requerimiento para tener la medición mas exacta posible. Todo esto ha sido un proceso que con forme ha paso el tiempo ha servido de experiencia para mejorar el funcionamiento del equipo y su protección contra daños eléctricos y mecánicos que han redundado en mejoras para la empresa reduciendo costos en instalación y mantenimiento correctivo.

Por esta razón se establece una norma para la instalación de mediciones eléctricas que facilite el trabajo para instalar, supervisar o verificar una medición eléctrica. Se ha decidido colaborar aplicando los requerimiento de estas mediciones por parte del Administrador de Mayoristas y aplicando normas ya aplicadas en otros países y adaptando los requerimientos que como Empresa de generación se han venido dando en base a la experiencia con las mediciones, esto con el fin de tener las Normas de Instalaciones Eléctricas de la Empresa de Generación del INDE.



## 2. CONCEPTOS Y DEFINICIONES FUNDAMENTALES

### 2.1 Los átomos y la estructura

Para comprender los conceptos de corriente y voltaje se requiere cierto grado de familiaridad con el átomo y su estructura.

Generalmente el átomo está compuesto de tres partículas: el protón, el electrón y el neutrón. El protón es una partícula de carga positiva y por lo general está en el centro del átomo, la partícula alejada del centro del átomo y que posee una carga negativa es el electrón, las magnitudes de las cargas son exactamente las mismas. El neutrón es una partícula que no posee carga, pero tiene una masa ligeramente más grande que la del protón que a su vez tiene una masa más grande que la del electrón. La masa del electrón es de  $9.11 \times 10^{-28}$  g. La del protón es de  $1.672 \times 10^{-24}$  equivalente a 1836 veces la del electrón. Los radios del electrón, el protón y el neutrón están en el orden de magnitud de  $10^{-15}$  m.

Los átomos neutrales son los que poseen la misma cantidad de electrones y de protones.

Los distintos átomos tienen diferentes números de electrones en las capas concéntricas alrededor del núcleo. La primera capa, la más cercana al núcleo, solo puede contener 2 electrones. Si un átomo tiene tres electrones, el tercero debe ir en la capa siguiente.

La segunda capa puede tener un máximo de 8 electrones; la tercera 16; la cuarta 32 tal como lo determina la ecuación  $2n^2$  donde n es el número de la capa, y se pueden representar por números (n = 1, 2, 3..) O una letra (n = k, l, m....).

Después cada capa se separa en sub capas, donde la primera capa puede tener un máximo de 2 electrones, la segunda sub capa 6 electrones, la tercera 10 electrones, y la cuarta capa 14 electrones, la sub capas están representadas por las letras (s, p, d y f) en ese orden hacia fuera del núcleo.

## 2.2 Ley de Coulomb

Mediante la experimentación se determino que las cargas diferentes se atraen, y las cargas iguales se repelen. La fuerza de atracción o repulsión se determina por la ley de *Coulomb*:

$$F = \frac{k Q_1 Q_2}{r^2}$$

Donde F es en newtons, k = constante =  $9.0 \times 10^9 \text{ N} \cdot \text{m}^2 / \text{C}^2$ , Q1 y Q2 son las cargas en coulombs, y r es la distancia en metros entre las dos cargas. Esto indica que la fuerza decrece rápidamente para incrementos de valores de r. Por lo tanto en el átomo los electrones se repelen unos con otros y los protones y electrones se atraen mutuamente.

Dado que el núcleo esta formado por muchas cargas positivas (protones), existe una intensa fuerza de atracción para los electrones en las orbitas cercanas al núcleo.

Conforme se incrementa la distancia entre los electrones y el núcleo en las orbitas, disminuye la fuerza de atracción hasta que alcanza su nivel más bajo en la sub capa más alejada (cuando  $r$  es más grande).

Debido a que las fuerzas de atracción son más débiles, se gasta menos energía para poner en movimiento un electrón de una sub capa externa que de una sub capa interna. Por lo general, los electrones se ponen en movimiento con mayor facilidad en los átomos que tienen sub capas externas incompletas y, además, poseen pocos electrones.

El Cobre es el metal que se usa con mayor frecuencia en la industria eléctrica/electrónica. El átomo de cobre tiene un electrón de más que no necesita para completar las primeras tres capas. Esta sub capa externa incompleta que posee solo un electrón, y la distancia entre este electrón y el núcleo, revelan que el vigésimo noveno electrón es atraído muy débilmente en el átomo de cobre. Este vigésimo noveno electrón obtiene suficiente energía del medio que lo rodea para dejar su átomo padre, y se denomina *electrón libre*. En una pulgada cúbica de cobre a temperatura ambiente, hay aproximadamente  $1.4 \times 10^{24}$  electrones libres. Este material es óptimo para la conducción de energía eléctrica así como la plata, el oro, el aluminio y el tungsteno.

### **2.3 La corriente eléctrica**

Cuando un átomo pierde un electrón libre adquiere una carga neta positiva y se denomina ion positivo. El electrón libre es capaz de moverse dentro de estos iones positivos y dejar el área general del átomo padre, en tanto que los iones positivos solo oscilan en una posición media fija.

Por esta razón, el electrón libre es el que porta la carga en un alambre de cobre o en cualquier otro conductor sólido de electricidad.

Sin que se apliquen cargas externas, el flujo de carga neto en un conductor en cualquier dirección es cero.

Si se derivan  $6.242 \times 10^{18}$  electrones a velocidad uniforme por la sección transversal imaginaria circular en 1 segundo, se dice que el flujo de carga, o corriente es de 1 ampere (A) en honor a Ander-Marie Ampère.

Para establecer valores numéricos que permitan comparaciones inmediatas entre los niveles de, se definió un coulomb (C) de carga como la carga total asociada con  $6.242 \times 10^{18}$  electrones. Esto se define por:

$$\text{Carga / electrón} = Q_e = \frac{1 \text{ C}}{6.242 \times 10^{18}} = 1.6 \times 10^{-19} \text{ C.}$$

Para calcular la corriente en amperes usando la ecuación siguiente:

$$I = Q/t$$

I = amperes (A)

Q = coulombs (C)

T = segundos (S)

Se eligió la letra I por la palabra del francés con la que se designa la corriente: intensité (intensidad).

Analizando la ecuación anterior se puede considerar que a mayor carga fluye por el alambre, mayor es la corriente.

## 2.4 El voltaje

Por definición la energía es la capacidad para hacer un trabajo. Si se eleva una masa ( $m$ ) a cierta altura ( $h$ ) sobre un plano de referencia, se obtiene una medida de la energía potencial expresada en joules (J), la cual se determina mediante:

$$W (\text{Energía potencial}) = mgh (\text{joules, J})$$

En donde  $g$  es la aceleración gravitacional ( $9.754 \text{ m/s}^2$ ). Ahora esta masa tiene el “potencial” de hacer un trabajo. Por ejemplo aplastar un objeto colocado en un plano de referencia. Si el peso se eleva más tiene mayor energía potencial y puede hacer un trabajo adicional.

Teniendo en cuenta esto en una batería se ha establecido un posicionamiento de las cargas que provocara una diferencia de potencial entre las terminales. Si se conecta un conductor entre de una batería, los electrones en la terminal negativa tienen la suficiente energía potencial para superar los choques con otras partículas en el conductor y la repulsión a partir de cargas similares para alcanzar la terminal positiva a la cual son atraídos.

Existe una diferencia de potencial de 1 voltio o *volts* (V) entre dos puntos si se intercambia 1 Joule (J) de energía para mover 1 Coulomb (C) de carga entre dos puntos. La unida de volts (Voltio) se eligió en honor al Alessandro Volta.

El voltaje define cuanta energía esta implícita para mover una carga entre dos puntos en un sistema eléctrico. Por lo tanto, entre más alto es el valor nominal de voltaje de una fuente de energía, por ejemplo una batería, más energía estará disponible para mover la carga por el sistema.

Es importante recordar que la diferencia de potencial o voltaje siempre se mide entre dos puntos del sistema. Modificar cualquier punto puede cambiar e voltaje entre los dos puntos que se investigan.

El voltaje entre dos puntos se determina por:

$$V = \frac{W}{Q} \quad (\text{volts } \text{ò} \text{ voltios}).$$

Así también la energía

$$W = QV \text{ (joules)}$$

Y la carga esta definida por:

$$Q = W/V \text{ (Coulombs).}$$

Existen ciertas definiciones como potencial, diferencia de voltaje, diferencia de potencial, fuerza electromotriz que nos pueden confundir para lo cual se tiene las siguientes definiciones:



Potencial ó Voltaje: Es voltaje en un punto con respecto a otro en el sistema eléctrico. Por lo general el punto de referencia es tierra la cual tiene un potencial cero.

Diferencia de potencial o voltaje: La diferencia algebraica en el potencial (o voltaje) entre dos puntos de una red eléctrica.

Fuerza Electromotriz: (*electromotive force, emf*) La fuerza que establece el flujo de carga (o corriente) en un sistema debido a la aplicación de una diferencia de voltaje. Este titulo se asocia principalmente con fuentes de energía.

En resumen la diferencia de potencial aplicada (en volts) de una fuente de voltaje en un circuito eléctrico es la “presión” para poner el sistema en movimiento y “provocar” el flujo de carga o corriente por el sistema eléctrico.

## 2.5 Ley de Ohm

Toda conversión de energía se relaciona con la ecuación:

$$\text{Efecto} = \frac{\text{Causa}}{\text{Oposición}}$$

Equivalente a

$$\text{Corriente} = \frac{\text{Diferencia de Potencial}}{\text{Resistencia.}}$$

$$I = E / R$$

La ley revela que para una resistencia fija entre mayor es el voltaje a través del resistor más grande es la corriente, y entre mayor es la resistencia para el mismo voltaje, menor es la corriente.

En otras palabras, la corriente es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la resistencia.

Otras definiciones de Voltaje son:

$$E = IR \text{ ( volts,V)}$$

I = Corriente (A)

R = Resistencia en Ohms.

E = Voltaje o diferencia de Voltaje.

## **2.6 La potencia**

La potencia es una señal de cuanto trabajo se realiza (la conversión de energía de una forma a otra). En una cantidad especificada de tiempo, es decir, una velocidad para hacer el trabajo. Por ejemplo un motor grande tiene una mayor potencia que un pequeño debido a que tiene la capacidad de convertir más energía eléctrica en mecánica en el mismo periodo de tiempo. Debido a que la energía convertida se mide en joules (J), y que el tiempo en segundos (s), la potencia se mide en Joules / segundo (J/s), la unidad eléctrica de medida para la potencia es el watt (W) definido mediante:

$$1 \text{ Watt (W)} = 1 \text{ Joule/Segundo (J/s)}$$

En forma de ecuación la potencia se define como

$$P = W / T$$

P = Potencia ( Watt)

W= Energía (Joules)

T = Tiempo ( segundos).

La unidad *Watt*, se deriva de James Watt quien contribuyo a establecer los estándares de las medidas de potencia. Él introdujo el caballo de fuerza. Este se relaciona con el Watt por la siguiente ecuación:

$$1 \text{ caballo de fuerza} = 746 \text{ watts.}$$

En un sistema Eléctrico la potencia esta definida por

$$P = VI$$

Mediante sustitución por la ley de Ohm, la ecuación para la potencia se obtiene en otras formas:

$$P = VI = V ( V/R)$$

$$P = V^2/R \text{ (Watts)}$$

También

$$P = I^2R$$

Esta ecuación nos ayuda a obtener la potencia que disipa un resistor.

La potencia se disipa o se proporciona dependiendo de la definición de la polaridad de voltaje y de la dirección de la corriente.

## 2.7 Energía

En el caso de la potencia que es la velocidad para realizar un trabajo con el fin de producir una conversión de energía en cualquier forma, debe usarse un periodo determinado de tiempo. Por ejemplo un motor puede tener la potencia para mover una caja muy pesada, pero a menos que se utilice durante cierto tiempo, no habrá conversión de energía. Además, entre más se utilice el motor para transportar la carga, mayor será la energía disipada.

Por lo tanto la energía que pierde o gana cualquier sistema se determina mediante:

$$W = Pt \text{ (Watt Segundo, Ws o joules).}$$

Debido a que el watt segundo es demasiado pequeño para una cantidad más práctica se definió el Watt hora (Wh) y el kilowatt hora del modo siguiente:

$$\text{Energía (Wh)} = \text{energía eléctrica (W)} \times \text{tiempo (h)}$$

$$\text{Energía (KWh)} = \frac{\text{energía eléctrica (W)} \times \text{tiempo (h)}}{1000}$$

La energía en Kilo-Watt-hora no es más que la energía en Watt-hora dividida mil (1000).

## 2.8 La corriente y el voltaje en ac

El formato básico para la forma de onda senoidal es

$$A_m \text{ Sen } \varphi$$

Donde  $A_m$  es el valor pico de la forma de onda,  $\varphi$  es la unidad de medida para el eje horizontal.

El ángulo  $\varphi = \omega t$ , establece que el ángulo  $\varphi$  por el que pasará el vector rotatorio y se determina por la velocidad angular y la longitud de tiempo que gira el vector.

Dado esto el formato de una onda senoidal se puede definir también:

$$A_m \text{ Sen } \omega t.$$

Con  $\omega t$  como la unidad de medida horizontal.

Para las cantidades eléctricas como la corriente y el voltaje están definidos por:

$$I = I_m \text{ sen } \omega t = I_m \text{ Sen } \varphi$$

$$E = E_m \text{ sen } \omega t = E_m \text{ Sen } \varphi$$

Donde las letras mayúsculas con el subíndice m indican la amplitud y las  $I$  y  $E$  representan el valor instantáneo de corriente o voltaje respectivamente, en cualquier tiempo  $t$ .

Este formato es muy importante, debido a que presenta el voltaje o la corriente senoidales en función como una función del tiempo.

## 2.9 Medición de potencia para circuitos de corriente alterna

Para establecer la medición de potencia se debe tener en cuenta el valor efectivo de corriente y de voltaje de CA para lo cual se tiene la siguiente definición.

$$P = V_{\max} I_{\max} \sin \omega t \sin (\omega t - \varphi)$$

Donde:

$$V_{\max} = \text{Voltaje máximo}$$

$$I_{\max} = \text{Corriente máxima}$$

$(\omega t)$  = velocidad angular y longitud de tiempo del vector de voltaje o de Corriente

$\varphi$  = Angulo de desfase entre corriente y voltaje

Por identidades trigonometricas sabemos que

$$\sin x \cos y = \frac{1}{2} (\cos (x-y) - \cos (x + y))$$

Tenemos que

$$P = \frac{1}{2} V_{\max} I_{\max} (\cos (\omega t - \omega t + \varphi) - (\cos \omega t + \omega t - \varphi))$$

$$P = \frac{1}{2} V_{\max} I_{\max} (\cos \varphi - \cos (2 \omega t - \varphi))$$

Para obtener la potencia media integramos de 0 a  $2\pi$  que es la magnitud del ciclo en radianes.

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} P \, d\omega t = \frac{1}{4\pi} V_{\max} I_{\max} \left[ \int_0^{2\pi} \cos \varphi \, d\omega t - \int_0^{2\pi} \cos (2\omega t - \varphi) \, d\omega t \right]$$

Al integrar el segundo término da cero por que cada la integral de la función senoidal en un periodo completo es igual a cero.

Por lo tanto

$$P = \frac{1}{2} V_{\max} I_{\max} \cos \varphi$$

Valor Efectivo de una red de corriente alterna o voltaje alterno es  $1/\sqrt{2}$  ó 0.707 de su valor pico o máximo.

$$P = \frac{1}{2} V / 0.707 * I / 0.707 \cos \varphi$$

Por tanto, la potencia activa (real o resistiva) en un circuito de corriente alterna sinusoidal es el producto de valores eficaces de voltaje e intensidad por el coseno del ángulo de fase entre ellos.

$$P = V I \cos \varphi$$

Esto debido que el valor de corriente directa es equivalente al valor efectivo de corriente alterna.

## 2.10 Factor de potencia

En corriente alterna generalmente existe un desfase entre la señal de voltaje y de corriente, y usualmente la corriente esta retrasada respecto al voltaje un ángulo, el coseno de este Angulo  $\varphi$  es el factor de potencia, el cual se denomina en atraso cuando la señal de corriente esta atrasada respecto a la señal de voltaje y se denomina en adelanto cuando la señal de corriente esta adelantada respecto a la señal de voltaje. El ángulo  $\varphi$  depende de las cargas si son predominantemente inductivas retrasan la corriente respecto de la señal de voltaje y capacitivas si adelantan la señal de corriente respecto a la señal de voltaje. Idealmente se requiere que el factor de potencia sea cero (0) es decir, que el circuito sea puramente resistivo.

La potencia activa (real o resistiva) en un circuito de corriente alterna sinusoidal es el producto de valores eficaces de voltaje e intensidad por el coseno del ángulo de fase entre ellos.

$$P = VI \cos \varphi.$$

Como se ha visto en un sistema no solo existen cargas resistivas puesto que existen otros componentes en los circuitos eléctricos como los son los componentes inductivos y capacitivos, el efecto de estos componentes afectan directamente el factor de potencia y definen la potencia real (KW), la potencia aparente (KVA), y la potencia reactiva (KVAR).

La potencia activa esta definida como

$$P = V I \cos \varphi$$



## 2.11 Potencia Aparente

La potencia aparente es el producto del voltaje por la corriente sin hacer referencia a los componentes de la carga. Se denomina generalmente por la letra S. Debido a que no es más que el producto del voltaje por la corriente, sus unidades son Volts-Amperes, cuya abreviatura es VA. Su magnitud se puede determinar por:

$$S = V I$$

$$V = IZ \quad \text{e} \quad I = V/Z$$

$$S = I^2 Z \text{ (VA)}$$

$$S = V^2/Z \text{ (VA)}$$

Donde Z es la impedancia que es el equivalente de la resistencia, pero en un circuito de corriente alterna, ya que tiene una componente real, o resistiva y una componente compleja, inductiva (XL) o capacitiva (XC) dependiendo de la red, o circuito que alimente.

Si la potencia Activa es

$$P = VI \cos \varphi$$

$$S = VI$$

Por tanto

$$P = S \cos \varphi$$

## 2.12 Potencia reactiva

Para un circuito puramente inductivo, el voltaje se adelanta a la corriente 90 grados. Y la potencia activa en un circuito puramente inductivo es igual a cero.

La potencia reactiva asociada a cualquier circuito se define como

$$Q = VI \text{ Sen } \phi$$

Su unidad de medida es VAR o volts-ampere reactivo.

Para un inductor

$$Q_L = I^2 X_L$$

o

$$Q_L = V^2/X_L$$

Donde  $X_L$  = es la reactancia del inductor.

Para un capacitor o circuito puramente capacitivo, la corriente se adelanta al voltaje 90 grados o el voltaje se atrasa 90 grados a la corriente.

$$Q_C = I^2 X_C$$

o

$$Q_C = V^2/X_C$$

Donde  $X_C$  es la reactancia del capacitor.

Para un capacitor ideal el flujo neto de potencia es cero durante un ciclo completo al igual que en un inductor ideal.

### **2.13 Efecto de la potencia reactiva**

El efecto que causa la potencia reactiva en un sistema eléctrico es que elevan el requerimiento de potencia reactiva de una planta generadora, aun cuando esta potencia no se disipe sino simplemente se pida prestada. La mayor demanda de potencia durante estos intervalos es un factor de costo que debe transferirse al consumidor industrial. En otras palabras entre más cerca de 1 este el factor de potencia de un equipo industrial, más eficiente es la operación de la planta, puesto que esta limitando el uso de potencia prestada (reactiva).

### **2.14 Triángulo de potencia**

La potencia activa  $P$  (watt), la potencia aparente  $S$  (VA) y la potencia reactiva  $Q$  (VAR) se relacionan vectorialmente según la ecuación siguiente:

$$S = P + jQ$$

Donde  $P = P < 0^\circ$ ,  $Q_L = Q_L < 90^\circ$ ,  $Q_C = Q_C < -90^\circ$

$P$  = Potencia activa

$Q_L$  = Potencia reactiva inductiva.

$Q_C$  = Potencia reactiva capacitiva.

Para una carga inductiva la potencia aparente es

$$S = P + jQ_L$$

Para una carga capacitiva la potencia aparente es

$$S = P + j Q_c$$

Puesto que la potencia activa y la potencia reactiva siempre están a un ángulo de 90° con respecto a la otra se relacionan mediante el teorema de Pitágoras.

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Otra forma de encontrar la potencia aparente es

$$S = V I^*$$

Donde  $I^*$  es el conjugado de la corriente ( esto indica cambiarle de signo al ángulo de corriente).

## 2.15 Medición

Una medición es la comparación de una magnitud con otra tomada como patrón, realizada a través de un instrumento en forma indirecta, ya que el patrón generalmente no es accesible.

Es muy frecuente la confusión entre exactitud (accuracy) y precisión (precisión), hablando en términos de metrología (ciencia de las mediciones), se debe tener cuidado en distinguirlos así como los términos de sensibilidad y resolución.

Precisión es la capacidad que tiene un instrumento de reproducir su indicación al medir repetidamente una misma magnitud.

Exactitud (Llamado también grado de exactitud, porque no existe nada exacto). Es la capacidad de un instrumento de indicar el valor real.

Sensibilidad es la relación entre la magnitud de la respuesta de un instrumento y la magnitud del parámetro que se está midiendo, dada en unidades de longitud o grados de deflexión por unidad del parámetro.

Resolución es el cambio más pequeño que se puede detectar con un instrumento, dado en unidades del parámetro medido.

Sistemas de Medidas, un sistema de medidas se basa en convenciones internacionales que definen las diferentes unidades fundamentales. Estas inherentemente son exactas

### **2.15.1 Medición de energía para circuitos de corriente alterna**

La medición de energía, desde el punto de vista de la configuración de circuitos, es igual a la medición de potencia, ya que la energía no es más que la potencia integrada en el tiempo. Esto se realiza mediante el medidor de energía.

### **2.15.2 Tipos de mediciones eléctricas**

Existen diferentes tipos de configuraciones para medir la energía eléctrica en bloque a voltajes de media y alta tensión que son los que nos interesan.

En tiempos remotos teníamos las limitaciones de espacio y de costo de instrumentos para la instalación de una medición trifásica. Con los requerimientos modernos y el mejoramiento de la tecnología ahora en las instalaciones de mediciones de energía eléctrica se trata de ser lo más exacto posible, por lo tanto se especificará la configuración de medición más utilizada en nuestros tiempos.

### **2.15.3 Medición de tres elementos**

Generalmente en los sistemas de entrega de energía la medición se coloca después del transformador de potencia que alimenta los circuitos de distribución generalmente desbalanceados.

Esta medición indica que por cada fase de una línea trifásica tendremos un transformador de corriente y un transformador de voltaje, formando para las tres fases una medición de tres elementos que son conectados a un medidor o contador forma 9S clase 20.

El Elemento de medición de potencia se le llama al conjunto de una bobina de voltaje (PT) y una bobina de corriente (CT).

Las ventajas de este tipo de medición son que se puede aplicar a los sistemas de configuraciones estrella y delta. Además, también se aplica el mismo principio para sistemas de distribución que miden solo una fase o dos fases dependiendo de los requerimientos del usuario.

#### 2.15.4 Principios de medición trifásica

Para llegar a los sistemas de medición trifásica de media y alta tensión de estos tiempos, la instrumentación eléctrica se ha basado en teoremas que son el principio de la medición de energía y potencia.

#### 2.15.5 Teorema de Blondel

Este teorema indica que para cualquier sistema polifásico de n conductores se puede medir la potencia (ò energía) con n-1 elementos de medición, si el retorno de las bobinas de potencial (voltaje) de estos se conecta al conductor que no lleva bobina de intensidad, generalmente él neutro del sistema ò una fase si es de 2 elementos.

$$P = V_{an} I_a + V_{bn} I_b + V_{cn} I_c$$

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T (V_{an} I_a + V_{bn} I_b + V_{cn} I_c) dt$$

P = Potencia activa del sistema

$V_{an}$  = Voltaje entre la fase a y neutro

$V_{bn}$  = Voltaje entre la fase b y neutro

$V_{bc}$  = Voltaje entre la fase c y neutro

$I_a$ , = Corriente fase a

$I_b$  = Corriente fase b

$I_c$  = Corriente fase c

T = Periodo

Para el caso en el cual no se tiene accesible el neutro y tenemos que utilizar el neutro artificial "p" la suma de las lecturas nos daría:

$$P = V_{ap} I_a + V_{bp} I_b + V_{cp} I_c$$

Generalmente el punto "p" no coincide con el punto neutro "n" existirá un voltaje  $V_{np}$  de manera que:

$$V_{ap} = V_{an} + V_{np} \quad V_{bp} = V_{bn} + V_{np} \quad V_{cp} = V_{cn} + V_{np}$$

$$P' = 1/T \int_0^T (V_{an} + V_{np}) I_a + (V_{bn} + V_{np}) I_b + (V_{cn} + V_{np}) I_c dt$$

$$P' = 1/T \int_0^T (V_{an} I_a + V_{bn} I_b + V_{cn} I_c + V_{np} (I_a + I_b + I_c)) dt$$

Pero por ley de kirchhof: en un sistema trifásico  $I_a + I_b + I_c = 0$

Por tanto  $P' = P$

Esto indica que la suma de las potencias de las tres fases conectadas a un neutro artificial "p" es igual a la potencia total del sistema.

Ahora bien si el neutro artificial "p" puede estar a cualquier potencial también puede estar conectado a un potencial de la línea c. Conectando el neutro artificial "p" a la línea c no se altera la ecuación anterior. En este caso la medición sería de dos elementos y la potencia sería la suma de las dos potencias medidas.



La operación de la suma de potencias la realiza el medidor de potencia o energía de acuerdo a la tecnología utilizada por el fabricante.

#### 2.15.6 Sistema de medición de 2 ½ elementos

Este sistema generalmente ya no es utilizado para facturación pero se utiliza para circuitos de control y monitoreo de corriente.

Este nombre no es correcto pero se ha generalizado para designar las mediciones que poseen tres transformadores de corriente y dos transformadores de voltaje con la configuración especial. Esta medición es utilizada para reducir costos a expensas de la exactitud.

Generalmente la conexión es un transformador de corriente (CT) por fase y dos transformadores de Voltaje (PT) conectados de acuerdo a la tecnología que nos solicite el fabricante del medidor al que se vaya a conectar.

### **2.16 Transformadores de instrumento**

Son dispositivos electromagnéticos cuya función es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación o sistema eléctrico en general.

Con el objetivo de disminuir el costo y los peligros de realizar una medición o protección en un sistema eléctrico de alta tensión, se disponen de los aparatos llamados transformadores de corriente y transformadores de voltaje (también llamados de potencial), que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos

transformadores se construyen para corrientes secundarias de 5 o 1 amperio y para voltajes secundarios de 100 o 120 voltios.

### **2.16.1 Transformadores de Corriente**

Cuando se desea hacer mediciones de corriente cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general puede ser de 5 ó 1 amperios según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión.

El primario de los transformadores de corriente se conecta en serie con el circuito de alta tensión que se desea medir, y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los dispositivos de medición y de protección que se requiera energizar.

La relación de transformación para el transformador de corriente se establece como:

$$N_2/N_1 = I_1/I_2 = K_n$$

Donde

$N_2$  = Número de vueltas del devanado secundario

N1= Número de vueltas del devanado primario

I1 = Corriente en el devanado primario

I2 = Corriente en el devanado secundario.

Kn = Relación del transformador de corriente.

### **2.16.1.1 Transformadores de corriente para uso en mediciones eléctricas**

Los transformadores cuya función es medir requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizar desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del orden del 10 %, hasta un exceso de corriente del orden de 20%, sobre el valor nominal.

### **2.16.1.2 Corriente primaria del transformador de corriente**

Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado de corriente inmediato superior de la corriente calculada para la instalación.

### **2.16.1.3 Carga secundaria del transformador de corriente**

Es el valor de impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que esta constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones en series con el secundario y que corresponden a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria (Burden).

Es decir, una potencia de precisión (Burden) de 100 VA para una corriente nominal secundaria de 5 amperios, representa una impedancia de carga de:

$$100/5^2 = 4 \text{ Ohms.}$$

La carga se puede expresar también, por los voltios -amperios totales y su factor de potencia, obtenidos a un valor especificado de corriente y frecuencia.

Las cargas normalizadas se pueden expresar también con la letra B seguida del valor total de la impedancia, por ejemplo B-1.8. El valor del factor de potencia normalizado es de 0.9 para los circuitos de medición y de 0.5 para los circuitos de protección. Todos los aparatos, ya sean de medición o de protección, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión. Existen tablas y formulas para calcular la carga en VA de acuerdo a las características del cable conectado al devanado secundario como los es la longitud del cable, el área de sección transversal, el material etc.

#### **2.16.1.4 Potencia nominal secundaria de transformador de corriente**

Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en voltios-amperios (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato (Transformador de corriente). Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos en serie con el devanado secundario, más las perdidas por efecto Joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida.

Para los secundarios de 5 amperios, la experiencia indica que nos se deben utilizar conductores con calibres inferiores al No. 10 AWG, que tiene una resistencia de 1Ohm por cada 333 metros de longitud. Este conductor sobredimensionado, reduce la carga (Burden) y, además, proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de una ruptura accidental del circuito, con el desarrollo de una sobre tensiones peligrosas.

#### **2.16.1.5 Límite térmico del transformador de corriente para uso en mediciones**

Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A/mm<sup>2</sup>, en forma continua. También se puede acotar que en estos tiempos los fabricantes de transformadores de corriente ofrecen hasta un límite térmico de 400% del valor nominal de corriente de los transformadores sin que se vea afectado su precisión, la limitación en este caso sería los costos y, además, el equipo conectado a los transformadores que también tienen niveles de operación que deben respetarse.

#### **2.16.1.6 Límite de corto circuito del transformador de corriente**

Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A/mm<sup>2</sup> durante un segundo de duración del cortocircuito.

#### **2.16.1.7 Tensión secundaria nominal**

Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal. Por ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de B 1.0, o sea, una carga de 1.0 ohms, la tensión secundaria generada será de:

$$1 \text{ ohm} \times 5 \text{ amperios} \times 20 \text{ veces} = 100 \text{ volts.}$$

Que se designa como un transformador de corriente de clase C-100. Esta es una aplicación para transformadores de corriente utilizados en relés de protección.

#### **2.16.1.8 Clase de precisión para medición en transformadores de corriente**

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

Normalmente se construye transformadores con precisión de acuerdo a las necesidades de utilización.

Las Normas ANSI definen las clases de precisión de 0.3 y 0.2 para mediciones de laboratorio y equipos de medición o medidores eléctricos.

#### **2.16.1.9 Clase de precisión para protección**

Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores hasta de 20 veces el valor de la corriente nominal.

La norma ANSI hace la siguiente clasificación de precisión para protección.

#### **2.16.1.9.1 Clase C**

Esta clase cubre a los transformadores que, por tener los devanados uniformemente distribuidos, su flujo de dispersión en el núcleo no tiene efecto apreciable en el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación se puede calcular por métodos analíticos.

#### **2.16.1.9.2 Clase T**

Esta clase cubre los transformadores que, por no tener los devanados uniformemente distribuidos, el flujo de dispersión en el núcleo afecta el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación debe ser determinada mediante pruebas de laboratorio.

Ambas clasificaciones deben complementarse con la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal, considerada entre B 1.0 y B 8.0, cuando fluye una corriente con una magnitud 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error deberá estar limitado a 10% para cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y para cualquier carga inferior a la nominal.

#### **2.16.1.10 Corriente de límite térmico para transformadores de corriente utilizados para protecciones eléctricas**

Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto Joule, durante un segundo, sin sufrir deterioro y con el circuito secundario en corto circuito. Se expresa en kiloamperios eficaces o en N veces la corriente primaria.

La elevación de temperatura admisible en el aparato es de 150 grados centígrados para aislamiento clase A. Dicha elevación se obtiene con una densidad de corriente de 143 A/mm<sup>2</sup> aplicada durante un segundo.

Calculo de corriente térmica:

$$I_t = MVA_{cc} / 1.7372 \times KV$$

$I_t$  = Valor efectivo de corriente de límite térmico.

MVA= Potencia de cortocircuito en MVA

KV = Tensión nominal del sistema en KV.

#### **2.16.1.11 Corriente de límite dinámico**

Es el valor de pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en corto circuito. Se expresa en kiloamperios de pico, de acuerdo con la expresión.

$$I_d = 1.8 (\text{SQR } 2) I_t = 2.54 I_t.$$

$I_d$  = Valor pico de la corriente dinámica.

En la práctica, para construir transformadores resistentes a los cortocircuitos se requiere grandes secciones de cobre en los embobinados, los que reduce el número de espiras del primario. Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de amperes-vuelta del primario, la precisión de los transformadores que pueden resistir cortocircuitos disminuye



sensiblemente. Es decir, para tener un transformador con características elevadas de cortocircuito, habría que limitar la precisión al mínimo.

### **2.16.2 Transformadores de potencial**

Son aparatos en los que la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria en condiciones normales de operación, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan la función de transformar la tensión y a su vez aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El devanado primario del transformador voltaje se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los dispositivos de medición o protección que se requieran energizar.

Estos aparatos se fabrican para interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

La relación de transformación de los transformadores de Potencial (Voltaje) esta dada por la siguiente ecuación:

$$K_n = V_1/V_2$$

Donde

$V_1$  = Voltaje en el devanado primario.

$V_2$  = Voltaje en el devanado Secundario

$K_n$  = Relación de transformación.

### **2.16.2.1 Tensiones de los transformadores de potencial**

La tensión primaria y secundaria de un transformador de potencial, deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

#### **2.16.2.1.1 Tensión primaria**

Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación de 13.8 KV o 34.5 KV.

#### **2.16.2.1.2 Tensión Secundaria**

Los valores normalizados, según ANSI son de 120 voltios para aparatos de hasta 25 KV y de 115 voltios para aquellos con valores superiores a 34.5 KV.

Los transformadores de voltaje o potencial se construyen generalmente con un solo embobinado secundario.

### **2.16.2.2 Potencia nominal Secundaria de los transformadores de voltaje**

Es la potencia expresada en voltios-amperios que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación; sobre todo cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida.

Para secundarios de 120 voltios. La experiencia indica que no se deben utilizar conductores con calibres inferiores a 12 AWG. Este calibre reduce la carga del cable y proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de ruptura del circuito; con el desarrollo consiguiente de cortocircuitos peligrosos.

#### **2.16.2.3 Carga (Burden) de los transformadores de voltaje**

Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario y la conforman el medidor y los cables que se conectan a las terminales del PT o transformador de potencial.

#### **2.16.2.4 Clase de precisión para medición**

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en porcentaje %, que el transformador puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador de potencial se debe poder garantizar para valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión para medición de 0.2 y 0.3 para instrumentos de mediciones en laboratorios y para medidores de energía de sistemas de potencia y distribución.

De acuerdo a normas ANSI se especifica la nomenclatura de un transformador de potencia, por ejemplo:

0.3 Y

0.3= Indica el valor de precisión.

Y = Indica la carga en voltios-amperios que para las normas ANSI es de 75 VA.

### **2.16.3 Especificaciones importantes a considerara en un transformador de potencial**

1. Relación de Transformación.
2. Potencia a alimentar (burden) en VA.
3. Clase de precisión.
4. Tipo de Servicio.
5. Número de devanados.
6. BIL Nivel básico de impulso en KV.
7. Nivel de aislamiento a la tensión de 60 Hz.

### **2.16.3 Aspectos generales en la selección de transformadores de instrumentos (potencial y corriente)**

- a) Tipo de instalación.
- b) Tipo de aislamiento.
- c) Potencia.
- d) Clase de precisión.

**e) Tipo de instalación**

Los transformadores de instrumento pueden ser diseñados para instalarse en interiores y exteriores, es decir, pueden ser de tipo interior o exterior.

**f) Tipo de aislamiento**

Estos pueden variar de acuerdo a la tensión en que se instale en equipo. Por lo general para baja y media tensión se utiliza resinas sintéticas. Y para alta tensión se utilizan papel, aceite y porcelana. Esto de acuerdo a la tecnología del fabricante y las normas utilizadas.

Desde el punto de vista del aislamiento del transformador de instrumento estos deben cumplir con las siguientes especificaciones dieléctricas.

- Tensión de impulso o de rayo con onda de 1.2/50 microsegundos.
- Tensión de frecuencia del sistema (60 Hz) durante un minuto.
- Tensión a la frecuencia del sistema (60 Hz.) Durante 10 segundos en húmedo (para aislamiento exterior).
- Descargas parciales.
- Factor de potencia dieléctrico.

### **g) Potencia**

La potencia de consumo de los dispositivos a conectar en el secundario de los transformadores de instrumento debe ser especificada ya que tiene relación con la precisión del transformador. Los factores que influyen en la potencia (Burden) ya sea PT o CT son: 1) La potencia de los instrumentos a alimentar. 2) El consumo de potencia de los conductores que conectan al transformador con los instrumentos de medición o protección. Estos factores definen que los transformadores de instrumento posean doble relación, o dos devanados secundarios o bien otras características diferentes.

### **h) Precisión**

Como se dijo anteriormente se define por el equipo a conectar al transformador de instrumento.

## **2.17 Medidores de energía electrónicos**

En los últimos años se ha desarrollado a gran velocidad los contadores electrónicos. A continuación se dan las características más importantes de estos contadores.

Existen distintos fabricantes de contadores electrónicos, sin embargo, solo aquellos contadores con sistema de calculo análogo digital son los más confiables, pues existen otros que utilizan otra tecnología u otros sistemas en los que su exactitud nos es confiable.

### **2.17.1 Ventajas de los medidores electrónicos**

- Medición más exacta, antes el valor de exactitud era de 2% y ahora es de 0.5% a 0.2%.
- Múltiples medidas 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 del mes anterior, perfil de carga, etc.
- Comunicación por distintos medios: visual, directa a una computadora portátil, por módem.
- Capacidad de automatización de eventos.
- No se puede variar su exactitud, nos se puede realizar fraude dentro del mismo contador.
- Capacidad de lectura de multi-tarifas, ya sean horarias, diarias o por estación.
- La mayoría de los fabricantes utilizan componentes que garantizan la operación de este equipo a condiciones extremas de temperatura y de humedad.

### **2.17.2 Desventajas de los medidores electrónicos**

- Si no hay voltaje en el servicio, no hay lecturas ni comunicación directa, salvo que el contador tenga fuentes auxiliares. Generalmente en el medidor electrónico tipo socket la fuente de alimentación es la fase A.
- Por sus componentes electrónicos, son más sensibles a variaciones de voltaje, descargas electro-atmosféricas, por lo que requieren más atención en su instalación, para evitar pérdidas de información, aunque, aunque es difícil su destrucción o pérdida completa del contador.

### **2.17.3 Principio de la medición electrónica**

Los contadores electrónicos hacen muestreos tanto del voltaje como de la corriente de cada una de las fases y convierte esa información en códigos que a su vez son convertidos a números binarios (10101) por medio de un convertidor análogo-digital. Los cálculos y controles internos los realizan la lógica digital utilizada por la empresa fabricante.

### **2.17.4 Conformación de un contador o medidor de energía**

Los medidores generalmente cuentan con un diseño modular que consta de tarjetas de circuitos electrónicos que se ajustan en forma conjunta para realizar diversas funciones como las siguientes:

- Módulo de transformación de voltaje y de corriente.
- Módulo de conversión analógica/digital y procesamiento de datos.
- Módulo procesador de registros, perfil de carga, reloj de tiempo real y comunicaciones.
- Módulo de entradas y salidas de pulsos, señales analógicas o digitales.
- Módulo de módem interno para comunicación telefónica.
- Módulo de comunicación simultánea de los puertos existentes, permitiendo las interfaces entre un sistema SCADA, una unidad remota o una P.C.



### **2.17.5 Tipos de medidores electrónicos**

Generalmente esta disponible los contadores tipo Somet, tipo din, tipo base tablero. Generalmente estos medidores traen puerto óptico norma ANSI o IEC.

### **2.17.6 Características de los medidores electrónicos**

#### **2.17.6.1 Pantalla de datos de registro**

El medidor debe contener una pantalla capaz de desplegar los datos de energía, demanda, instantáneos, etc. Estos datos deben ser programables para beneficio de los usuarios.

#### **2.17.6.2 Perfil de carga**

El medidor debe contar con canales de grabación para perfil de carga divididos en dos perfiles de carga estándar. Los canales deben de estar disponibles para ser utilizados por todos los registros seleccionados, los totalizados, entrada de pulsos, calidad de voltaje etc. La longitud del intervalo (por ejemplo: una longitud de intervalo de 15 minutos podría utilizarse para facturar y una segunda longitud de intervalo de 5 minutos para calidad de potencia o estudio de cargas). Cada longitud de intervalo es programable con valores 1, 2, 3, 4, 5, hasta 60 minutos.

Durante las interrupciones de energía, la fecha y el tiempo se mantienen a través de la batería o de una fuente auxiliar que puede operar con corriente alterna o directa. La operación de la batería sin energizar debe tener un rango de más de 60 días.

El almacenamiento de datos de registros y perfiles es efectuado en una memoria dinámica RAM contenida en el medidor, con gran capacidad de almacenamiento (generalmente 440Kbytes.) Esta memoria es capaz de compartirse entre el perfil de carga, la bitácora de eventos, la información de calidad de potencia, las auto lecturas y el almacenamiento de registros. Esta facilidad permite al usuario personalizar la utilización de la memoria del medidor para cada punto de medición.

Las importantes cantidades de perfil de carga incluyen:

KWH (Energía activa entregada, recibida, por fase o trifásicos).

KVAh (Energía aparente entregada, recibida, por fase o trifásicos).

KVARh (Energía reactiva entregada, recibida, por fase o trifásicos). Estos se pueden definir también por el cuadrante (Q1, Q2, Q3, Q4 por fase o trifásicos).

V (voltaje promedio o por fase)

A (Amperios promedio o por fase)

FP (Factor de potencia o promedio, por fase o trifásico).

HZ (Frecuencia por fase o trifásica).

Los valores de potencia son definidos de acuerdo a la lógica matemática propia del fabricante, es decir, unos fabricantes los registran como se hace con la energía y otros los obtienen a partir de los valores de energía de los registros del medidor.

### **2.17.6.3 Calidad de voltaje**

Los medidores deben ser capaces de medir eventos de calidad de voltaje como disminuciones de ondas (sags), incrementos de ondas (swells), desbalances de voltaje (unbalance) pudiéndose programar el valor de umbral de cada uno de ellos.

#### **2.17.6.4 Análisis de armónicas**

El medidor debe ser capaz de medir hasta la vigésima armónica de cada fase de voltaje y corriente.

Y debe de ser capaz de deducir la distorsión total de armónicas (%THD) tanto promedio como instantáneo, por fase y trifásico utilizando las formulas tanto de ANSI como IEC.

#### **2.17.6.5 Comunicaciones**

El medidor debe constar de un puerto cuádruple, que soporta comunicaciones de protocolos múltiples. El puerto 1 es el RS 232. El puerto 2 es seleccionable entre RS 232, un RS 485 o un MODEM interno. El puerto 3 es el puerto óptico del tipo ANSI o IEC ubicado en la cubierta del dispositivo. El cuarto puerto es un puerto Lon works que puede expandirse para soportar 64 entradas y salidas. Puede tener más puerto pero esto depende de la tecnología y las necesidades del usuario. La velocidad de interrogación se define por el fabricante el cual hace uso de su tecnología para definir esta velocidad que esta dada en bps (baudios por segundo).

#### **2.17.6.6 Entradas y salidas**

El medidor debe contar con un subsistema de entrada / salida (E/S). Estos deben funcionar con la filosofía de “conéctese opérese” Los módulos E/S deben incluir 16 salidas digitales de estado, 8 de pulso y 8 analógicas, además de 16 entradas digitales de estado 8 entradas de pulso y 8 entradas analógicas.

La mejora de esta tecnología depende del fabricante y de las necesidades del usuario.

### **2.17.7 Ajuste del tiempo de medidores**

El tiempo real del medidor se debe poder ajustar de diferentes formas. Inicializándose el medidor se podrá ver la hora que contenga la hora de la PC que utilice el medidor.

El ajuste de la hora del medidor es puede realizarse a través de la capacidad que tiene el propio medidor de sincronizarse. Durante la un ajuste de tiempo, los datos de demanda y perfil de carga se deben mantener pero modifican su hora original para coincidir con el nuevo horario, de esta manera la estructura del perfil de carga se mantiene consistente a pesar del cambio de hora.

Generalmente estos medidores tienen un pequeño error en el reloj interno por lo cual requieren que cuando estén en operación se ajuste el tiempo del medidor cada año para que no existan discrepancias con los medidores de respaldo. Esta operación generalmente se realiza por medio de una PC que esta ajustada al tiempo real.

### **2.18 Determinación distancias dieléctricas para subestaciones**

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre fases, y entre fase y tierra.

Para esto se presentarán los siguientes conceptos que nos ayudaran a comprender el problema.

Tensión crítica de flameo (TCF). Se designa como tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10% esta dada en forma experimental por:

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso a nivel del mar:

$$(TCF) \text{ normal} = NBI / 0.961$$

Por ejemplo para el caso de una tensión de 230 KV, con un BIL de 1050, la tensión crítica de flameo es:

$$(TCF) \text{ normal} = 1050 / 0.961 = 1092.6 \text{KV a nivel del mar.}$$

Para un diseño se utiliza la (TCF) normal corregida por altitud y por humedad:

$$(TCF) \text{ diseño} = (TCF) \text{ normal} \times K_h / \partial$$

Donde (TCF) normal = Valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea, cuando  $\partial = 1$  y  $K_h = 1$ .

$\partial$  = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura.

$K_h$  = Factor de humedad atmosférica.

La relación entre la (TFC) diseño y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 KV/ m, se obtiene la siguiente expresión:

$$(TCF) \text{ diseño} = K \cdot d$$

Donde

K = gradiente de tensión en KV/ m

d = distancia entre fase a tierra en m

Despejando d y utilizando el valor promedio de K, la expresión queda en la siguiente forma:

### 2.18.1 Distancia de fase a tierra

d= distancia de fase a tierra.

$$d = (TCF) \text{ diseño} / 550$$

Y sustituyendo la tensión de diseño por su ecuación equivalente, tenemos la siguiente expresión:

$$d = \frac{(TCF) \text{ normal} \times Kh}{550 \times \partial}$$

De lo anterior también se deriva que las distancias dieléctricas se pueden corregir a partir de la altitud de 1000 m.s.n.m de acuerdo con la siguiente ecuación, que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento en altitud. El tramo de cero a mil metros se considera dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left( \frac{h - 1000}{100} \right) d_{1000}$$

Donde:

$d_h$  = distancia dieléctrica a la altura  $h$  metros sobre el nivel del mar  
(m.s.n.m)

$d_{1000}$  = distancia eléctrica a altura de 1000 m.s.n.m.

Tomando en cuenta que la configuración real entre partes vivas de una subestación es diferente de la configuración placa varilla utilizada para establecer los valores mínimos de no flameo. Se recomienda aumentar en un 10% los valores mínimos de no flameo para tensiones menores a 245 KV y 6% para tensiones superiores a 380 KV.

### **2.18.2 Distancia dieléctrica entre fases**

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta la tensión máxima que puede aparecer entre fases es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación, esto conduce a encontrar una distancia mínima entre fases, 15% mayor a la distancia mínima a tierra.

Como practica en el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de fase a tierra, se fijan aumentando a sus respectivas distancia mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses flexibles hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello las distancia mínimas de diseño se pueden

expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2.0 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

La distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el cual debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

### **2.19 Protecciones de equipo de medición**

Generalmente la medición para facturación está instalada en las subestaciones de sub transmisión o distribución, también en la salida de los generadores. En estos casos la medición esta protegida generalmente por los dispositivos que protegen el transformador de potencia ò el generador, los cuales a su vez protegen la medición. Estos dispositivos que protegen la medición son los pararrayos, interruptores de potencia, fusibles y relès de protección. Pero también existen casos en los que la medición esta fuera del radio de protección de la subestación y por lo tanto se debe tomar en cuenta la protección del equipo de medición para poder facturar adecuadamente y, además, que el servicio de energía eléctrica este de forma continua.

Generalmente las protecciones de medición para facturación fuera del rango de protección de una subestación, deben constar del siguiente equipo: Fusibles, pararrayos, fusibles o flip-on en el cableado secundario de los transformadores de voltaje.



### **2.19.1 Protección de corriente de corto circuito**

La corriente de corto circuito a la que es sometido el equipo de medición llámese transformadores de corriente, medidor de energía, en una subestación esta restringida por los relès de protección de sobre corriente que envían la señal de disparo al interruptor de potencia, este a la vez de proteger el transformador de potencia protege a los transformadores de corriente esfuerzos eléctricos y mecánicos que limitan su vida útil. Los criterios de protección para la corriente de corto circuito están definidos por los valores de corto circuito que maneja la subestación.

### **2.19.2 Protección contra descargas atmosféricas o maniobras de cierre y apertura**

En una subestación la protección contra descargas atmosféricas esta definida por los pararrayos de la subestación y también por los relès de sobre voltaje que envían la orden de disparo al interruptor de potencia.

### **2.19.3 Fusibles**

Generalmente los equipos de medición que no están ubicados en una subestación tienen fusibles como protección en el lado primario. Sus principales ventajas son: El bajo costo y la rápida operación con valores elevados de corriente.

Sus deficiencias están en la necesidad de cambiarlos cuando operan, y que solo se conectan por fase, lo cual puede dejar operando las otras dos fases (si es un sistema trifásico) y crear problemas en la interpretación de la medición.

#### **2.19.4 Protección de transformador de voltaje**

En lugares los cuales existen problemas de descargas electro atmosférico se utilizan fusibles para proteger los Transformadores de voltaje.

Se colocan los fusibles de la señal que llega al transformador de voltaje, tomando en cuenta que el valor de corriente no debe ser mayor a la corriente de operación del transformador de voltaje.

#### **2.19.5 Protección del devanado secundario del transformador de Voltaje**

Para proteger el secundario del transformador de voltaje de posibles conexiones a tierra se colocan interruptores limitadores de corriente en el secundario de la señal de voltaje del transformador de Potencial o voltaje con esto se limita que al aterrizar el secundario se produzca una falla en el transformador de voltaje. Esta protección también se realiza con fusibles de corriente que operan al voltaje nominal secundario del transformador de voltaje.

#### **2.19.6 Pararrayos**

Las sobre tensiones que se presentan en las instalaciones de un sistema pueden ser de dos tipos:

1. Sobre tensiones de origen atmosférico.
2. Sobre tensiones por fallas del sistema.

El pararrayo es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobre tensiones de origen atmosférico.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente; para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

1. Descargas directas sobre la instalación.
2. Descargas indirectas.

De los casos anteriores, el que se presenta con mayor frecuencia, es el de descargas indirectas.

El pararrayos, dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobre tensión de determinada magnitud, descargando la corriente alterna.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores, cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

Los pararrayos más utilizados son los del tipo autovalvular y los pararrayos de resistencia variable.

El pararrayo de tipo autovalvular tiene varias chapas de explosores conectados en serie por medio de resistencias variables, cuya función es dar una operación más sensible y precisa. Se emplea en los sistemas que operan a grandes tensiones, ya que representa una gran seguridad de operación.

El pararrayo de resistencia variable funda su principio de operación en el principio general, es decir, con dos explosores, y se conecta en serie en una resistencia variable. Se emplea en tensiones medianas y tiene bastante aceptación en sistemas de distribución estos serán los utilizados para las protecciones de mediciones de 13.8KV y 34.5 KV.

La función del pararrayo no es eliminar las ondas de sobre tensión presentadas durante las descargas atmosféricas, sino limitar su magnitud a valores que sean perjudiciales para las máquinas y equipo del sistema.

Las ondas que generalmente se presentan son de 1.5 x 40 microsegundos. (Norma Americana) y 1 x 40 microsegundos (Norma Europea). Esto quiere decir que alcanza su valor de frente en 1.5 a 1 microsegundo. (Tiempo de frente de onda). La función del pararrayo es cortar su valor de onda (aplanar la onda).

Las sobre tensiones originadas por descargas indirectas se deben a que se almacenan sobre las líneas cargas electrostáticas que al ocurrir la descarga se parten en dos y viajan en ambos sentidos de la línea a velocidad de la luz.

Los pararrayos protegen también a las instalaciones contra descargas directas, para lo cual tiene un cierto radio de protección. Para dar mayor seguridad a las instalaciones contra descargas directas se instalan unas varillas conocidas como bayonetas (puntas Franklin) e hilos de guarda semejantes a los que se colocan en las líneas de transmisión.

## **2.20 Aterrizaje de equipo de medición**

Para el aterrizaje del equipo de medición se deben tener los conceptos de tierra física los cuales son muy diversos pero a continuación se dan los siguientes basados en el NEC (código nacional eléctrico de USA). También se le da más énfasis a la tierra de las subestaciones puesto que el equipo de medición de la EGEE se conecta generalmente en las subestaciones eléctricas.

### **2.20.1 Tierra física**

La tierra física es la conexión del sistema eléctrico al suelo o terreno a diferencia de los demás sistemas que no utilizan el suelo (tierra). La función de la tierra física es disipar la energía del rayo y las descargas electrostáticas.

La función de la tierra física en si es la siguiente:

- Limitar el voltaje debido a rayos o contacto accidental de los conductores de suministro con conductores de más alto voltaje.
- Estabilizar el voltaje durante operaciones normales.
- Facilitar la operación de los interruptores de potencia.
- Atenuar los acoplamientos electromagnéticos en el caso de la conexión a tierra del blindaje de los cables.
- Drenar las corrientes de fuga y de descarga electrostática.

### **2.20.2 Tierra de equipo o de seguridad**

Es un sistema para la protección de personal y equipo frente a fallas o cortocircuitos.

La función principal de la puesta a tierra de seguridad o puesta tierra del equipo es ofrecer una trayectoria de baja impedancia, con continuidad eléctrica y suficiente ampacidad o capacidad para conducir corriente de forma segura para permitir que se dispare el dispositivo de seguridad o interruptor automático de seguridad.

Para seguridad del personal se define el “bonding” es la interconexión eléctrica de todos los objetos metálicos que puedan ser energizados y pueden entrar en contacto con el personal de operación o usuario del sistema.

### **2.20.3 Puesta a tierra en subestaciones**

La normativa actual indica que el diseño de una red de tierras debe tener presente los potenciales o voltajes de paso y de contacto que salvaguarden la vida de las personas.

Resistencia a tierra de un sistema eléctrico de alta potencia (mediana y baja tensión).

Para subestaciones, la resistencia eléctrica total del sistema de tierra incluyendo todos los elementos que lo forman, debe conservarse en un valor menor a 25 Ohmios para subestaciones que operen a 250 KVA y 34.5 KV; 10 Ohmios para subestaciones mayores de 250 KVA y 34.5 KV y de 5 Ohmios para subestaciones mayores de 250 KVA y que operen a voltajes mayores de 34.5 KV.

La limitante para este tipo de sistemas es la seguridad del personal, ya que en el caso fortuito de una falla a tierra a cierto valor, el voltaje de paso generado en el suelo puede ser tan alto que puede ser letal para una persona.

Lo anterior se controla usando las mallas de tierra, las cuales disminuyen la resistencia de tierra y las inductancias que se generan con corrientes de alta frecuencia, además, con el uso múltiple de conductores horizontales y verticales, se controlan las sobre tensiones generadas en el suelo.

#### **2.20.4 Malla de tierra**

Una malla de tierra es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo conductores verticales (varillas). Se utiliza cuando el objetivo de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales (voltajes) en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia.

#### **2.20.5 Construcción de mallas de tierra**

La norma de IEEE requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados, cuando están involucradas tensiones y corrientes eléctricas muy altas, con el fin de minimizar los riesgos al personal en función de la tensión eléctrica de paso y de contacto.

La malla consta de una red de conductores enterrados a una profundidad que usualmente varía de 30 centímetros a 1 metro, colocados paralela y perpendicularmente con un espaciamiento adecuado a la resistividad del terreno y perfectamente formando retículas cuadradas.

El cable que forma el perímetro exterior de la malla debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo eléctrico de la

subestación o planta generadora. Con esto se evitan las altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y terminales cercanas.

En cada cruce de conductores de la malla, estos deben conectarse rígidamente con soldadura exotérmica entre si y en los puntos donde conectan los equipos que pudiera presentar falla o, en las esquinas de la malla; Los conductores deben conectarse a electrodos de varilla o tubo de 2.4 metros de longitud mínima, clavados verticalmente.

Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo para facilitar la conexión a los mismos, ya que es una practica común de ingeniería aterrizar a dos cables diferentes todos los equipos.

Los conectores empleados en la malla del sistema de tierras de una subestación deben ser de tipo de compresión o soldables.

El factor principal en la selección del material es la resistencia a la corrosión. El cobre es el material más utilizado porque es económico, tiene buena conductividad, es resistente a la corrosión y tiene un punto elevado de fusión (1083 ° C).

#### **2.20.6 Caracterización de condiciones de riesgo**

Cuando las partes del cuerpo humano son sometidas a una diferencia de potencial, o una circulación de corriente, pueden presentarse diversas condiciones de riesgo. En lo que concierne aun puesta a tierra es posible caracterizar algunas situaciones típicas, siendo usual clasificarlas como parámetros de restricción en los proyectos de puestas a tierra y estos son:



#### **2.20.6.1 Tensión de paso**

Máxima diferencia de potencial entre los pies (a una distancia arbitraria de 1 metro entre ellos) a la cual estaría sometida una persona, durante el flujo de corriente por el suelo.

#### **2.20.6.2 Tensión de toque**

Máxima diferencia de potencial entre mano y pies a la cual estaría sometida una persona, eventualmente en una región de puesta a tierra, para que tuviese contacto con una parte metálica unida a sus electrodos, durante el flujo de una corriente por el sistema. (Se consideran los pies a una distancia de 1 metro de la estructura tocada).

#### **2.20.6.3 Tensión Transferida**

Es una elevación de potencial total de la malla referenciada al infinito, usualmente designada como GPR (*grounding potential rise*). Es el potencial al cual estaría sometida una persona posicionada en una tierra remota (a una gran distancia de la malla de tierra) y que estuviese en contacto con una parte metálica eventualmente conectada a los electrodos de puesta a tierra, durante el flujo de corriente por el mismo.

#### 2.20.6.4 Seguridad a personas y equipos

$$I_c = k/\sqrt{t_s}$$

Donde

$I_c$  = máxima corriente RMS (amperios)

$T_s$  = tiempo de duración de la corriente (segundos).

$K$  = constante de energía con 99.5% de probabilidad de ser soportada.

Modelo circuital del cuerpo humano para análisis

$$R_{pie} = \rho / 4b$$

$$R_{M\ pie} = \rho / 2\pi d_{pies}$$

Donde

$b$  = 0.08 metros (radio equivalente del pie en metros)

$d$  = 1 metro (distancia entre pies)

$\rho$  = resistividad del primer estrato (Ohmios- metro)

$$R_{ca} = R_c + 2 (R_{pie} - R_{M\ pie})$$

Para la resistencia de paso.

Para la resistencia de contacto la formula de resistencia total es la siguiente

$$R_T = R_c + \frac{1}{2} (R_{pie} + R_{M\ pie})$$

Considerando una malla formada por  $n$  conductores dispuestos en cada dirección, con separación uniforme  $D$  entre ellos, enterrada a una profundidad fija  $h$  en metros, siendo  $L$  la longitud total de conductor enterrado. En el momento de la difusión de una corriente en el terreno, una persona puede quedar expuesta a los siguientes voltajes de riesgo.

**a) Tensión de paso**

Corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados sobre la superficie del suelo, separados una distancia de un metro:

$$V_p = K_s K_i \rho_e I / L \text{ (voltios)}$$

Donde:

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

$$K_s = 1/\pi \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D+h} + \frac{1}{3D+h} + \dots + \frac{1}{(n-1)D+h} \right)$$

**b) Tensión de contacto**

La tensión de toque o contacto mano-pie corresponde a la diferencia existente entre el potencial de un punto sobre la superficie del terreno, y el potencial que adquiere un conductor metálico unido a la malla.

$$V_t = K_m K_i \rho_e I / L \text{ (voltios)}$$

Donde

$$K_m = 1/\pi \left( \frac{1}{2} \ln \left( \frac{d^2}{16 h d} \right) + \ln \left( \frac{3}{4} \times \frac{5}{4} \times \dots \times \frac{(2n-3)}{(2n-2)} \right) \right)$$

Estos voltajes en la superficie del terreno, sobre una malla de tierra que difunde corriente de falla, no deben superar en ningún caso, los voltajes tolerables por el cuerpo humano. La guía 80 de la IEEE define la máxima diferencia de potencial a que puede estar sometido el cuerpo humano, en base a los posibles puntos de contacto, mediante las expresiones:

a) **Máximo voltaje de paso tolerable:**

$$V_p = (116 + 0.696 c \rho_s) / t^{1/2} \text{ (voltios)}$$

b) **Máximo voltaje de toque tolerable:**

$$V_t = (116 + 0.174 c \rho_s) / t^{1/2} \text{ (voltios)}$$

Donde:

$\rho_s$  = Resistividad Superficial ( Ohmios- metros)

T = Segundos.

C = Factor de corrección debido a la potencia de la capa superficial resistiva. En la practica se estima  $c=1$ .

### **2.20.7 Corriente de corto circuito para diseño de mallas de tierra**

Para un tiempo de corto circuito del orden de 1.5 segundos, se considera la intensidad de línea en régimen permanente para corto circuito tripolar:

$$I_{cc} = S_{cc} / \sqrt{3} V_1$$

Donde:

$I_{cc}$  = corriente de corto circuito (A)

$S_{cc}$  = Potencial aparente de corto circuito (VA)

$V_1$  = Tensión de línea (V).

### **2.20.8 Sección del conductor la malla de tierra en función de la intensidad permanente de corto circuito**

Se asume que el corto circuito es de muy corta duración

La temperatura es la máxima admisible por el aislamiento

El calor producido se utiliza en incrementar la temperatura del conductor, no transmitiendo calor alguno en el exterior.

La sección es:

$$S = (I_{cc} t^{1/2}) k$$

Donde:

$S$  = la sección en  $m^2$

$T$  = tiempo de duración en segundos

K = constante de corriente depende del conductor, temperatura de inicio y final.

#### **2.20.9 Criterios para la construcción de mallas conectadas a tierra**

- Toda malla se tiene que construir a una profundidad mínima de 1' – 6".
- El conductor a utilizarse para la construcción y reparación de mallas tiene que ser de cobre sin cubierta, con calibre mínimo de 4/0 AWG.
- La malla tiene que cubrir toda el área de la subestación y extenderse 1 metro hacia fuera de la verja.
- Para construcción de mallas nuevas se prefiere utilizar conexiones por soldadura exotérmica. También pueden utilizarse conexiones por compresión.
- Para reparación de mallas existentes se pueden utilizar conectores de compresión. No se acepta conectores split bolt.
- Se requiere utilizar varillas de acero revestidas de cobre tipo cooper-clad de  $\frac{3}{4}$  " de diámetro por 8 pies de largo.
- El número de varillas a instalarse y la distancia entre estas se determina del diseño de la malla.

### **2.20.10 Conductores conectados a tierra de equipos de medición CT y PT**

El armazón del equipo se conecta directamente a la malla con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

El neutro de alta tensión de los transformadores de voltaje se conecta a la malla de tierra con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

El cableado secundario de tierra se conecta al punto común localizado en el gabinete del medidor, con un conductor de cobre con cubierta color verde y calibre No. 10 AWG.

El armazón del medidor se conecta al punto común localizado en el gabinete del medidor.

El neutro de los transformadores de voltaje se conecta también al punto común localizado en el gabinete del medidor.

Punto común (estrella en el caso de una medición trifásica) del secundario de los transformadores de corriente también se aterriza en el punto común o barra de tierra instalada en el gabinete del medidor.

El punto común o barra de tierra del gabinete del medidor se conecta a la malla de tierra mediante un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

### **3. SITUACIÓN ACTUAL**

#### **3.1 Diagnóstico de mediciones eléctricas de la EGEE-INDE**

A partir de la venta de la distribución energía por parte del INDE y de la aplicación de la ley general de electricidad que llevo a la creación del administrador del mercado de mayoristas AMM. La EGEE-INDE se vio obligada a mejorar las instalaciones de mediciones eléctricas para modernizar y mejorar su recaudación puesto que los equipos de medición que formaban parte de la infraestructura del INDE no contaba con los requerimientos de exactitud y seguridad que se utilizan en estos tiempos, además de no estar normalizados.

##### **3.1.2 Creación de SAMEE**

Cuando la Empresa de Generación se vio en la necesidad de mejorar sus instalaciones de medición en los puntos de entrega y compra de energía para cumplir con los requerimientos de AMM y de sus clientes. Se lanzo a licitación publica, el contrato del proyecto SAMEE (Sistema automático de mediciones de Energía Eléctrica) el cual requería modernizar las instalaciones y equipos de medición por lo cual la licitación incluía la compra de medidores Electrónicos que cumplieran con los requerimientos de los clientes, el AMM y, además, se pudiera tener un equipo con las y normas requeridas de acuerdo a la tecnología actual.



Como este proyecto fue uno de los primeros de esta magnitud la Sección de Servicios Técnicos de la Empresa de Generación encargada de las mediciones eléctricas procedió a supervisar los trabajos realizados por una empresa privada en el área de las mediciones.

El requerimiento de las mediciones se hizo con base a las normas del AMM y a normas extranjeras, por esto la empresa EGEE fue parte de los cimientos para la creación de las mediciones eléctricas en puntos de entrega de alta y media tensión en Guatemala, puesto que derivado de los primeros requerimientos de mediciones eléctricas por parte de la EGEE muchas empresas privadas se basaron en estas especificaciones, para la implementación e instalación de sus mediciones de compraventa de energía.

El proceso de instalación y supervisión ayudó al personal de la Sección de servicios Técnicos a mejorar las instalaciones de mediciones eléctricas de energía en voltajes de 13.8 KV y de 34.5 KV. Puesto que derivado de los problemas encontrados en las mediciones ya instaladas, se procedió a tecnificar y mejorar tanto las instalaciones, como el proceso de instalación del equipo de medición.

Con este objetivo la empresa de generación emprende la misión de estandarizar las mediciones de energía, puesto que todavía existen puntos donde no se aplica en su totalidad las normas de mediciones eléctricas, debido a que son clientes antiguos como empresas eléctricas municipales, las cuales no poseen la infraestructura para mejorar sus instalaciones debido a esto la empresa se embarco en el proyecto de modernizar los puntos de entrega de energía de las municipalidades de acuerdo a las normas implementadas por la empresa EGEE con el fin de mejorar la eficiencia en mediciones y seguridad de las personas y del equipo instalado.

Este proyecto se esta implementando en estos momentos y se espera para el año 2007 que la Sección de Servicios Técnicos de la EGEE tenga instaladas las mediciones de acuerdo a las normas necesarias para una medición eficiente y moderna.

### **3.2 Equipo y materiales instalados**

Una medición eléctrica consta del siguiente equipo y materiales que utiliza el personal de Servicios Técnicos de EGEE-INDE:

### 3.2.1 Equipo instalado en una medición trifásica

Figura 1. Medición trifásica archivo de Servicios Técnicos Especializados EGEE.



De acuerdo a las normas del AMM se debe tener un elemento por fase (Un transformador de corriente y un Transformador de voltaje por fase). “Esto solamente en los puntos de entrega de compraventa de energía, puesto que existen puntos de medición como lo son salida de generadores que utilizan mediciones de dos y medio elementos  $2 \frac{1}{2}$  elementos y mediciones de 2 elementos para sistemas trifásicos los cuales generalmente no se utilizan para facturar excepto previa aceptación de las empresas involucradas en la transacción de energía”.

Una medición trifásica de tres elementos de la EGEE INDE consta del siguiente equipo:

- Tres (3) Transformadores de corriente
- Tres (3) Transformadores de Voltaje ( Instalados por fase)
- Un medidor electrónico tipo Switch Bord
- Una bornera de verificación del medidor electrónico de energía.
- Una gabinete Nema 3R (gabinete) en la cual debe estar instalada la bornera de verificación y el medidor.

La bornera debe ser precintable, además, las conexiones del medidor no deben estar al alcance de persona alguna, por lo cual tienen un precinto de protección y, además, la tapa del medidor también es precintable.

El gabinete del medidor de energía esta en el punto más cercano a la medición y también es precintable, para acceder a las conexiones del medidor y la bornera de prueba.

### **3.2.2 Materiales utilizados en una medición trifásica para 13.8 KV y 34.5 KV**

Una medición trifásica de tres elementos de la EGEE INDE consta de los siguientes materiales utilizados para la instalación del equipo mencionado anteriormente:

- Cable de cobre desnudo para conexión a tierra calibre 1/0.
- Cable de aluminio, aleación o cobre No. 4/0 al 477 MCM, para alta tensión para conexión de los CT's. Existen diferentes tipos de cable para alta tensión y se utilizaran de acuerdo a la capacidad de corriente del

Transformador de potencia que alimenta los circuitos de la demanda del circuito.

- Cable para la corriente secundaria calibre No. 10 THHN o AWG. La fase R cable color rojo, la fase S cable color amarillo, y la fase T cable color Azul.
- Cable para el voltaje secundario calibre No.12 THHN o AWG. La fase R cable color rojo, la fase S cable color amarillo, y la fase T cable color Azul.
- Cable neutro del secundario de los CT calibre #10 THHN o AWG, este se conecta a los tres CT's. El color del cable es verde.
- Cable neutro del secundario de los PT's calibre #12 THHN, ese se conecta a los tres PT's. El color del cable es verde.
- 9 Terminales de conexión del cableado secundario de los CT's son de tipo cerradas para calibre No. 10 THHN o AWG. (Estas también dependen del tipo de conector que tenga el transformador de corriente CT en el secundario por lo que se debe tener en cuenta antes del montaje de la medición).
- 9 Terminales para el cableado secundario del transformador de voltaje PT pueden ser cerradas o abiertas para calibre No. 12 THHN o AWG. (Estas también dependen del tipo de conector que tenga el transformador de voltaje PT en el secundario por lo que se debe tener en cuenta antes del montaje de la medición).
- 6 Terminales para conexión de señales de corriente al medidor son para calibre #10 THHN o AWG, deben ser de tipo cerradas.
- 4 Terminales para conexión de señales de voltaje al medidor son para calibre # 12 THHN AWG, deben ser de tipo cerradas.
- 4 Terminales para conexión de señales de puesta a tierra de los secundarios de los CT's calibre # 10 AWG, el neutro de los PT's calibre

#12 AWG y de la puesta a tierra del medidor de energía calibre #12 AWG (en este caso se utilizan dos (2) terminales).

- Barra de cobre de puesta a tierra para el gabinete metálico.
- Terminal de puesta a tierra calibre 1/0 AWG, para conectar cable de puesta a tierra a barra de puesta a tierra del gabinete metálico nema 3R.
- Tubería Secundaria por donde se lleva el cableado secundario debe ser de 1" la cual puede ser tipo conduit (tubería metálica) o tipo BX LT (tubería metálica con recubrimiento de látex). Este valor del diámetro de la tubería es el valor normado en los transformadores de medición, pero se debe verificar antes de instalar una medición el diámetro de los conectores de la tubería del secundario de los transformadores de instrumento (CT's y PT's), para no incurrir en errores.
- 11 Conectores para tubería secundaria de los los Transformadores de Instrumento ( PT's y CT's). Estos conectores deben ser de acuerdo al tipo de tubería que se utilice (conduit o BX-LT).
- 6 conectores de transformadores de corriente CT's con cable de alta tensión. Los conectores de los transformadores de corriente CT's deben ser de acuerdo a la capacidad de corriente del dispositivo (CT) y del cableado conductor. Generalmente son del 4/0 al 477 MCM, del tipo atornillado aunque si la corriente no es muy alta se puede utilizar conectores de tipo compresión.
- 3 Conectores de los transformadores de voltaje PT's con la señal de tensión, generalmente se utilizan conectores de aluminio para cable # 1/0. Estos conectores pueden ser de compresión o atornillados.
- 3 Conectores de cable 1/0 de cobre para terminal primaria a tierra del transformador de Voltaje.
- 6 Conectores para tierra de alta tensión de los equipos de los transformadores de medición (PT's y CT's), generalmente conector tipo perno partido (*split-boot*) para calibre 1/0 o de tipo compresión.

- Pasta anti oxidante (anti corrosiva) para las terminales de alta tensión de los transformadores de corriente CT's y los transformadores de voltaje PT's cuando se conectan con los cables de alta tensión. Esto debido a la corrosión galvanica que se genera al conectar dos metales diferentes como lo con el aluminio y el cobre. Esta pasta ayuda a la conductividad entre los dos metales y evita la corrosión galvanica.
- Bases para asegurar los transformadores de Voltaje y de corriente que pueden ser platina galvanizada asegurada con tornillos de 3/8 " de diámetro por 2 " de largo.
- 2 Juegos de tornillos, tuercas y roldanas de presión para ajustar la bornear de prueba en la caja del medidor.
- Varillas de tierra de 3/8 " y 8 pies, si es no existe red de tierra.

### **3.2.2.1 Tubería BX- LT**

Esta tubería metálica flexible con cubierta de látex evita la entrada de humedad al cableado secundario.

Esta es la mayormente utilizada en la EGEE-INDE puesto la mayoría de las instalaciones de mediciones deben de ser instaladas en un tiempo corto y la tubería conduit requiere de cierta experiencia para utilizarla, por lo cual la tubería BX se adapta muy bien a subestaciones ya instaladas y por su facilidad de maniobra y su rendimiento es de mucha confianza para llevar el cableado secundario.

### 3.2.2.2 Conectores de tubería BX

Los conectores deben adaptarse y ser de la medida de la tubería BX puesto que no tener el conector adecuado provoca atrasos en la instalación y en si perdida de tiempo. Se debe tener experiencia en la instalación de estos conectores puesto que su fin es no deja pasar humedad y proteger el cableado secundario. Por la tanto una mala instalación provocará el deterioro del cableado secundario y, por tanto, posibles graves problemas como corto circuitos en el cableado secundario y probablemente que un CT que de abierto lo cual redundara en problemas con el sistema.

La tubería BX debe sujetarse perfectamente con cinta metálica u otro tipo de accesorio que evite que la tubería sea expuesta a tensiones mecánicas (Estas causadas por condiciones ambientales como el viento ò por el peso de la tubería) las cuales pueden afectar al cableado secundario.

### 3.3 Equipo para aterrizaje y protección del equipo de medición en el devanado primario (Alta Tensión)

- Fusibles por entrada de corriente (tres, uno por fase).
- Pararrayos o apartarrayos. (tres, uno por fase)
- Aisladores tipo pin para evitar contactos de las líneas con tierra o entre fases.



- Los transformadores de corriente CT's y los Transformadores de Voltaje PT's traen un terminal de conexión de tierra para alta tensión la cual esta cableada con cable de cobre calibre 1/0 AWG y unidas entre sí con conectores tipo compresión para ese calibre o conectores con tuerca los cuales deben estar fuertemente unidos para evitar que falle la conductividad en caso de falla.

### **3.3.1 Aterrizaje de equipo de medición**

El cable de puesta a tierra de los transformadores de medición debe bajar directamente y conectarse a red de tierra. No se permite conectar el cable de tierra al cable de tierra de otro equipo o dispositivo como los pararrayos o hilos de guarda.

### **3.4 Protecciones**

En una subestación la medición es protegida por los sistemas que protegen los demás equipos instalados en la propia subestación. Estos equipos son los hilos de guarda, los pararrayos, los interruptores de potencia estos últimos son accionados por relès de protección. Además del sistema de tierra creado para todo el equipo instalado en la subestación y con los requerimientos de una subestación.

### **3.4.1 Fusibles**

En los casos en los que la medición se conecta fuera del rango de protección de una subestación la empresa de generación coloca como protección fusible con el orden de 250% del valor nominal de corriente de la medición, además, instala una red de tierra específicamente para protección del equipo de medición.

### **3.4.2 Protección del secundario de los PT's.**

Esta protección se utiliza en las señales voltaje del secundario del PT contra posibles contactos a tierra. Se utilizan fusibles o interruptores termo magnéticos (flip-on).

### **3.5 Procedimiento de instalación de mediciones**

1. Se debe hacer una visita previa al lugar donde se va instalar la medición para definir el punto donde se va instalar y la disponibilidad de espacio.
2. Se planifica y adquiere el material que va ser utilizado par la instalación de la medición.
3. Se debe antes de todo tener identificado las fases del circuito que va ha ser medido.
4. Se ubica o se acondiciona el lugar de montaje de los transformadores de corriente y los transformadores de Voltaje aplicando las distancias dieléctricas normadas para el voltaje especificado

5. Se montan los transformadores de Corriente y de Voltaje asegurando los cuatro tornillos que van a sostener los transformadores. El montaje debe estar perfectamente asegurado para evitar problemas por sismos, vientos o peso del equipo.
6. Se cablea y se conecta el equipo en alta Tensión (Cuando se conecta terminales de aluminio y cobre se utiliza la pasta para evitar la corrosión galvànica).
7. Se aplica los torques de acuerdo a las especificaciones de las terminales del equipo, mediante el torquimetro se aplica el torque para el que esta diseñado el tornillo de la terminal.
8. Se aplica las distancias dieléctricas ò libranzas a tierra y entre fases de acuerdo al voltaje de alta tensión utilizado.
9. Se debe tener cuidado con no aplicarle tensión mecánica a las terminales de los transformadores de voltaje y de Corriente y si esto ocurre será necesario instalar un aislador tipo pin para que este soporte las tensiones mecánicas y no se deterioren los CT's ò los PT's. El aislador tipo pin también protege eléctricamente a los cables de alta tensión de entrar en contacto con la torre metálica o cualquier otro material que pueda provocar una falla eléctrica (corto circuito).
10. Se conecta las tierras de alta tensión y si no existe sistema de tierras debe instalarse una red de tierra específica para el equipo de medición.
11. Se verifica la conexión en alta tensión (Libranzas, polaridad, torque, tensión mecánica) se debe cerciorarse de que la conexión en alta sea la adecuada, además, si es de doble relación verificar que la conexión de la reilación sea la requerida y que se conecte en forma correcta.
12. Para los transformadores de corriente y de voltaje se utiliza tubería de 1 pulgada, pero si no es de este diámetro se debe tomar en cuenta para adquirir la tubería específica si los transformadores esta diseñados para otro diámetro de tubería y conectores de esta tubería.

13. Se conecta la tubería que llevará el cableado de baja tensión a la bornera de prueba y posteriormente al medidor.
14. La tubería y los conectores deben estar perfectamente ajustados para evitar que la humedad y las condiciones ambientales puedan deteriorar el cableado de baja tensión. La tubería debe resistir tensiones mecánicas a las cuales puedan ser sometidos. Se debe tener énfasis en este punto puesto que muchos problemas encontrados en la EGEE-INDE y otras empresas del medio guatemalteco tienen problemas con la tubería puesto que los conectores fueron erróneamente conectados.
15. La tubería no debe poseer caja de registro y debe llegar directamente al medidor, salvo casos especiales analizados previamente por el personal de ingeniería de Servicios Técnicos Especializados de la EGEE-INDE.
16. Se cablea y se conecta el equipo en baja tensión teniendo en cuenta polaridades en el cableado de alta tensión o primario de la medición. Si el transformador de corriente tiene varias relaciones, debe asegurarse que se conecte la relación adecuada y en forma correcta.
17. Si se tiene duda en la conexión de los transformadores de medición es necesario antes de proceder a la instalación, que se realicen pruebas de polaridad, relación y aislamiento de los transformadores de corriente y voltaje, en la sección de servicios técnicos antes de su instalación. Este problema se da generalmente cuando se compra equipo nuevo y de diferentes países como lo realiza la EGEE-INDE por lo cual existen pequeñas diferencias en la constitución de relaciones y forma de conexión del equipo por lo que es muy importante este paso.
18. Se verifica el cableado de baja tensión (apriete correcto, terminales en buen estado, el cable de cada voltaje por fase y de cada corriente por fase no debe estar añadido o con uniones.)

19. Se instala la caja o gabinete del medidor nema 3 R y la bornera de prueba, procurando este lo más cercano posible a los transformadores de medida PT's y CT's. El gabinete debe estar a 1.50 metros de altura.
20. Se instala el medidor y la bornera. Cuando se instala el medidor de energía se debe verificar que este tenga o este diseñado para los valores de voltaje y de corriente nominales que se le van a aplicar, además de la forma (9S, 6S etc.) que se va a instalar.
21. Se conecta la bornera de prueba y el contador teniendo en cuenta el diagrama del medidor y de la bornera.
22. Se identifica mediante etiquetas con las letras (A,B,C ó R,S, T) las fases de la medición en los transformadores de corriente y de voltaje.
23. Se aterriza el cableado secundario.
24. Se verifica el cableado del contador y la barra de cobre o el conector de aterrizaje del cableado secundario.
25. Si la medición no está en una subestación y no tiene protección se debe instalar los fusibles (porta fusible y fusible), también los pararrayos.
26. Al conectarse el circuito eléctrico (medición), se debe verificar los ángulos y valores de voltaje y corriente mediante el diagrama vectorial del medidor.
27. En caso de confusión de fases o problemas en la medición se debe solicitar la apertura de la medición para realizar los cambios que amerite la medición.
28. Al concluir la instalación se precintan las cajas del cableado secundario de los transformadores de corriente y de voltaje.
29. Se precinta la caja tapa delantera del medidor.
30. Se precinta el demandometro del medidor.
31. Se precinta la bornera de prueba.
32. Se precinta la tapa trasera del medidor o la puerta de acceso al conexionado de este.

33. Luego ya en funcionamiento la medición se debe realizar una verificación de la medición por personal de Servicios Técnicos Especializados, mediante un equipo patrón.

### **3.5.1 Aplicación de torque a terminales de alta tensión**

Las terminales de conexión de alta tensión tienen especificada el torque que debe aplicársele a los tornillos para asegurar el apriete. Por esto debe utilizarse un torquimetro (medidor de torque) para verificar el torque aplicado y compararlo con las especificaciones del fabricante.

Generalmente al tornillo que agarra el cable de alta tensión se le aplica un torque de 35 lbf.

El torque que se le aplica al tornillo que empalma el conector tipo paleta nema 2 con la terminal de Transformador de corriente se le aplica un torque de 50 lbf.

### **3.6 Personal Utilizado para la instalación de una medición**

**Figura 2. Personal técnico realizando la conexión del cableado secundario en medición 34.5 KV Subestación Quetzaltepeque, Chiquimula.**



Dos linieros (personal encargado del montaje de los transformadores de corriente y de voltaje y el conexionado en alta tensión).

Dos técnicos en mediciones eléctricas (encargados de la conexión de baja tensión)

Dos personas encargadas de instalar la red de tierra si no se contara con ella.  
Un supervisor encargado de que se aplique la normativa para la instalación de mediciones.

### **3.7 Herramientas para la instalación de una Medición para facturación**

- Escalera
- Cinchos de liniero
- Cascos de protección
- Desarmadores
- Pinzas
- Torquimetro
- Corta cables
- Pela cables
- Alicates
- Arco con sierra
- Desarmadores de tipo estrella y planos.
- Alicates (pico de loro).
- Cortadora de cable de alta tensión ( de 4/0AWG – 477 MCM)
- Navaja
- Sierra
- Prensa Terminales

### **3.8 Tiempo requerido para la instalación de una medición**

El tiempo requerido va a depender del lugar donde se instale la medición, por ejemplo una subestación en un pórtico, en bases o pedestales para transformadores de medición, en un poste de madera, en pórticos hechos de postes de concreto etc.

Generalmente y en base a los trabajos realizados por la EGEE-INDE una medición completa se realiza en un tiempo aproximado de 6 horas. Con el personal requerido anteriormente.

El cambio de un dispositivo ya sea PT o CT que se haya dañado se estima en 4 o 5 horas. (Esto generalmente porque cuando se produce un problema en un transformador esto puede conllevar a problemas en el cableado secundario el cual debe ser reemplazado en toda la medición si se ven daños en el cableado secundario.)

### **3.9 Mantenimientos**

La empresa de generación realiza generalmente un mantenimiento al año de sus instalaciones de mediciones.

El mantenimiento implica la supervisión de posibles daños mecánicos o eléctricos de los transformadores de medición, apriete de terminales de alta y baja tensión (primario y secundario de los transformadores) apriete y revisión de tubería que protege el cableado secundario, inspección del conexionado tanto en alta como en baja tensión para evitar posibles fraudes.



## **4. IMPLEMENTACIÓN DE NORMAS PARA LA INSTALACIÓN DE MEDICIONES PARA 13.8 KV Y 34.5 KV DE LA EGEE-INDE**

### **4.1 Transformadores de instrumento**

Son dispositivos electromagnéticos cuya función es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación o sistema eléctrico en general.

#### **4.1.1 Requisitos de los transformadores de medida**

Cada punto de medición deberá contar con sus transformadores de corriente y sus transformadores de tensión, con devanados independientes de la protección para el uso del sistema de medición comercial.

#### 4.1.2 Transformadores de corriente

Figura 3. Transformador de corriente ABB año 2005



Quando se desea hacer mediciones de corriente cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general puede ser de 5 ó 1 amperio según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión.

#### **4.1.2.1 Conexión de transformadores de corriente**

El primario de los transformadores de corriente se conecta en serie con el circuito de alta tensión que se desea medir, y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los dispositivos de medición y de protección que se requiera energizar, tomando en cuenta la polaridad tanto en devanado primario como secundario, teniendo cuidado de nunca dejar abierto el devanado secundario puesto al hacerlo se provoca una diferencia de potencial muy alta que podría dañar los equipos y la personas que trabajen con estos.

#### **4.1.2.2 Polaridad de los transformadores de corriente**

Se debe verificar las polaridades de los transformadores de corriente previo a su instalación. Se debe verificar las terminales de los devanados primarios que se definen H1, H2 o P1, P2 y las terminales de los devanados secundarios X1, X2. Así como las terminales de conexión a tierra. Para transformadores de corriente para medición el equipo es de polaridad sustractiva. Esto quiere decir que si el punto de polaridad en el devanado primario es H1 el correspondiente punto de polaridad en el devanado secundario es X1.

#### **4.1.2.3 Transformadores de corriente para uso en mediciones eléctricas**

Los transformadores cuya función es medir requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizar desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del orden del 10 %, hasta un exceso de corriente del orden de 20%, sobre el valor nominal.

#### **4.1.2.4 Clase de precisión de transformadores de corriente para medición**

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

#### **4.1.2.5 Clase de exactitud de los transformadores de corriente para facturación**

De acuerdo a la norma del mercado de mayoristas y cumpliendo con las Normas IEC 185, 186, 044-1 ó ANSI/IEEE C57.13

Puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios para tensiones de 13.8KV y 34.5KV.

**Tabla I. Norma ncc 14 del Mercado de Mayoristas.**

Norma ANSI/IEEE C57.13	Clase de exactitud en (%)
Clase de Exactitud (%) para CT de 34.5 KV	0.3
Clase de Exactitud (%) para CT de 13.8 KV	0.3

#### **4.1.2.6 Corriente nominal primaria y secundaria**

La corriente primaria y secundaria de un transformador de corriente, deben estar normalizadas de acuerdo con las normas nacionales o internacionales. Para la medición en alta tensión se tiene transformadores de medida desde los 5, 10.15, 20, 50, 100, 200, 300, 400, 500, 600, 1000, 1200, hasta 3000 amperios para 13.8 KV y 34.5 KV de acuerdo al fabricante.

En Guatemala se utiliza generalmente la corriente secundaria nominal de 5 Amperios aunque existen excepciones donde la medición esta definida para 1 amperio nominal secundario esta variante se utiliza generalmente en equipo procedente de Europa, norma IEC.

Se debe tener en cuenta que cuando se utilice transformadores de corriente para corriente nominal secundaria de 1 Amperio el equipo de medición “medidor o contador de energía” debe estar diseñado para este rango de corriente secundaria, es decir, 1 amperio de corriente nominal, en cualquier otro caso se incurriría en errores en la medición. Es el mismo caso para Transformadores de corriente de 5 amperios que requieren equipo que utilice una corriente nominal de 5 amperios.

#### **4.1.2.7 Evaluación de corriente primaria**

La corriente primaria no debe ser mayor del 20% del valor nominal a plena carga del transformador de Corriente (El valor a plena carga del transformador de corriente generalmente se da a la hora pico). La empresa de Generación en su sección de Servicios Técnicos Especializados realiza un muestreo trimestral de los valores de demanda en los puntos de medición para prever que se excedan el límite de corriente debido al incremento de la demanda en los puntos de venta de energía. Con esto se tiene por objeto prevenir que con el incremento de la demanda se pueda dañar alguno de los componentes de la medición y a la vez se verifica el perfecto funcionamiento de la medición. Cuando la demanda pasa el límite del 20% del valor nominal del transformador se procede a cambiar los transformadores de corriente o si tienen doble relación se aumenta la relación primaria.

#### 4.1.2.8 Potencia nominal secundaria o carga secundaria (Burden)

Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en voltios-amperios (VA) y a veces en ohms (impedancia), bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato (Transformador de corriente).

Carga (Burden) para puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios para tensiones de 34.5 KV y 13.8 KV.

Tabla II. Norma ncc 14 del Mercado de Mayoristas.

Norma ANSI/IEEE C57.13	Carga (Burden)
Carga (Burden) para CT de 34.5 KV	22.5 VA
Carga (burden) para CT de 13.8 KV	12.5 VA

##### 4.1.2.8.1 Carga secundaria (burden) expresado en otra nomenclatura

Las cargas normalizadas se pueden expresar también con la letra B seguida del valor total de la impedancia, por ejemplo B-1.8.

#### **4.1.2.8.2 Tensión secundaria nominal en los transformadores de corriente**

Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal.

Ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de B 1.0, o sea, una carga de 1.0 ohms, la tensión secundaria generada será de:

$$1 \text{ ohm} \times 5 \text{ amperios} \times 20 \text{ veces} = 100 \text{ volts.}$$

Que se designa como un transformador de corriente de clase C-100.

Nota: Esta aplicación es para equipo de protección pero es útil como referencia para personas que trabajan con equipos de protección y medición para poder diferenciarlos.

#### **4.1.2.9 Cargas secundarias adicionales a la medición**

Cuando a los transformadores de corriente se agregue otro dispositivo adicional a los anteriores se debe consultar a la Sección de Servicios Técnicos especializados para que se establezca si el transformador tiene la capacidad de carga secundaria o burden para soportar y funcionar correctamente, con la carga adicional o se necesita de instalar nuevos transformadores de corriente.

#### **4.1.2.10 Factor de potencia de transformadores de corriente CT's**

El valor del factor de potencia normalizado es de 0.9 para los circuitos de medición y de 0.5 para los circuitos de protección.

#### **4.1.2.11 Límite térmico de los transformadores de corriente CT's**

Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A/mm<sup>2</sup>, en forma continua. También se puede acotar que en estos tiempos los fabricantes de transformadores de corriente ofrecen hasta un límite térmico de 400% del valor nominal de corriente de los transformadores sin que se vea afectado su precisión, la limitación en este caso sería los costos y, además, el equipo conectado a los transformadores (medidores) que también tienen niveles de operación que deben respetarse.

#### **4.1.2.12 Límite de corto circuito de los transformadores de corriente CT's**

Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A/mm<sup>2</sup> durante un segundo de duración del cortocircuito. Este valor es aplicado a transformadores de corriente para uso en relés de protección.

#### **4.1.3 Transformadores de potencial o voltaje PT's**



**Figura 4. Transformador de voltaje ABB año 2005**



Son aparatos en los que la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria en condiciones normales de operación, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan la función de transformar la tensión y a su vez aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

#### **4.1.3.1 Conexión de transformadores de potencial o voltaje PT's**

El devanado primario del transformador voltaje se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los dispositivos de medición o protección que se requieran energizar.

#### **4.1.3.2 Polaridad de los transformadores de potencial o voltaje PT's**

La polaridad de los transformadores de voltaje para uso en mediciones es generalmente sustractiva esto indica que si en el devanado primario la marca de polaridad esta en H1 la polaridad en el devanado secundario estará en X1, esto es muy útil a la hora de instalar el transformador, puesto que tomando en cuenta las polaridades se puede conectar a conveniencia el transformador. (Ejemplo si la línea de voltaje a medir por espacio esta más cerca de H2 que de H1, se conecta H2 y la polaridad en este caso en el devanado secundario será X2 esto para un transformador de un solo devanado.)

#### **4.1.3.3 Tipos de aislamiento de transformadores de voltaje**

Estos aparatos se fabrican para interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

#### **4.1.3.4 Relación de transformación de los transformadores de voltaje**

La relación de transformación de los transformadores de potencial (Voltaje) esta dada por la siguiente ecuación:

$$K_n = V_1/V_2$$

Donde

V1 = Voltaje en el devanado primario.

V2 = Voltaje en el devanado Secundario

$K_n$  = Relación de transformación.

#### **4.1.3.5 Tensiones nominales**

La tensión nominal primaria y secundaria de un transformador de potencial debe estar normalizada de acuerdo con de las normas ANSI/IEEE o IEC. En este caso para voltajes de operación primaria de 13.8 KV y 34.5 KV.

##### **4.1.3.5.1 Selección de tensión primaria**

Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.

##### **4.1.3.5.2 Transformador de voltaje para sistema de 13.8 KV**

Para este sistema se debe tener en cuenta que el voltaje línea a tierra es  $13.8KV/\sqrt{3}$  y que la especificación para la compra del transformador debe indicar el voltaje línea a línea y línea a tierra. Según la ubicación de la medición, el voltaje se mantiene al nominal y si existe una distancia larga provocara una caída considerable de voltaje por lo cual se debe solicitar el voltaje inmediato superior al valor de voltaje. Las relaciones más comunes utilizadas para este voltaje son de 8400/ 120 y 7620/120 voltios en este caso voltaje línea neutro.

#### **4.1.3.5.3 Transformador de voltaje para sistema de 34.5 KV**

Para este sistema se debe tener en cuenta que el voltaje línea a tierra es  $34.5 \text{ KV}/\sqrt{3}$  y que la especificación para la compra del transformador debe indicar el voltaje línea a línea y línea a tierra. Según la ubicación de la medición el voltaje se mantiene al nominal y si existe una caída considerable de voltaje como se menciona anteriormente se debe solicitar el voltaje inmediato superior al valor de voltaje. La relación mas utilizada para este voltaje en la empresa de generación es 20,125/115 voltios en este caso voltaje línea a neutro.

#### **4.1.3.5.4 Tensión nominal secundaria de los transformadores de voltaje**

Los valores normalizados, según ANSI son de 120 voltios para aparatos de hasta 25 KV y de 115 voltios para aquellos con valores superiores a 34.5 KV.

#### **4.1.3.6 Terminales de transformador de voltaje**

Para mayor versatilidad a la hora de su instalación y también al implementar una medición de  $2 \frac{1}{2}$  elementos, la Empresa de Generación compra transformadores de voltaje PT's con dos terminales en el devanado primario para uso exterior. Y para uso interior dependiendo las necesidades. Esto se indica porque en el mercado existen modelos de PT's con una sola terminal en el devanado primario, con lo cual solo se puede hacer una medición de voltaje de fase a tierra.

#### **4.1.3.7 Embobinados de los transformadores de voltaje**

Los transformadores de voltaje o potencial se construyen generalmente con un solo embobinado secundario. Si se requiere otro bobinado secundario se debe especificar a la hora de pedir las características.

#### **4.1.3.8 Clase de precisión para medición de los transformadores de voltaje**

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en porcentaje %, que el transformador puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador de potencial se debe poder garantizar para valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión para medición de 0.2 y 0.3 para instrumentos de mediciones en laboratorios y para medidores de energía de sistemas de potencia y distribución.

Las normas ANSI especifican la nomenclatura de un transformador de voltaje de acuerdo a su precisión y su carga (burden), por ejemplo:

0.3 Y

0.3= Indica el valor de precisión.

Y = Indica la carga en voltios-amperios que para las normas ANSI es de 75 VA.

Cumpliendo con las Normas IEC 185, 186, 044-1 ó ANSI/IEEE C57.13

Puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios para tensiones de 3.5 KV y 1.8 KV para Transformadores de voltaje.

**Tabla III. Norma ncc 14 del Mercado de Mayoristas.**

ANSI/IEEE C57.13	
Clase de Exactitud (%) para PT de 34.5 KV	0.3
Clase de Exactitud (%) para PT de 13.8 KV	0.3

#### **4.1.3.9 Carga (burden) o potencia nominal secundaria de transformadores de voltaje PT's**

Es la impedancia expresada en voltios-amperios ò en ohms que se desarrolla bajo la tensión nominal secundaria y que se indica en la placa de características del aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las perdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación; sobre todo cuando las distancias entre los transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida.

Carga (burden) para puntos de Conexión: Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios para tensiones de 34.5 KV y 13.8 KV transformadores de voltaje.

**Tabla IV. Norma ncc 14 del Mercado de Mayoristas.**

Norma ANSI/IEEE C57.13	
Carga (Burden) para PT de 34.5 KV	75 VA
Carga (Burden) para PT de 13.8 KV	75 VA

#### **4.1.3.10 Especificaciones importantes a considerar en un transformador de potencial**

8. Relación de transformación.
9. Potencia a alimentar (burden) en VA.
10. Clase de precisión.
11. Tipo de Servicio.
12. Número de devanados.
13. BIL Nivel básico de impulso en KV.
14. Para uso externo o interno.

#### **4.2 Medidor de Energía**

**Figura 5. Medidor ABB ION 8400 foto de trabajo de campo.**



Las especificaciones del medidor de energía para facturación se hacen de acuerdo a como lo solicita el ente regulador en este caso el Administrador de Mercado de Mayoristas.

Para todo Participante Generador, Transportista, Distribuidor, Comercializador y Gran Usuario del Mercado Mayorista en todo nivel de voltaje en lo que respecta a Medidores deberán cumplir con las Normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12.20 tomando en cuenta que la clase de exactitud deberá ser 0.2% y el número de elementos deberá ser tres (3).

#### **4.2.1 Clase de exactitud para medidores de facturación**

Esta debe ser de 2% basándose en las Normas IEC 687 o ANSI/IEEE 12.20.

#### **4.2.2 Forma**

Indica el tipo de conexión para el medidor y para cuántos elementos de medición es.

Por la versatilidad de los medidores electrónicos, muchos de estos están diseñados para varios tipos de configuración de conexión y para varios elementos de medición. La EGEE utiliza generalmente medidores trifásicos forma 9S los cuales se pueden convertir a diferentes formas de conexión.

#### **4.2.3 Clase de corriente del medidor**

La clase del medidor indica la corriente nominal que puede soportar en sus terminales, la clase 20 indica 5 Amperios nominales y 20 amperios máximo de entrada. EGEE utiliza para facturación medidores clase 20.



Aunque algunos equipos vienen diseñados para clase 10 la que indica 1 Amperio nominal y 10 amperios máximos de entrada.

La corriente nominal de los medidores es indispensable, y en Guatemala se utilizan generalmente corriente nominal de 5 A. Pero si se tuviese equipo con transformadores de corriente de 1 amperio nominal se debe especificar el medidor para un 1 Amperio.

#### **4.2.4 Voltaje nominal del medidor**

Es indispensable saber el voltaje nominal de los transformadores de voltaje para que basados en este valor de voltaje, se solicite el medidor con esta característica, esto de acuerdo a la relación de transformación de los transformadores de voltaje. Normalmente los medidores tienen un rango de voltaje. Pero si el voltaje nominal no está en este rango se debe especificar un medidor con el voltaje nominal adecuado. Generalmente para equipo instalado en subestaciones se tiene transformadores con voltaje nominal de 115V a 120 V.

En el caso de los generadores de las plantas del INDE plantas el voltaje nominal secundario de los transformadores de voltaje es 57V a 67 V por lo que cuando se defina estos valores se debe tener presente a la hora de adquirir o instalar el medidor de energía.

#### **4.2.5 Fuente auxiliar del medidor de energía**

En los casos en donde se disponga de un banco de baterías o fuente auxiliar de energía para proporcionar corriente directa ó alterna a la fuente de energía del medidor se pedirá un medidor con fuente auxiliar.

En los casos donde no se tenga disponibilidad de fuente auxiliar el medidor se auto alimentara con la señal de uno de los transformadores de voltaje.

Existen diferentes tipos de fuentes para los medidores por lo tanto es indispensable saber que queremos y las necesidades que tenemos para elegir la fuente de potencia adecuada. Se debe enfatizar el voltaje de alimentación que requiere el medidor y si se dispone de este o adecuarlo a la fuente de alimentación de la cual se disponga.

#### **4.2.6 Comunicaciones**

El medidor debe constar de cuatro puertos de comunicaciones de protocolos múltiples. El puerto 1 es el RS 232. El puerto 2 es seleccionable entre RS 232, un RS 485 o un MODEM interno. El puerto 3 es el puerto óptico del tipo ANSI o IEC ubicado en la cubierta del dispositivo. El cuarto puerto es un puerto Lon works que puede expandirse para soportar 64 entradas y salidas y puede haber un puerto 5 que puede ser un puerto Ethernet. Puede tener puertos adicionales pero esto depende de la tecnología y las necesidades del usuario. La velocidad de interrogación se define por el fabricante el cual hace uso de su tecnología para definir esta velocidad que esta dada en bps (baudios por segundo).

#### **4.2.7 Protocolo de comunicación y formato de información**

El protocolo de comunicaciones, el formato de la información y la programación de los medidores deben ser compatibles con el protocolo del equipo instalado por la EGEE y el AMM.

#### **4.2.8 Pantalla de datos de registro del medidor de energía**

El medidor debe contener una pantalla (*Display*) capaz de desplegar los datos de energía, demanda, instantáneos, etc. Estos datos deben ser programables para beneficio de los usuarios y serán definidos por la Empresa de Generación mediante la Sección de Servicios Técnicos.

#### **4.2.9 Longitud intervalo de tiempo de grabación de energía**

La longitud del intervalo debe ser programable con valores 1, 2, 3, 4, 5, hasta 60 minutos, con memoria no volátil que permita almacenar la información de los últimos sesenta y cinco (65) días como mínimo, de los registros de energía y demás parámetros que solicite el AMM y la EGEE.

#### **4.2.10 Perfil de carga**

El medidor debe contar con dos perfiles de carga estandar de 24 canales. Cada perfil de carga puede tener su propia longitud de intervalo por ejemplo la longitud de intervalo de 15 minutos para facturación y la de 5 minutos para calidad de potencia o estudio de cargas.

#### **4.2.11 Características del almacenamiento de datos**

El almacenamiento de datos de registros y perfiles es efectuado en una memoria dinámica RAM contenida en el medidor, con gran capacidad de almacenamiento (mayor o igual a 440Kbytes.) Esta memoria debe ser capaz de compartirse entre el perfil de carga, la bitácora de eventos, la información de calidad de potencia, las auto lecturas y el almacenamiento de registros.

Esta facilidad permite al usuario personalizar la utilización de la memoria del medidor de acuerdo a las necesidades de información (ejemplo perfil de carga, calidad de energía, bitácora de eventos).

#### **4.2.12 Parámetros de perfil de carga de la EGEE**

KWH (Energía activa entregada, recibida, por fase o trifásicos).

KVAh(Energía aparente entregada, recibida, por fase o trifásicos).

KVARh(Energía reactiva entregada, recibida, por fase o trifásicos). Estos se pueden definir también por el cuadrante (Q1, Q2, Q3, Q4 por fase o trifásicos).

V (voltaje promedio o por fase)

A (Amperios promedio o por fase)

FP (Factor de potencia o promedio, por fase o trifásico).

HZ (Frecuencia por fase o trifásica).

#### **4.2.13 Integración de datos de potencia**

Los valores de potencia son definidos de acuerdo a las formulas matemáticas norma ANSI o IEC, unos fabricantes la definen como el valor instantáneo de potencia mas alto en un periodo de tiempo, y otros hacen un muestreo de periodos y lo promedian para obtener un valor de demanda de potencia promedio.

Dependiendo de la tecnología del medidor generalmente tiene las dos opciones de encontrar el valor de demanda de potencia, la Empresa de Generación mediante la Sección de Servicios Técnicos indicara los requerimientos de parámetros a medir en los registros de carga (load Profile) como los registros de calidad de energía. Esto basado en los requerimientos de AMM y de necesidades de la empresa para uso interno.

Ejemplo de archivos de registro que guarda un medidor de la EGEE:

#### Load Profile (Registro 1)

Parámetros que se guardan en este archivo.

KWh d Energía Activa dada en un periodo de 15 minutos.

KWH r Energía Activa recibida en un periodo de 15 minutos.

KVAR d Energía reactiva dada en un periodo de 15 minutos.

KVAR r Energía reactiva recibida en un periodo de 15 minutos.

KWh de Energía activa recibida acumulada.

KWh rec Energía activa recibida acumulada.

FP Factor de potencia promedio.

#### Data Log (Registro 2)

KWh d Energía Activa dada en un periodo de 15 minutos.

KWH r Energía Activa recibida en un periodo de 15 minutos.

IA Corriente fase A

IB Corriente fase B

IC Corriente fase C

VA Voltaje línea neutro fase A.

VB Voltaje línea neutro fase B.

VC Voltaje línea neutro fase C.

Factor de Potencia.

Frecuencia.

\* Conforme se modifique las leyes en materia de calidad de energía en un futuro se tendrá que hacer registros para distorsión de armónicas y demás parámetros eléctricos.

#### **4.2.14 Batería del medidor de energía**

Durante las interrupciones de energía, la fecha y el tiempo se deben mantener a través de la batería. La operación de la batería sin energizar debe tener un rango no menor de 10 días.

Estas baterías están estandarizadas y generalmente son de litio de 3.6 Voltios. Con una operación de -55 grados centígrados a 85 grados centígrados. Con capacidad de 0.95 Amperios Hora (nominal a 1 mA por 2 V).

#### **4.2.15 Calidad de voltaje**

Los medidores deben ser capaces de medir eventos de calidad de voltaje como disminuciones de ondas (sags), incrementos de ondas (swells), desbalances de voltaje (unbalance) pudiéndose programar el valor de umbral de cada uno de ellos.

#### **4.2.16 Análisis de armónicas**

El medidor debe ser capaz de medir hasta la vigésima armónica de cada fase de voltaje y corriente. Y debe de ser capaz de deducir la distorsión total de

armónicas (%THD) tanto promedio como instantáneo, por fase y trifásico utilizando las formulas tanto de ANSI como IEC.

#### **4.2.17 Entradas y salidas**

El medidor debe contar con un subsistema de entrada / salida (E/S). Estos deben funcionar con la filosofía de “conéctese opérese” Los módulos E/S deben incluir 16 salidas digitales de estado, 8 de pulso y 8 analógicas, además de 16 entradas digitales de estado 8 entradas de pulso y 8 entradas analógicas. La mejora de esta tecnología depende del fabricante y de las necesidades del usuario.

#### **4.2.18 Ajuste del tiempo**

El tiempo real del medidor se debe poder ajustar de diferentes formas. Inicializándose el medidor se podrá ver la hora que contenga la hora de la PC que utilice el medidor.

El ajuste de la hora del medidor es puede realizarse a través de la capacidad que tiene el propio medidor de sincronizarse. Durante la un ajuste de tiempo, los datos de demanda y perfil de carga se deben mantener pero modifican su hora original para coincidir con el nuevo horario, de esta manera la estructura del perfil de carga se mantiene consistente a pesar del cambio de hora.

Generalmente estos medidores tienen un pequeño error en el reloj interno por lo cual requieren que cuando estén en operación se ajuste el tiempo del medidor cada año para que no existan discrepancias con los medidores de respaldo.

Esta operación generalmente se realiza por medio de una PC que esta ajustada al tiempo real.

En el caso de la empresa de generación solo personal de Servicios Técnicos esta autorizado a sincronizar la hora del medidor en el caso de que presente variaciones de tiempo.

#### **4.2.19 Requisitos de instalación de medidores**

El o los medidores correspondientes a los puntos de medición deberán instalarse en armarios o compartimentos independientes con puertas precintables que impidan el acceso a bornes y conexiones.

##### **4.2.19.1 Gabinete del medidor**

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 la EGEE a través de la Sección de Servicios Técnicos. La Empresa de Generación utiliza generalmente gabinetes a la intemperie ubicados lo más cercano posible a la medición.

##### **4.2.19.2 Tipo de conexionado de medidores propiedad de la EGEE INDE**

Con forme a los requerimientos del AMM la empresa de Generación de Energía realiza mediciones de tres elementos si es un sistema trifásico, de dos elementos si es un sistema bifásico y de un elemento si es un sistema monofásico. (Esto quiere decir un elemento lo conforman un transformador de corriente CT y un transformador de voltaje PT.)



#### **4.2.19.3 Factor multiplicador del medidor**

El multiplicador de un medidor de energía no es más que la multiplicación de la relación de Transformación del CT por la relación del PT.

Ejemplo: Una medición tiene una relación de CT's de 200/5 y una relación de PT's de 8,400/120 el multiplicador no es mas que la multiplicación de estos dos factores 2,800 y este factor será el que se le multiplicara a los valores medidos como la potencia KW, energía Kwh. Y demás factores que despliegue el medidor.

La Empresa de Generación no incluye los valores multiplicadores de los transformadores de voltaje y los transformadores de corriente en la programación de sus medidores, ya que esto implica que se aumente la memoria del medidor con cantidades mayores.

#### **4.2.19.4 Identificación del medidor**

Cada medidor debe estar identificado con el número de identificación que le asigna la Sección de Servicios Técnicos. La nomenclatura es EGEE 232, donde EGEE indica que es propiedad de la empresa de Generación, y el 232 es un número correlativo en este caso los doscientos son los medidores que están en los puntos frontera con la empresa DEOCSA.

#### **4.2.20 Tipos y marcas de medidores**

La Empresa de Generación se reserva el derecho de aceptar un medidor para un punto de medición si este no cumple con los requerimientos aquí mencionados o que con base a la experiencia presente defectos de fabricación o de operación.

#### **4.2.21 Medidores bidireccionales**

La Empresa de Generación utiliza en la mayoría de sus puntos de compraventa medidores bidireccionales de energía. Aunque existen puntos en los cuales por el servicio social de la EGEE las cantidades de energía vendida son menores a 500KVA y se utilizan medidores unidireccionales para minimizar costos y, además, estos puntos están instalados en redes de distribución en las cuales no hay posibilidad de que circule energía en dos direcciones.

#### **4.3 Distancias dieléctricas para subestaciones**

Para tener una coordinación de aislamiento adecuada en la instalación de mediciones eléctricas de 34.5 KV y 13.8 KV, se deben fijar las distancias a través del aire, entre fases, y entre fase y tierra.

Tomando en cuenta que la configuración real entre partes vivas de una subestación es diferente de la configuración placa varilla utilizada para establecer los valores mínimos de no flameo. Se recomienda aumentar en un 10% los valores mínimos de no flameo para tensiones menores a 245 KV y 6% para tensiones superiores a 380 KV.

Tabla de distancias mínimas de no flameo para diferentes voltajes

Tabla V. Publicación 71 A de la CEI. Recomendaciones para la coordinación de aislamiento.

Tensión máxima entre fases del sistema en KV	Nivel de aislamiento al impulso BIL en KV	Distancia mínima a tierra a menos de 1000 m. En centímetros	Distancia mínima a tierra a 2300 m. En centímetros.
3.6	45	6	7
7.2	60	9	10.5
12	75	12	14
17.5	95	16	18.5
24	125	22	25.6
36	170	32	37.2
52	250	48	55.8
72.5	325	63	73.3
100	380	75	87.2
100-123	450	92	107.0
123-145	550	115	133.7
145-170	650	138	160.5
170	750	162	188.4
245	825	180	209.3
245	900	196	227.9
245-300	1050	230	267.4
420	1425	305	354.6

#### 4.3.1 Distancia fase a tierra para un circuito de 13.8 KV y 34.5 KV

Tabla VI. Norma de EGEE

Tensión Entre fases del sistema en KV	Distancia mínima a tierra a menos de 1000 m. Centímetros	Distancia mínima a tierra a 2300 m en Centímetros.
13.8 KV	13.8	16
34.5	32	36

#### 4.3.2 Distancia dieléctrica entre fases

La distancia mínima entre fases para la instalación de transformadores de medición (instrumento), puede determinarse teniendo en cuenta la tensión máxima que puede aparecer entre fases es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación, esto conduce a encontrar una distancia mínima entre fases, 15% mayor a la distancia mínima a tierra.

Como practica en el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de fase a tierra, se fijan aumentando a sus respectivas distancia mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses (conductor) flexibles hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello las distancia mínimas de diseño se

pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2.0 por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

La distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el cual debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

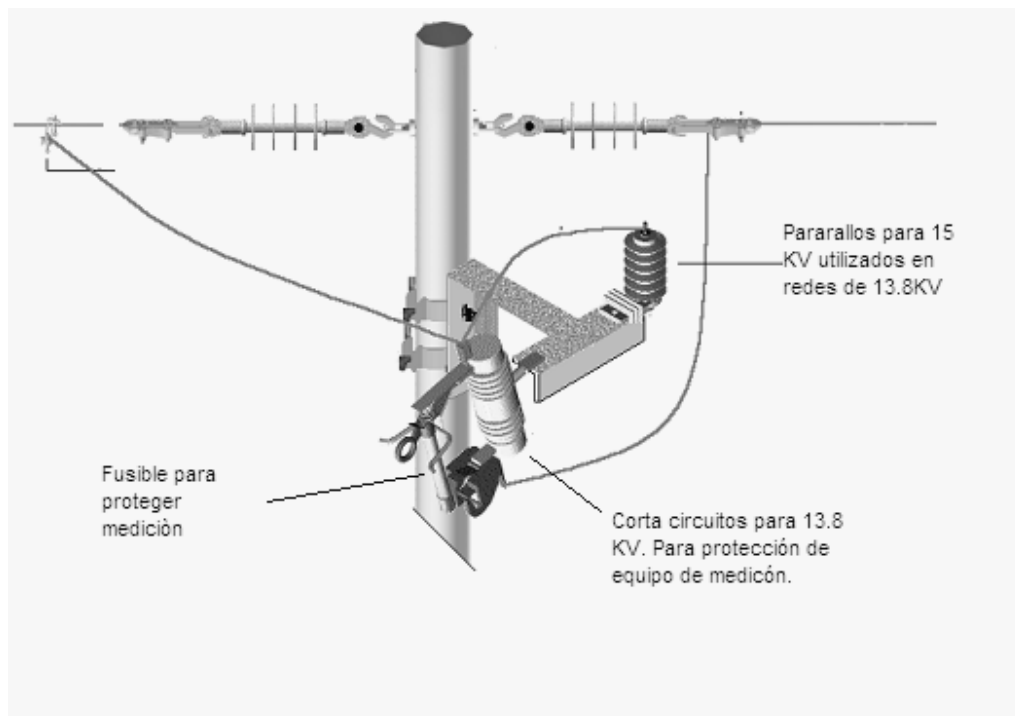
#### 4.3.2.1 Distancia fase a fase para un circuito de 13.8 KV y 34.5 KV

**Tabla VII. Norma de EGEE para distancia fase a fase.**

Tensión Entre fases del sistema en KV	Distancia mínima a tierra a menos de 1000 m. Centímetros	Distancia mínima a tierra a 2300 m en Centímetros.
13.8 KV	15.87	18.4
34.5	36.8	41.4

#### 4.4 Protecciones de equipo de medición

Figura 6. Normas de acometidas E.E.G.S.A.



Generalmente la medición para facturación está instalada en las subestaciones de transmisión, sub transmisión o distribución, también en la salida de los generadores. En estos casos la medición esta protegida por los dispositivos que protegen el transformador de potencia ò el generador, los cuales a su vez protegen la medición. Estos dispositivos que protegen la medición son los hilos de guarda, pararrayos, interruptores de potencia, fusibles y relès de protección. Pero también existen casos en los que la medición esta fuera del radio de protección de la subestación y por lo tanto se debe tomar en cuenta la protección del equipo de medición para poder proteger el equipo de medición y facturar adecuadamente, además, evitar que por el daño de un equipo se deje de prestar el servicio de energía eléctrica en forma continua.

Las protecciones de medición para facturación fuera del área de protección de una subestación, deben constar del siguiente equipo: Fusibles, pararrayos, fusibles o flip-on en el cableado secundario de los transformadores de voltaje.

#### **4.4.1 Protección de corriente de corto circuito**

La corriente de corto circuito a la que es sometido el equipo de medición llámese transformadores de corriente, medidor de energía, en una subestación esta restringida por los relès de protección de sobre corriente que envían la señal de disparo al interruptor de potencia, este a la vez de proteger el transformador de potencia protege a los transformadores de corriente de esfuerzos eléctricos y mecánicos que limitan su vida útil. Los criterios de protección para la corriente de corto circuito están definidos por los valores de corto circuito que maneja la subestación.

#### **4.4.2 Protección contra descargas atmosféricas o maniobras de cierre y apertura**

En una subestación la protección contra descargas atmosféricas esta definida por los pararrayos de la subestación y también por los relès de sobre voltaje que envían la orden de disparo al interruptor de potencia.

### **4.4.3 Corta circuitos y fusibles**

El propósito principal de un cortacircuito y un fusible, es proveer protección a las líneas y a los equipos en este caso, equipos de medición, de sobre intensidades que presente el sistema.

El corta circuito debe ser conectado en el punto de alimentación previendo las posibles fallas en el equipo de medición.

Los corta circuitos deben ser del tipo abierto, para montaje vertical, operación con pértiga y clase distribución para los voltajes manejados en las mediciones eléctricas que son 13.8 KV y 34.5 KV.

### **4.4.4 Fusibles**

Los equipos de medición que no están ubicados en una subestación tienen fusibles como protección en el lado primario. Sus principales ventajas son: El bajo costo y la rápida operación con valores elevados de corriente.

Sus deficiencias están en la necesidad de cambiarlos cuando operan, y que solo se conectan por fase, lo cual puede dejar operando las otras dos fases (si es un sistema trifásico) y crear problemas sobre todo en la industria que emplea equipo trifásico.

La corriente nominal del elemento fusible dependerá de la carga conectada en este caso dependerá de la corriente nominal del transformador de corriente.



La clase de los elementos fusible debe ser clase T; el cual tiene capacidad de transportar el 150% de la corriente nominal sin producir daños al elemento fusible o al corta circuito.

#### **4.4.5 Especificaciones técnicas de cortacircuitos y fusibles**

Cortacircuito de distribución de 15 KV, 100 A nominales, corte asimétrico mínimo de 10,000 A, 95 KV BIL. Este es el cortacircuito utilizado para voltaje nominal de 13.8 KV en este caso se utiliza norma IEC pero también se puede utilizar norma ANSI la cual se basa en el BIL de 110 KV.

Cortacircuito de distribución de 34.5 KV, 100 A nominales, corte asimétrico mínimo de 8,000 A, 150 KV BIL. Este es el cortacircuito utilizado para voltaje nominal de 34.5 KV en este caso se utiliza norma IEC pero también se puede utilizar norma ANSI la cual se basa en el BIL de 200 KV.

#### **4.4.6 Protección de transformador de voltaje**

En lugares los cuales existen problemas de descargas electro atmosférico se utilizan fusibles para proteger los transformadores de voltaje en el devanado primario. Se colocan los fusibles de la señal que llega al transformador de voltaje, tomando en cuenta que el valor de corriente no debe ser mayor a la corriente de operación del transformador de voltaje.

Las especificaciones técnicas son las mismas que la de los fusibles de protección primaria exceptuando que la corriente nominal de estos fusibles es del orden de 1 amperio para transformadores de voltaje de 13.8KV y 34.5 KV.

#### **4.4.7 Protección del devanado secundario del transformador de voltaje**

Para proteger el secundario del transformador de voltaje de posibles conexiones a tierra se colocan interruptores limitadores de corriente en el secundario de la señal de voltaje del transformador de voltaje. Esta protección también se puede realizar con fusibles de corriente que operan al voltaje nominal secundario del transformador de voltaje.

Estos fusibles se calculan al 250% de la corriente nominal del devanado secundario de los PT (Transformadores de voltaje).

Generalmente para las señales de PT se utilizan fusibles de 2 Amperios de acción lenta.

#### **4.4.8 Pararrayos para equipos de medición**

El pararrayo es un dispositivo que nos permite proteger las instalaciones contra sobre tensiones de origen atmosférico y de maniobras de interruptores.

Las ondas que se presentan durante una descarga atmosférica viajan a la velocidad de la luz y dañan el equipo si no se le tiene protegido correctamente; para la protección del mismo se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

3. Descargas directas sobre la instalación.
4. Descargas indirectas.

De los casos anteriores, el que se presenta con mayor frecuencia, es el de descargas indirectas.

El pararrayo, dispositivo que se encuentra conectado permanentemente en el sistema, opera cuando se presenta una sobre tensión de determinada magnitud, descargando la corriente alterna.

Su principio general de operación se basa en la formación de un arco eléctrico entre dos explosores, cuya separación está determinada de antemano de acuerdo con la tensión a la que va a operar.

#### **4.4.8.1 Especificaciones de pararrayos**

Los alimentadores laterales serán derivados de sub alimentadores trifásicos, multi aterrizados y en ellos no se presentaran sobrevoltaje mayores de 80% del voltaje de línea a línea, o bien 140 % del voltaje de línea a neutro. El margen de protección de los pararrayos debe ser mayor de 20%.

Los pararrayos deben ser de del tipo válvula o de óxidos metálicos, de conexión directa. Y debe especificarse el tipo de soporte a utilizar de acuerdo al lugar donde se ubique.

Las especificaciones para la compra de los pararrayos deben incluir el voltaje nominal, el BIL de acuerdo a la norma que se utilice, la EGEE utiliza las dos normas IEC y ANSI.

## **4.5 Bornera de prueba**

La bornera es el sitio a donde llegan las señales de voltaje y corriente que se conectaran al medidor además de ser el punto donde se aterriza el medidor.

Para una conexión Trifásica el punto donde se cerrará la estrella de las señales de corriente será en la bornera de prueba.

La bornera de prueba utilizada para medidores de facturación de la EGEE. Debe poseer la cualidad de poder conectar en serie las corrientes y en paralelo los voltajes del medidor con un patrón de medición que evalúa el correcto funcionamiento del medidor.

### **4.5.1 Especificaciones técnicas de la bornera de pruebas**

Debe contener 10 polos para conexión de cable calibre 12 al 10 AWG, los cuales deben poseer un puente para abrir o cerrar el contacto entre la entrada y la salida del borne.

Los primeros seis polos serán utilizados para entrada y retorno de corriente.

Los restantes cuatro polos serán utilizados para los tres voltajes y el neutro de voltaje.

La bornera debe poseer una tapa precintable para que solo personal autorizado tenga acceso a las conexiones del medidor.

#### **4.6 Medición de respaldo**

Tal como lo pide el mercado de mayoristas en los puntos con demanda mayor de 2 MVA se debe instalar medición de respaldo totalmente independiente.

Esto quiere decir que se colocarán en el mismo punto de medición dos juegos de Transformadores de corriente y de voltaje con su respectivo medidor y bornera de prueba. Con esto se podrá comparar la energía vendida por parte de los entes involucrados en la compra-venta de energía. Siempre basándose en estas normas para la instalación de la medición.

En los puntos con demandas menores a 2 MVA se puede conectar el medidor de respaldo en serie con las corrientes y en paralelo los voltajes con el medidor principal y pueden conectarse al mismo juego de Transformadores de corriente y de voltaje.

Por el servicio que presta la Empresa de Generación de Energía y siendo parte del INDE en los lugares donde existe medidor de la EGEE este también es utilizado para guardar los valores de calidad de energía que utiliza la Empresa de Transporte y Control de Energía(ETCEE) para cobrar el costo por el transporte de energía, sirviendo este mismo medidor de respaldo para la ETCCE.

En los puntos de venta de energía a las municipalidades que poseen Empresa Eléctrica propia la EGEE es la encargada de los puntos de medición y de la medición de respaldo, cumpliendo así con la razón social para la cual fue creada.

## **4.7 Aterrizaje de equipo de medición**

Para el aterrizaje del equipo de medición se deben tener los conceptos de tierra física los cuales son muy diversos pero a continuación se dan los siguientes.

### **4.7.1 Tierra física**

La tierra física es la conexión del sistema eléctrico al suelo o terreno a diferencia de los demás sistemas que no utilizan el suelo (tierra). La función de la tierra física es disipar la energía del rayo y las descargas electrostáticas.

La función de la tierra física en si es la siguiente:

- Limitar el voltaje debido a rayos o contacto accidental de los conductores de suministro con conductores de más alto voltaje.
- Estabilizar el voltaje durante operaciones normales.
- Facilitar la operación de los interruptores de potencia.
- Atenuar los acoplamientos electromagnéticos en el caso de la conexión a tierra del blindaje de los cables.
- Drenar las corrientes de fuga y de descarga electrostática.

### **4.7.2 Malla de tierra**

Una malla de tierra es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente según direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo conductores verticales (varillas).

Se utiliza cuando el objetivo de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales (voltajes) en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia.

#### **4.7.3 Criterios para la construcción de mallas conectadas a tierra**

- Toda malla se tiene que construir a una profundidad mínima de 1' – 6".
- El conductor a utilizarse para la construcción y reparación de mallas tiene que ser de cobre sin cubierta, con calibre mínimo de 4/0 AWG.
- La malla tiene que cubrir toda el área de la subestación y extenderse 1 metro hacia fuera de la verja.
- Para construcción de mallas nuevas se prefiere utilizar conexiones por soldadura exotérmica. También pueden utilizarse conexiones por compresión.
- Para reparación de mallas existentes se pueden utilizar conectores de compresión. No se acepta conectores split bolt.
- Se requiere utilizar varillas de acero revestidas de cobre tipo cooper-clad de  $\frac{3}{4}$  "de diámetro por 8 pies de largo.
- El número de varillas a instalarse y la distancia entre estas se determina del diseño de la malla.

#### **4.7.4 Valores de resistencia de tierra para mediciones eléctricas**

Cuando la medición se ubique en una subestación el valor de resistencia total de tierra de la medición será de acuerdo a la norma de diseño de la subestación. El valor de resistencia que se maneja es de 5 Ohms.

Para mediciones ubicadas en lugares donde no exista sistema de tierra para protección eléctrica se debe de instalar una malla de tierra propiamente para el equipo de medición la cual no debe exceder lo 25 Ohms.

#### **4.7.5 Conductores conectados a tierra de equipos de medición**

##### **CT y PT**

El armazón del equipo se conecta directamente a la malla con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

El neutro de alta tensión de los transformadores de voltaje se conecta a la malla de tierra con un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

Los conductores de cobre desnudo 1/0 que se conectan a la malla de tierra deben de formar un ángulo mayor de 90 grados. Con una curvatura de radio de 8 pulgadas mínimo.

#### **4.7.6 Aterrizaje de equipo de medición en baja tensión**

El cableado secundario de tierra de los transformadores de medición (CT's y PT's) se conecta a una barra de puesta a tierra de cobre, localizada en el gabinete del medidor, con un conductor de cobre con cubierta color verde y calibre No. 10 AWG.



El armazón del medidor se conecta a la barra de puesta a tierra de cobre, localizada en el gabinete del medidor.

El neutro de los transformadores de voltaje se conecta también a la barra de cobre de puesta a tierra localizada en el gabinete del medidor.

El punto neutro (estrella en el caso de una medición trifásica) del secundario de los transformadores de corriente también se aterriza a la barra de puesta a tierra de cobre instalada en el gabinete del medidor.

El punto común o barra de tierra del gabinete del medidor se conecta a su vez a la malla de tierra mediante un conductor de cobre sin cubierta con calibre mínimo de 1/0 AWG.

En los casos donde no se ha dispuesto de la barra de cobre de puesta a tierra para el gabinete del medidor el personal de STE de la EGEE ha utilizado un conector tipo *penn union* de AL9Cu (aleación de aluminio y cobre. Para conductores del 350 MCM – 6 AWG. Para realizar la a tierra del cableado secundario en el gabinete.

#### **4.8 Esquemas de conexionado en alta y baja tensión**

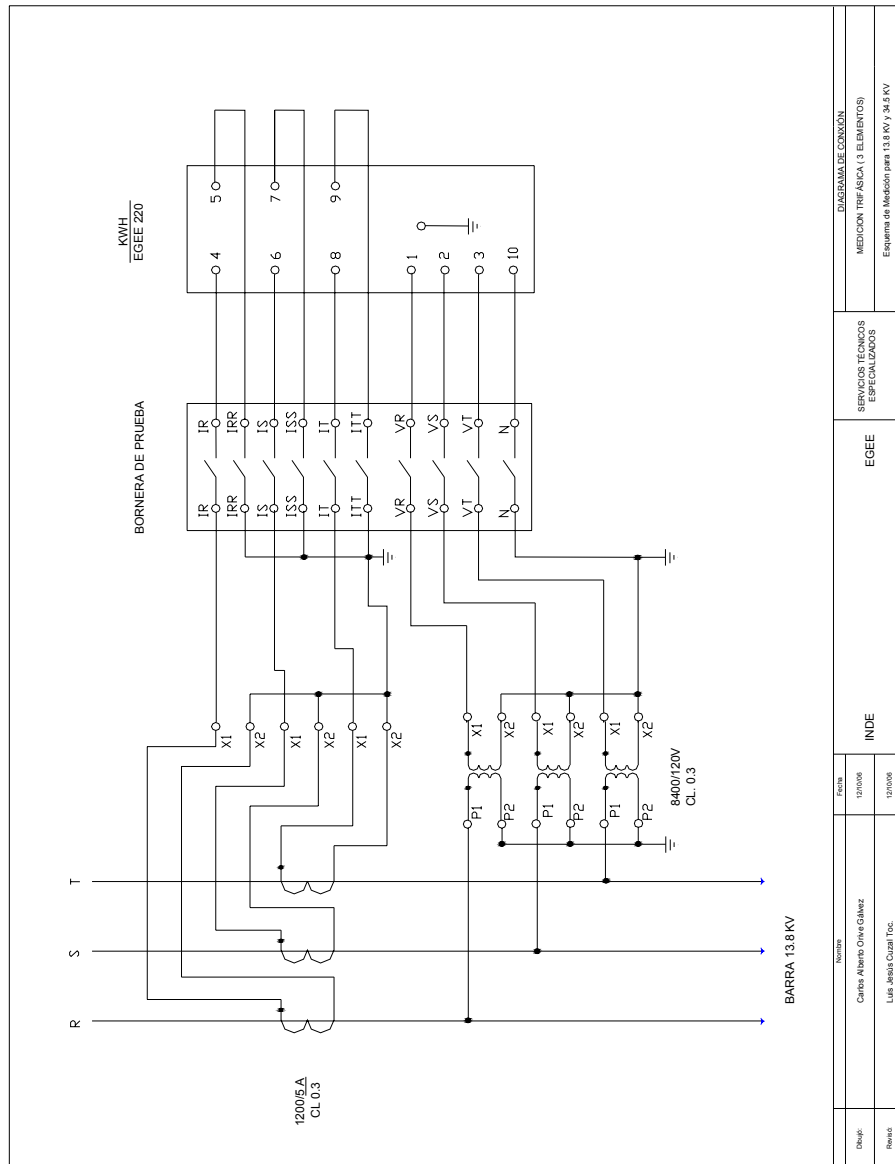
De acuerdo a las normas del mercado de mayoristas las mediciones para facturación de energía deben contener un elemento por fase medida.

A continuación se muestran los esquemas de mediciones para una medición trifásica de tres elementos, una medición bifásica de 2 elementos, una medición monofásica de 1 elemento.

Cuando se realiza una instalación de una medición se debe presentar los diagramas de conexión y el unifilar de la subestación o el punto donde se ubique la medición.

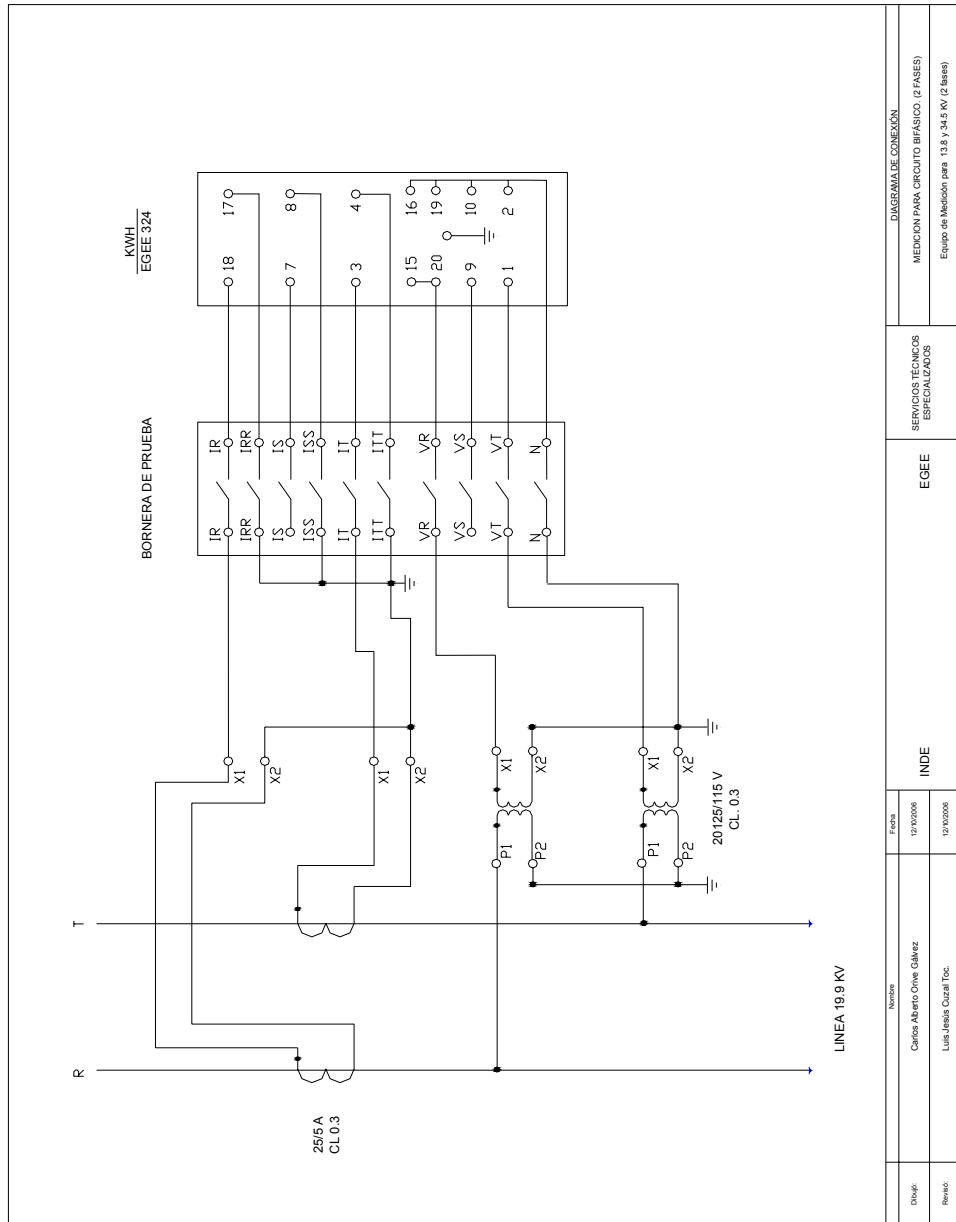
Esquema de 3 elementos para una medición trifásica para voltajes de 13.8 KV y 34.5KV.

Figura 7. Diagrama de conexión de medidor trifásico de la Sección de Servicios Técnicos Especializados.



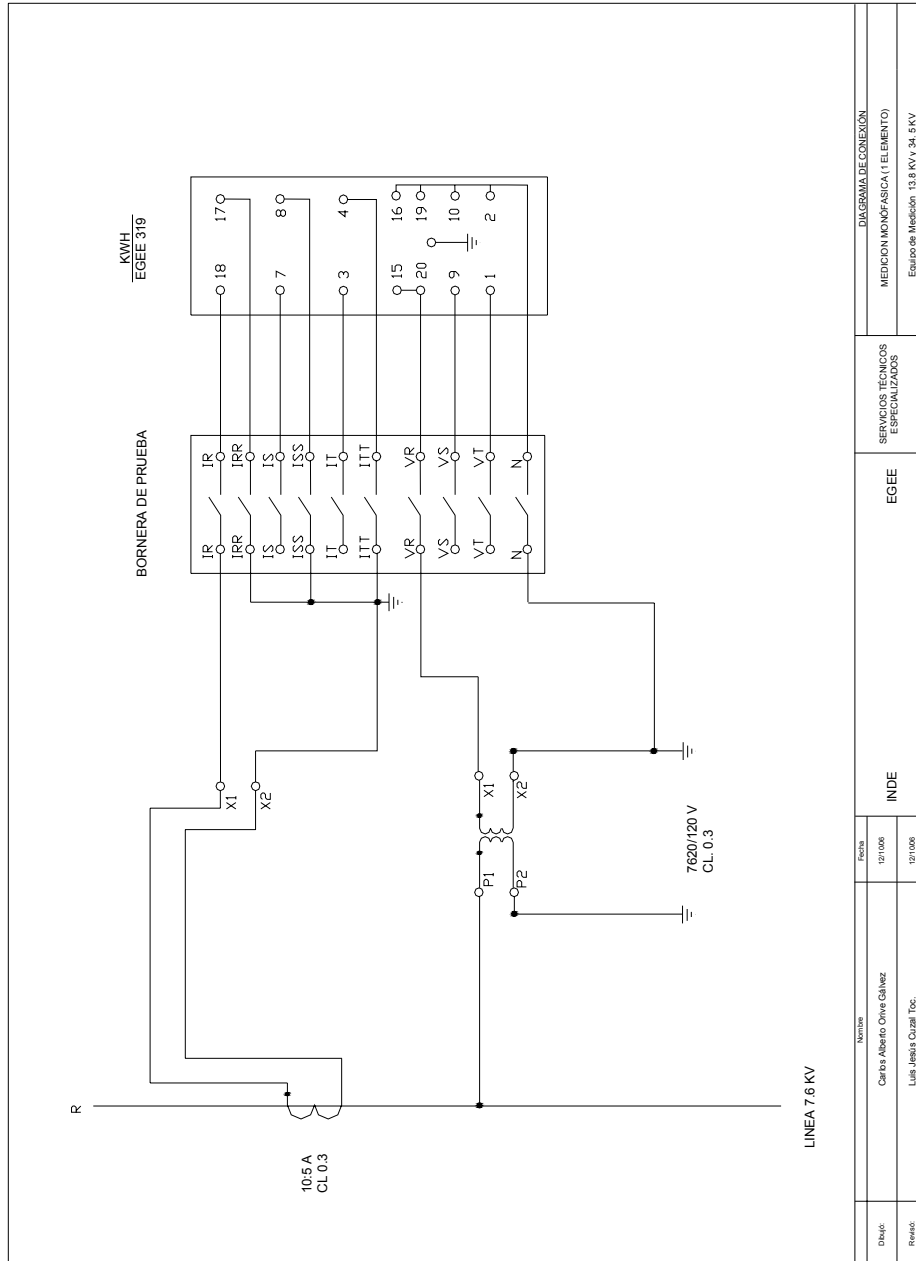
Esquema de 2 elementos para una medición bifásica 13.8 KV y 34.5 KV

Figura 8. Diagrama de conexión de medidor bifásico de la Sección de Servicios Técnicos Especializados.

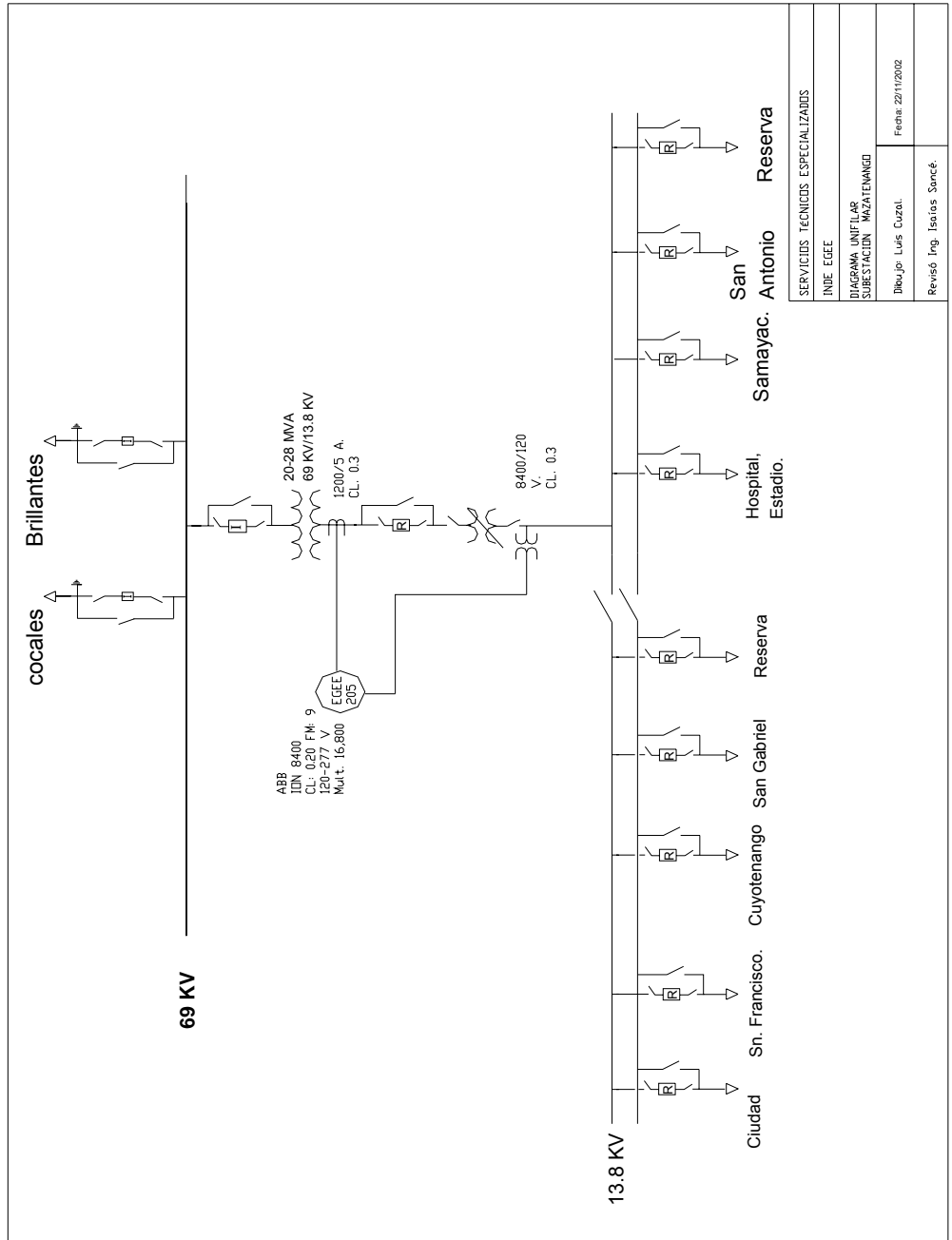


Esquema de 1 elementos para una medición monofásica para 13.8 KV y 34.5 KV.

Figura 9. Diagrama de conexión de medidor monofásico de la Sección de Servicios Técnicos Especializados.



Ejemplo de diagrama unifilar de la medición de la subestación Mazatenango  
**Figura 10. Diagrama de conexión de medidor trifásico de la Sección de Servicios Técnicos Especializados.**



#### **4.9 Secuencia de fase de la medición**

La Empresa de Generación utiliza para equipos de medición la secuencia ABC. Esto indica que la primera fase a medir fase A, deberá tener 0 grados de desfase, la segunda fase "B" a medir deberá tener 120 grados de desfase con respecto a la fase A, y la tercera fase "C" a medir deberá tener 240 grados de desfase con respecto a la fase A.

Algunas empresas utilizan la secuencia ACB para sus mediciones eléctricas pero este no es el caso de la EGEE, aunque no existiría problema si se llegara a un acuerdo para realizar la medición con esta secuencia de fases.

Los medidores electrónicos utilizados por la empresa de generación deben indicar la secuencia de fase de la medición y poder visualizar los vectores como se menciona en las especificaciones de los medidores de energía para facturación.

#### **4.10 Conductores en alta tensión**

A continuación se especifican lo que es un conductor y en si se describe los conductores de aluminio mayormente utilizados para sistemas de distribución de 13.8 KV y 34.5 KV los cuales son los utilizados para conectarse a los transformadores de corriente de una medición para facturación.

Conductor: Elemento capaz de permitir el paso de corriente eléctrica a través de su superficie.

Alambre: Conductor formado por 1 solo hilo.

Cable: Conductor formado por varios hilos o alambres trenzados helicoidalmente alrededor de uno central, formando capas.

AAC (all aluminum Conductor) Conductor de aluminio 1350- H19.

ACSR (aluminum Conductor Steel Reinforced) cable manufacturado con varios hilos de aluminio AAC y reforzado con uno, o varios hilos de acero galvanizado utilizados como núcleo.

Los conductores que transportan la corriente en alta tensión deben tener la capacidad de transportar la corriente nominal de los transformadores de corriente. El conductor puede ser de mayor capacidad pero nunca de menor capacidad de corriente que la que transporta el transformador de corriente.

#### **4.10.1 Conductor de alta tensión para transformador de voltaje**

El conductor de alta tensión que se utiliza para conectar la señal de tensión al transformador de voltaje es de aluminio 1/0 AWG.

#### **4.10.2 Conductor de alta tensión para neutro de transformador de voltaje**

El conductor de neutro de los transformadores de voltaje es de calibre 1/0 AWG de cobre.



#### 4.10.3 Conductor de alta tensión para aterrizaje de los transformadores de instrumentos (PT'S)

El conductor para tierra de los transformadores de instrumento es de calibre 1/0 AWG de cobre.

#### 4.10.4 Conductor de alta tensión para transformador de corriente

Este conductor se determina en base a la corriente que va circular por el CT o dependiendo de la capacidad del transformador de potencia que alimenta la medición.

Tabla de conductores utilizados en mediciones de 13.8 KV y 34.5 KV

**Tabla VIII. Datos de folleto de conductores de EEGSA.**

CONDUCTOR	Densidad máxima de corriente en (A/mm <sup>2</sup> )	Densidad máxima de corriente en (A/mm <sup>2</sup> )	Intensidad ò corriente máxima a 25°	Intensidad ò corriente máxima a 35°
477 MCM (Hawk)	2.88	2.57	696	621
266 MCM (Partridge)	3.55	3.17	480	428
4/0 AWG (Penguin)	3.50	3.12	375	335
1/0 AWG (Raven)	4.69	4.18	251	224

#### **4.11 Terminales para cableado de alta tensión**

Las terminales para cableado de alta tensión de los transformadores de instrumento (CT's, PT's). Deben adecuarse al tipo de terminal de los transformadores de instrumento y al conductor que transporte la corriente en ese punto de medición.

Las terminales para conexión de alta tensión de transformadores de corriente y de voltaje son generalmente fabricados de una aleación de aluminio y cobre.

##### **4.11.1 Tipos de conectores para transformadores de instrumentos**

Los conectores se rigen por la norma Nema, una terminal es Nema 2 si utiliza dos tornillos para sujetarse a la paleta del transformador y Nema 4 si tiene cuatro tornillos para sujetarse a la paleta del transformador de corriente esto depende de la capacidad de corriente que se este transportando a través de estos. También se utilizan conectores de presión dependiendo de la capacidad de corriente a transportar.

##### **4.11.2 Apriete de conectores para transformadores de instrumentos**

Cuando se realiza un apriete de una terminal Nema 4 ò Nema 2 se debe verificar el torque, al cual debe ser apretado el tornillo para evitar que quede flojo el conector o que se dañe el tornillo. Cuando es un conector Nema 4 se debe apretar los tornillos en forma de X (equis) para que conecte uniformemente.

También se debe tener en cuenta a la hora de instalar una medición que se deben mantener las distancias de fase a tierra y entre fases. Por lo tanto se debe definir si por el tipo de instalación y distancias entre fase y tierra, y entre fases, las terminales para cableado de alta tensión deben ser planas, o con conexiones especiales como ejemplo para doble conductor, o con conexiones a 90 grados.

#### **4.11.3 Rangos de terminales para conexión de CT`s**

53-127 MM<sup>2</sup> - 1/0 AWG 250 MCM para aluminio o cobre

53-107 MM<sup>2</sup> - 1/0 AWG-4/0 AWG para conector ACSR

250-800 MCM para aluminio Cobre.

336.4 – 477 MCM para ACSR

636-1272 KCmil.

#### **4.12 Conductores en baja tensión**

Para la baja tensión se definen los conductores en base a la AWG (*American Wire Gage*) Calibre americano para alambres, comprenden 40 calibres desde el No. 4/0 al No. 36; él numero representa aproximadamente los pasos sucesivos en el proceso de estirado del alambre. Los números son retrogresivos, es decir, un número grande denota un calibre pequeño y sigue la ley matemática en que se basa el calibre.

#### **4.12.1 Conductores de corriente secundaria para mediciones eléctricas de 13.8 KV y 34.5KV**

Para conductores que llevan la señal de corriente de los transformadores de corriente al medidor se utiliza conductor de calibre 10 AWG o su equivalente.

Para los conductores neutros de los transformadores de corriente se utiliza conductor calibre 10 AWG o su equivalente.

Para conductores que llevan la señal de voltaje de los transformadores de Voltaje al medidor se utiliza calibre 12 AWG.

Para conductores neutros de los transformadores de voltaje se utiliza conductor calibre 12 AWG.

Las conexiones a tierra de los transformadores se conectan a los neutros con el mismo calibre de conductor de neutro. Calibre 10 AWG para conductores de tierra del secundario del transformador de corriente y 12AWG para conductores de tierra del secundario del Transformador de voltaje.

Si la distancia del medidor a los transformadores de instrumento excede la capacidad de los rangos de los conductores se debe cambiar de calibre de conductores para que esto no afecte la medición. Esto es cuando la caída de tensión en el caso de la señal de los PT's exceda el 2 %. Y el caso de los CT's la resistencia afecte la señal de Corriente. Para esto se requiere el cálculo de conductores por caída de voltaje en el caso de la señal de los Transformadores de voltaje.

Para el caso de los transformadores de corriente se debe hacer el cálculo de conductor por capacidad de corriente.

#### **4.12.2 Terminales para conexionado de baja tensión**

Las terminales de conexión del cableado de baja tensión de los transformadores de Corriente deben ser de tipo cerradas y para calibre 10 AWG si es que el calibre no se incrementa por efectos de distancia de los los transformadores a él medidor.

Las terminales de conexión del cableado de baja tensión de los transformadores de voltaje deben ser de tipo abierta o cerrada, para calibre 12 AWG a menos que el conductor varíe debido a efectos de caída de tensión por distancia.

Para los casos anteriores siempre se debe verificar antes de realizar la instalación la terminal adecuada para el transformador ya que debido a marcas y normas las terminales y forma de conectar varían en los transformadores tanto de voltaje como de corriente, y en algunos casos no es necesaria la terminal.

La conexión de los neutros y tierra también se utilizan de acuerdo al instrumento, es decir, terminales cerradas 10 AWG para neutro de los CT's y terminales cerradas o abiertas 12 AWG para neutros de los voltajes, también se debe variar la terminal si el calibre del conductor se incrementa, debido a que se incremente la distancia de ubicación del medidor y los parámetros de corriente y voltaje puedan variar como se mencionó anteriormente.

#### **4.12.3 Terminales de baja tensión para el conexionado del medidor**

Se utilizan terminales cerradas para las señales de corriente calibre 10 AWG.

Se utilizan terminales cerradas para las señales de voltaje calibre 12 AWG.

Se utilizan terminales cerradas para las señales de neutro de voltaje calibre 12 AWG.

La terminal de conexión a tierra del medidor depende del fabricante pero generalmente es para calibre 12 AWG.

#### **4.13 Identificación del cableado secundario**

Para las mediciones se tiene como norma utilizar cable o alambre con aislamiento color rojo para la fase R, cable o alambre con aislamiento color amarillo para fase S y cable o alambre con aislamiento color azul para la fase T. El color debe llevarlo tanto la señales de voltaje como las de corriente. Para los neutros de voltaje y corriente y la conexión a tierra de los secundarios se utiliza cable con aislante color verde.

#### **4.14 Identificación de los transformadores de instrumento**

Los transformadores de instrumentos CT's o PT's deben de estar identificados con etiquetas visibles con las letras **A, B, C** o **R, S, T** para indicar que fase están midiendo.

#### **4.15 Tubería para cableado de baja tensión**

Los transformadores de instrumento (voltaje y corriente) para voltajes de 13.8 KV y 34.4 KV tienen como norma utilizar tubería de 1" de diámetro para el cableado de baja tensión. La tubería tiene la finalidad de proteger el cableado de baja tensión.

La tubería puede ser tipo conduit este material es utilizado generalmente cuando se realiza una subestación nueva, puesto que se dispone de tiempo para la ubicación de este tipo de tubería.

La EGEE utiliza la tubería metálica flexible con cubierta de látex (BX LT) por su maniobrabilidad y ahorro en el tiempo de instalación de una medición para facturación.

La tubería metálica con cubierta de látex tiene la ventaja de la maniobrabilidad, resistencia a la corrosión y desgaste y su finalidad principal es proteger el cableado secundario de la medición que lleva las señales de corriente y voltaje al medidor.

Esta tubería debido a su flexibilidad y peso debe ser sujeta a la estructura o poste con cinta metálica o elemento similar para no estar expuesta a problemas mecánicos debido a la gravedad, temblores y vientos, esto ayuda a evitar que el peso de la tubería y el cableado lo soporte los conectores de la tubería, o en el peor de los casos que cuando los conectores soportan al peso de la tubería, esta sea soportada por el cableado secundario de los transformadores de instrumento (Voltaje y corriente), provocando así que un

transformador de corriente quede abierto o se provoque un corto circuito de alguna señal del transformador de voltaje.

#### **4.15.1 Conectores tubería de baja tensión**

Cuando utiliza tubería para la protección del cableado de baja tensión se debe contar con el conector adecuado para evitar que la humedad se introduzca a la tubería y así dañar el aislante de los conductores y provocar fallas en el cableado secundario como corto circuitos.

Es muy importante seguir las instrucciones del fabricante y capacitar al personal para la instalación de la tubería y los conectores del cableado de baja tensión de una medición, puesto que muchos problemas que se han encontrado en los equipos de medición se deben a que se ha instalado mal los conectores de la tubería y el cableado secundario queda expuesto.

Cuando se adquiera el conector de la tubería del cableado secundario de una medición de facturación se debe tener presente que estos conectores deben adecuarse a la tubería utilizada y a los transformadores de instrumento que se utilizaran.

Los conectores para tubería flexible metálica con recubrimiento de látex deben ser al igual que la tubería y los transformadores de instrumento para 1 pulgada.



#### **4.16 Medición trifásica**

A continuación se presenta el dibujo de una medición de tres elementos con todos los materiales y equipos que lo forman y que se mencionan en este capítulo.

Figura 11. Medición trifásica para 13.8 KV con sus componentes.

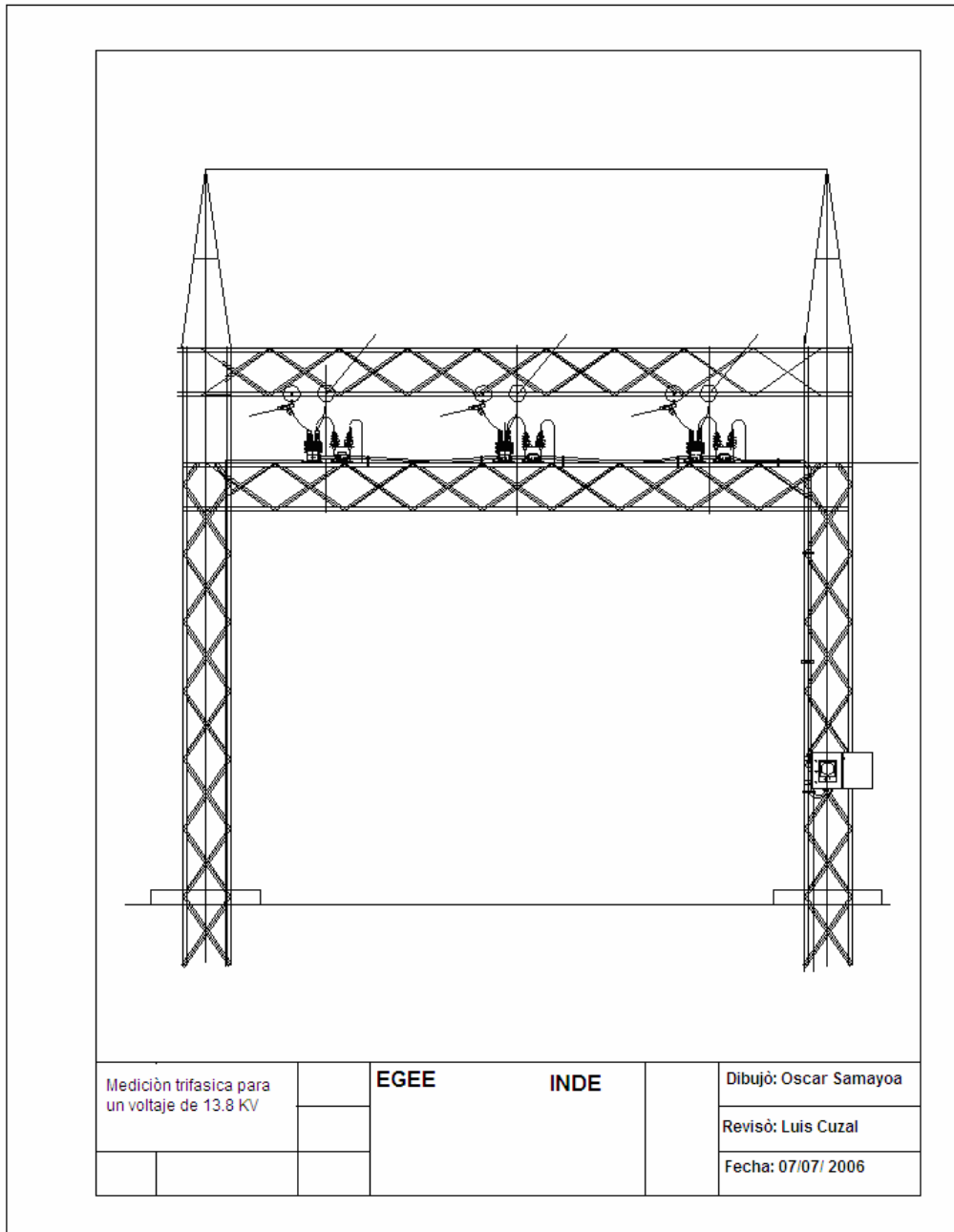


Figura 12. Detalle de conexionado de alta tensión de una medición de 13.8 KV.

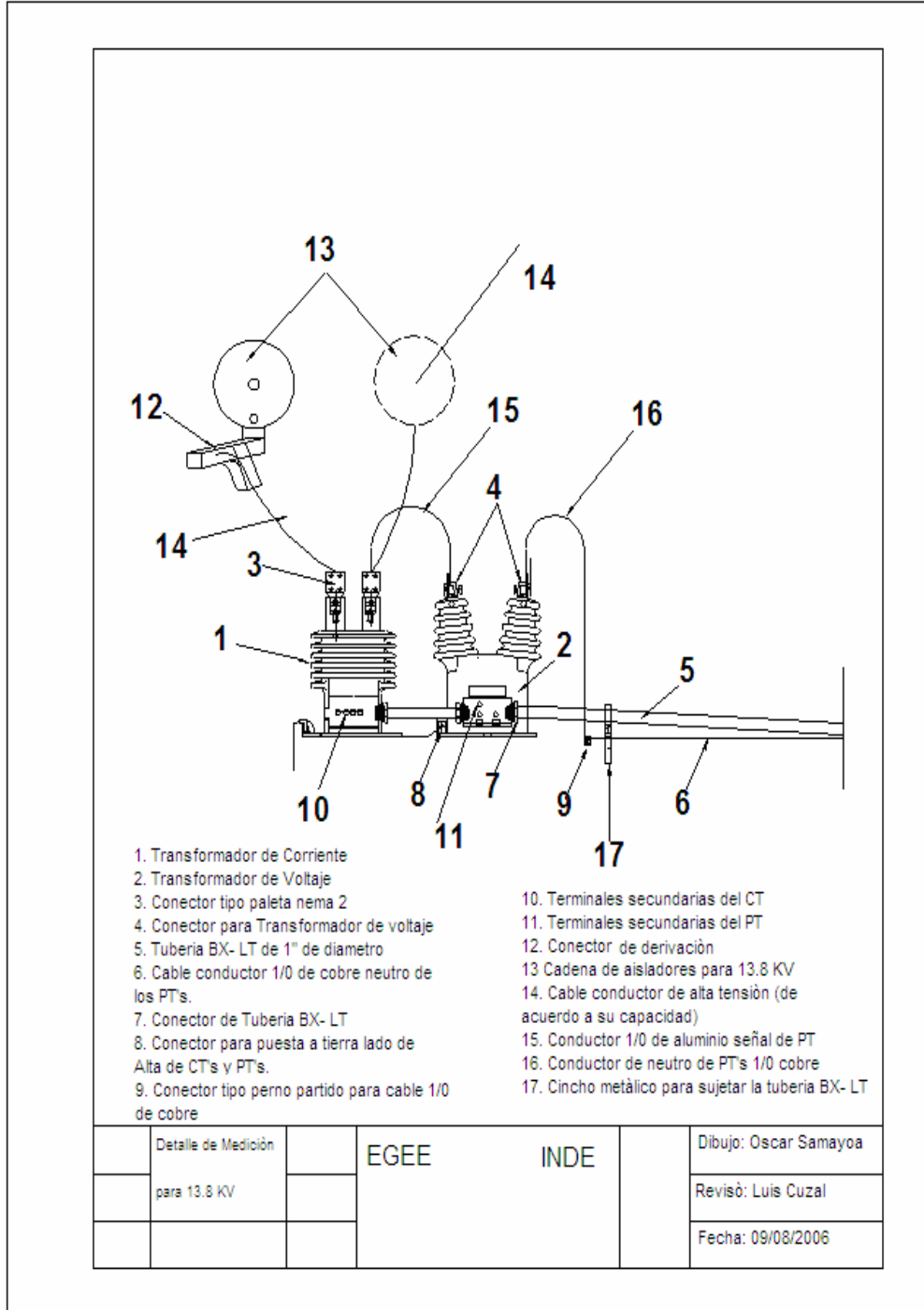


Figura 13. Gabinete de una medición de la EGEE.

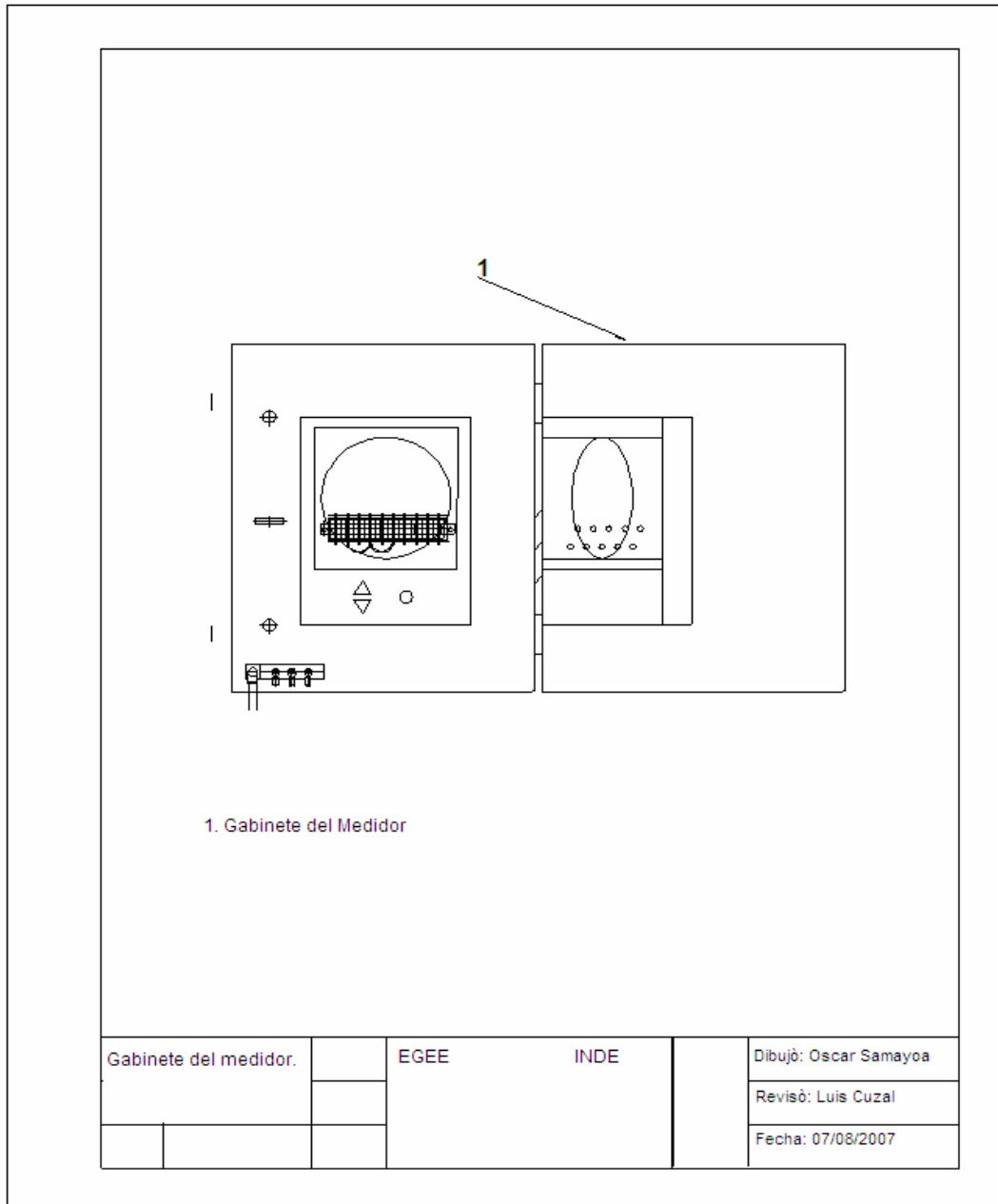
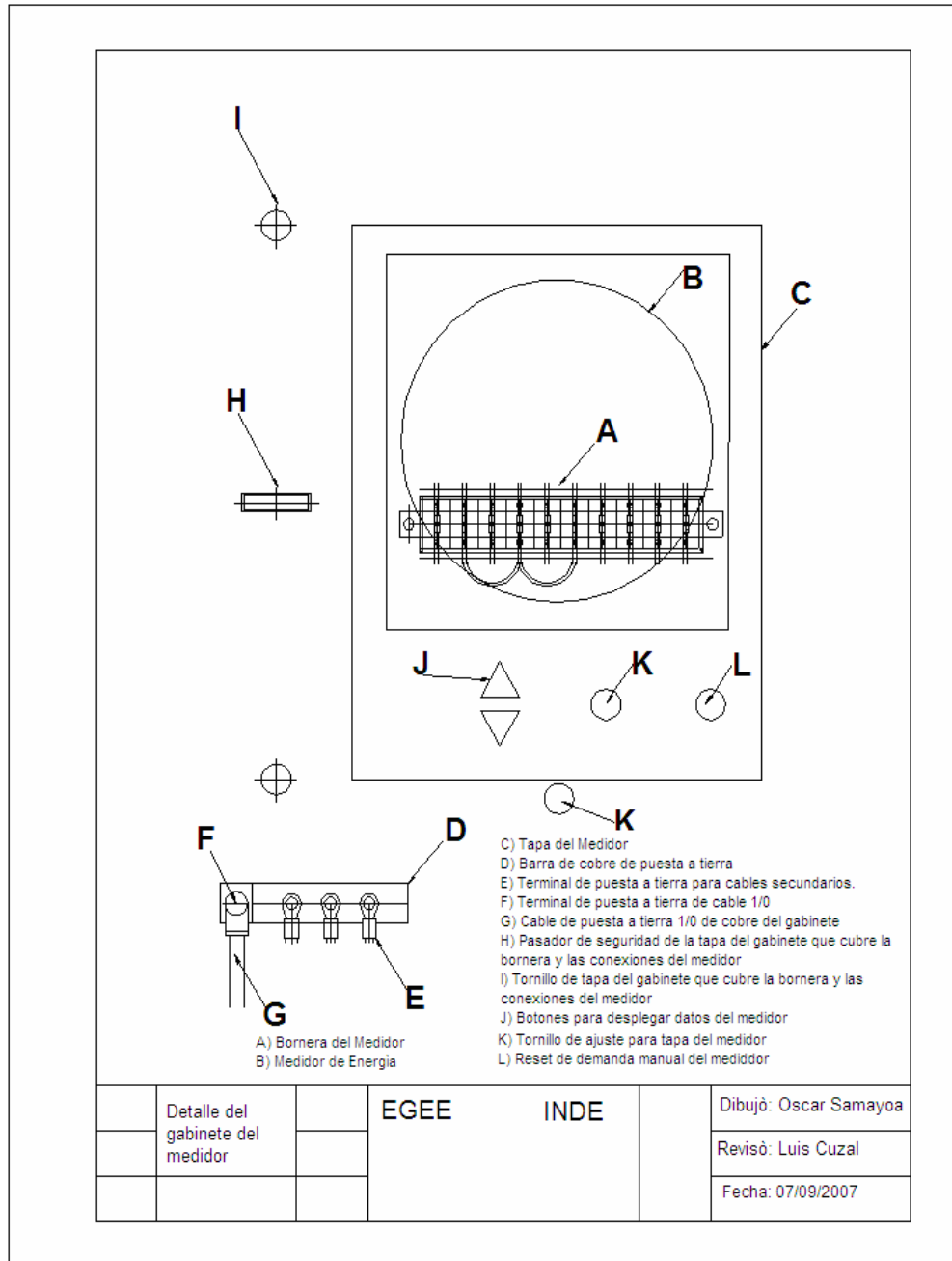


Figura 14. Detalle del gabinete del medidor de un medición Trifásica de 13.8 KV.



#### **4.17 Tiempo de instalación**

El tiempo estimado para la instalación de una medición completa es de 6 Horas. Este tiempo ya sea una medición trifásica, bifásica o monobásica de 13.8 KV ò 34.5 KV. Esto debido al tipo de estructura, una estructura trifásica generalmente es más accesible en espacio para trabajar.

Cuando se necesita instalar una medición y desinstalar una ya existente en el mismo punto el tiempo estimado es de 7 horas.

Este tiempo esta estimado considerando que se disponga del personal requerido, materiales y equipo y se halla realizado una planificación correcta de los trabajos.

##### **4.17.1 Personal necesario para la instalación de una medición trifásica**

2 Linieros para montaje y conexionado en alta tensión.

2 Técnicos en mediciones eléctricas para conexionado del cableado secundario y montaje tubería secundaria.

1 Supervisor.

#### **4.18 Posibles problemas al instalar equipo de medición**

Existen diferentes problemas que se pueden presentar a la hora de instalar una medición eléctrica.

#### **4.18.1 Montaje de transformadores de instrumento**

Un problema general es el montaje de los transformadores de corriente y de voltaje. El instalador de la medición siempre debe considerar mas de una alternativa para sujetar estos dispositivos dependiendo del tipo de estructura en la cual se va ha montar el equipo.

#### **4.18.2 Identificación de fases**

Otro problema es que generalmente no se identifica cada fase del sistema trifásico y se puede incurrir en el error de cablear en forma incorrecta las señales del secundario de los transformadores de corriente y de voltaje por lo tanto si esto ocurre es necesaria reconectar cada fase con su color y su calibre normado. Por lo tanto es necesario tener identificada cada fase de la medición antes de realizar la suspensión del servicio.

#### **4.18.3 Polaridad incorrecta**

Otro problema es también que puede existir una polaridad incorrecta en los transformadotes de corriente. Esto se puede definir en el diagrama vectorial de la medición. Si un vector de corriente esta contrapuesto a su voltaje una angulo cercano a 180 grados existe un problema de polaridad que debe ser resuelto antes de dejar operando esta medición.

#### **4.18.4 Apriete de terminales**

También se dan problemas cuando se deja alguna señal sin el apriete o torque necesario ya sea en las terminales primarias de los transformadores o en las terminales secundarias y esto provoca que al conducir corriente las terminales puedan provocar flameo, se calienten y se deterioren, provocando daños a los transformadores, al cableado conductor ya sea primario o secundario y a las terminales de conexión. Por esto es necesario revisar los aprietes de tornillos de las terminales de los transformadores de corriente y de los transformadores voltaje, tanto en las terminales primarias como secundarias y en las conexiones del medidor y la bornera de prueba.

#### **4.18.5 Tubería de cableado secundario de la medición**

Se debe verificar que la tubería y conectores de la tubería del cableado secundario este perfectamente instalada para evitar que el cableado secundario quede expuesto y provocar cortos circuitos o problemas en los transformadores de corriente al quedar abierto el devanado secundario.

Siempre se debe verificar el conexionado de tierra del equipo de medición para evitar que el equipo quede desprotegido por no tener un sistema de tierra correctamente conectado.

#### **4.19 Responsabilidad técnica**

Toda actividad técnica relacionada con estas Normas, deberá ser realizada, supervisada y/o avalada por un Ingeniero Electricista de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE.



#### **4.20 Normas de seguridad**

El personal encargado de trabajar en la instalación de mediciones eléctricas debe contar con el equipo necesario para cumplir su trabajo con toda seguridad y es responsabilidad del que supervisa el trabajo que las personas utilicen el equipo adecuado como lo son:

Cincho de líniero

Botas de electricista

Herramienta adecuada

Puestas a tierra

Casco de protección aislante

Guantes de electricista

Antes de trabajar en una instalación se debe poner a tierra el circuito alimentador para evitar que personal tenga contacto con alto voltaje.

#### **4.21 Mantenimiento**

Se debe realizar una inspección al año para establecer las condiciones de la medición ya sea en el cableado primario y secundario, transformadores de instrumento, medidor, para evitar posibles problemas de interrupción de servicio debido a daños en el equipo de medición.

#### **4.22 Normas complementarias**

En todo lo que no esté expresamente indicado en estas Normas, prevalecen los requisitos vigentes de las normas internacionales ANSI o IEC equivalente, NESC, NEC, ASTM, en lo que corresponda.

## CONCLUSIONES

1. Las mediciones eléctricas de 13.8 KV y 34.5 KV son de gran importancia, pues a estos voltajes se realiza la compraventa de energía en los puntos frontera de la Empresa de Generación del INDE.
2. La capacitación del personal técnico y de ingeniería en los campos de las mediciones eléctricas contribuye a un trabajo más seguro y eficiente para la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE.
3. Es importante que una empresa como la EGEE perteneciente al Instituto Nacional de Electrificación se enfoque en realizar normativos y procedimientos para los distintos trabajos en el sector eléctrico que realice, cumpliendo con normas, tanto nacionales como internacionales, pero, además, adaptando sus requerimientos a las necesidades propias del país y del INDE contribuyendo así como lo ha hecho desde hace mucho tiempo al desarrollo de país en el sector eléctrico.

4. Con este trabajo se puede entender que el campo de la ingeniería eléctrica es muy grande, pues en cada proceso de la instalación de una medición eléctrica se requiere de la aplicación de conocimientos de ingeniería, como lo puede ser el diseño y aplicación de un simple conector eléctrico hasta la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Estos son campos muy grandes, en los cuales se puede desarrollar el profesional de ingeniería eléctrica a nivel nacional e internacional.

## RECOMENDACIONES

1. Es necesario que personal de ingeniería de la Empresa de Generación de Energía eléctrica aplique los conocimientos adquiridos en el campo de trabajo en procedimientos y normativos, que ayuden a ser más eficientes los procesos de instalación y mantenimiento de equipos, en este caso de mediciones Eléctricas de 13.8 KV y 34.5 KV.
2. Los documentos de apoyo para la instalación de equipo de mediciones son de gran importancia, puesto que con esto se tendrá una base técnica que ayuda a desarrollar un mejor trabajo.
3. En el campo de la Ingeniería Eléctrica es necesario desarrollarse en el campo de la práctica para aplicar los conocimientos científicos aprendidos en la universidad, ya que en la mayoría de casos los ingenieros carecen de destreza técnica; esto con el propósito de dar soluciones rápidas al momento de realizar una instalación de una medición eléctrica.





## BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado de Mayoristas. Norma de Coordinación Comercial 14.
2. Autoridad de Energía Eléctrica. Directorado Transmisión y Distribución Dirección de Distribución Eléctrica Normas y Procedimientos. Manual para el diseño y construcción de mallas conectadas a tierra para subestaciones y equipos. Puerto Rico 2004.
3. Boylestad, Robert L. Y Nashelsky, Louis. Introducción a la teoría de circuitos de Circuitos Eléctricos. 5ta Edición. Editorial Trias 1,996.
4. Boylestad, Robert. Nashelsky. Louis. Electrónica Teoría de Circuitos. Quinta Edición. Editorial Prentice Hall.
5. Conductores. Proyecto tipo de líneas Eléctricas Aéreas de 13.2 24.9 y 34.4 KV. Versión 6. 16 abril de 2002.
6. Diseño de Subestaciones Eléctricas. Editorial McGraw-Hill México. Primera edición en español 1987.
7. Electrical Metermen's Handbook. Séptima edición, Editada por Edison Electric Institute 1965.
8. Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. Manual de Acometidas. Versión 4.

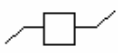












9. Empresas de INDE. Folleto Empresas del INDE.
10. Enríquez, Harper. Fundamentos de Protecciones de Sistemas Eléctricos Por relevadores. Impresiones Editoriales, S.A. México 1984.
11. González, Francisco. Metrología Básica. No tiene editorial. Enero 2006.
12. ION Technology. Type 8400/8500 Technical Documentation Addendum. Diciembre 15 de 1999. Revisado febrero 15 del 2000. Impreso en Canada.
13. Koenigsberger, Rodolfo. Instrumentación Eléctrica.
14. Kosow, Irving L. Máquinas Eléctricas y Transformadores. 2da. Edición. Editorial Prentice Hall.
15. Kurtz, Edwin B. Manual para instaladores. Cuarta Edición. Editorial Mc Graw- Hill Book Company.
16. National Electrical Code. Edición 1,999.
17. Schlumberger Resource Management Services, Inc. QUANTUM Q1000 MEDIDOR MULTIFUNCIÓN. GUIA DE REFERENCIA TÉCNICA. REVISIÓN 2. 31 de diciembre de 2001.
18. Stevenson, William D Jr. Sistemas Eléctricos de Potencia. Segunda Edición



## APÉNDICE

**Tabla IX. Nomenclatura.**

**Nomenclatura utilizada para diagramas Unifilares de la Sección de Servicios Técnicos Especializados de la EGEE basados en norma ANSI**

	Interruptor de potencia con sus dos seccionadores
	Pararrayos
	Generador
	Barra de 230 KV, 69 KV, 34.5 KV y 13.8 KV
	Fusible
	Seccionador
	Tierra fisica
	Medidor de energía
	Transformador de Potencia
	Vatimetro o Watimetro
	Transformador de Voltaje PT
	Transformador de Corriente CT
	Reconectador o recloser

