

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**PROYECTO DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS DE RUTINA
PARA DIAGNÓSTICO Y ACEPTACIÓN DE EQUIPO
ELÉCTRICO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE
S.A. "EMELNORTE".**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**


ÁLVARO FERNANDO TABOADA QUELAL

DIRECTOR: ING. LUIS TAPIA

Quito, Octubre 2007

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Álvaro Fernando Taboada Quelal, bajo mi supervisión.



Ing. Luis Tapia

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, Álvaro Fernando Taboada Quelal, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Álvaro Fernando Taboada Quelal .

AGRADECIMIENTO

Ante todo a Dios y la Virgen María, a la EPN por la formación profesional, al Ing. Luis Tapia por sus conocimientos, apoyo y confianza recibida, a Emelnorte y de manera especial a los departamentos de Mantenimiento, Construcciones e Inventarios; a mis amigos y de sobre manera a mi familia.

Álvaro Fernando

DEDICATORIA

A mis padres, por su esfuerzo, por su sacrificio y por su Infinito Amor.

Álvaro Fernando

INDICE

DE

CONTENIDO

CAPÍTULO I	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1 TÍTULO	1
1.2 IMPORTANCIA DEL PROYECTO	1
1.3 OBJETIVOS	2
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	2
1.3.2 OBJETIVO ESPECIFICO	2
1.4 ALCANCE	3
1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
1.6 RESUMEN	4
1.6.1 CAPÍTULO I	4
1.6.2 CAPÍTULO II	4
1.6.3 CAPÍTULO III	4
1.6.4 CAPÍTULO IV	5
1.6.5 CAPÍTULO V	5
1.6.6 CAPÍTULO VI	5
CAPÍTULO II	6
FUNDAMENTO TEÓRICO	6
2.1 MEDIDORES ELECTROMECÁNICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	6
2.1.1 TOTALIZADORES PARA MEDIDORES ELECTROMECÁNICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
2.2 GENERALIDADES SOBRE LOS CONTADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CORRIENTE ALTERNA	11
2.3 CONTRASTACIÓN DE CONTADORES ELECTROMECÁNICOS	12
2.3.1 IMPORTANCIA DE LA CONTRASTACIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS PARA EMELNORTE	12
2.3.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN CONTRASTADOR DE ENERGÍA MODERNO	13
2.3.3 ESQUEMA DE UN CONTRASTADOR DE ENERGÍA MODERNO	16
2.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EXACTITUD DE LOS CONTADORES ELECTROMECÁNICOS	17
2.4.1 INFLUENCIA DE LA CORRIENTE DE CARGA	17
2.4.2 INFLUENCIAS DE LA VARIACIÓN DE VOLTAJE DE LA RED	23

2.4.3 INFLUENCIA DE LAS VARIACIONES DE FRECUENCIA DE LA RED.	25
2.5 CAUSAS DE INEXACTITUD DE MEDIDORES	26
2.6 APLICACIÓN DE UN ANALIZADOR DE REDES PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS CONTADORES DE ENERGÍA ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.	27
2.6.1 OBJETIVO GENERAL	27
2.6.2 GENERALIDADES DE LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES	28
2.6.2.1 Beneficios del uso de un software avanzado que utilizan los medidores electrónicos.	33
2.7 LUMINARIAS PARA ALUMBRADO PÚBLICO	36
2.7.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE FOTOMETRÍA	37
2.7.2 CRITERIOS DE CALIDAD DE LA ILUMINACIÓN	39
2.8 LÁMPARAS Y LUMINARIAS	41
2.8.1 LÁMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO DE ALTA PRESIÓN	41
2.8.2 LÁMPARAS CON HALOGENUROS METÁLICOS	43
2.8.3 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO A BAJA PRESIÓN	43
2.8.4 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO A ALTA PRESIÓN	44
2.8.5 COMPONENTES DE LAS LUMINARIAS	45
2.9 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	47
2.9.1 DEFINICIONES	47
2.9.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LOS TRANSFORMADORES	50
2.9.3 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR	52
2.9.4 PÉRDIDAS EN EL MATERIAL DE LOS DEVANADOS Y POR DISPERSIÓN MAGNÉTICA	52
2.9.5 AUTOTRANSFORMADOR	54
2.9.6 POLARIDAD EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	55
2.9.7 GRUPO DE CONEXIÓN EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	56
2.10 PARARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN	58
2.10.1 GENERALIDADES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	58
2.10.2 PROTECCIÓN CONTRA ONDAS VIAJERAS	59
2.10.3 CLASIFICACIÓN	59
2.10.4 FUNCIONES DEL PARARRAYO	60

2.10.4.1 Definiciones	60
2.10.5 SELECCIÓN	62
2.10.5.1 Datos necesarios para seleccionar pararrayos.....	63
CAPÍTULO III	65
MÉTODOS, PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS	65
3.1 MÉTODOS EMPLEADOS EN LA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS.	65
3.1.1 CON CARGA CONOCIDA Y CRONÓMETRO	65
3.1.2 CONTRASTACIÓN CON MEDIDOR PATRÓN.....	68
3.1.3 OTROS MÉTODOS DE CONTRASTACIÓN.....	70
3.2 PROCEDIMIENTO.....	71
3.3 PASOS GENERALES DE CONTRASTACIÓN Y AJUSTE.....	72
3.3.1 A PLENA CARGA.....	72
3.3.2 CON CARGA LIVIANA.	72
3.3.3 CON CARGA INDUCTIVA.....	73
3.4 MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES.	74
3.4.1 IMPORTANCIA DE UN BUEN MANTENIMIENTO	74
3.4.2 BASES PARA UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	74
3.5 CALIBRACIÓN PARA LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.	75
3.5.1 EQUIPO DE PROGRAMACIÓN PARA MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.....	75
3.5.2 PRUEBA EN SITIO.....	76
3.5.3 PROGRAMACIÓN DEL INTERVALO DE TIEMPO DE LA DEMANDA DURANTE EL MODO DE PRUEBA.	77
3.6 MÉTODO UTILIZADO PARA LA CONTRASTACIÓN DE LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.....	78
3.6.1 CON ENERGÍA.....	79
3.6.2 CON DEMANDA.....	81
3.7 MEDICIÓN DE ILUMINANCIA.....	82
3.7.1 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN.....	82
3.7.1.1 Posición de los puntos de cálculo.....	83
3.7.2 TOMA DE LECTURAS.....	85
3.7.3 INFORME DE LA MEDICIÓN.....	86

3.8 MEDIDAS DE LA LUMINANCIA	86
3.8.1 UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE CÁLCULO.....	88
3.9 ENSAYO DE LA BOMBILLA.....	91
3.9.1 PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO:.....	91
3.9.2 AUMENTO DE VOLTAJE EN LOS BORNES DE LA BOMBILLA.....	91
3.10 PRUEBA DE BALASTOS.....	92
3.10.1 INSPECCIÓN VISUAL.....	92
3.10.2 ENSAYO DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.....	93
3.10.3 ENSAYO DE CIRCUITO ABIERTO.....	94
3.10.4 ENSAYO DE CORTOCIRCUITO.....	94
3.10.5 MEDICIÓN DEL FACTOR DE CRESTA.....	94
3.10.6 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DEL BALASTO	95
3.10.7 CURVA CARACTERÍSTICA DE COMPORTAMIENTO DEL BALASTO UTILIZADO CON BOMBILLAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN.	95
3.10.8 DESCRIPCIÓN DEL TRAPECIO.....	96
3.11 PRUEBA DE ARRANCADORES.....	100
3.11.1 FORMA DE PULSO (ONDA DE IMPULSO).....	100
3.12 DISPOSICIONES GENERALES PARA PRUEBAS DE RUTINA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	102
3.13 MÉTODOS DE ENSAYO.....	103
3.13.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.....	104
3.13.1.1 Método de la caída de voltaje (Voltímetro - Amperímetro).	104
3.13.1.2 Método del puente de Wheatstone.....	104
3.13.2 MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR.	105
3.13.2.1 Medición de la relación de transformación.	106
3.13.3 MEDICIÓN DE LOS VOLTAJES DE CORTOCIRCUITO.....	107
3.13.4 MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS CON CARGA.....	108
3.13.5 MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS SIN CARGA (CIRCUITO ABIERTO).	109
3.13.6 PRUEBA DE VOLTAJE APLICADO.....	110
3.13.7 PRUEBA DE SOBRE VOLTAJE INDUCIDO.....	111
3.13.8 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.....	112

3.13.9 PRUEBA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL LÍQUIDO AISLANTE Y REFRIGERANTE.....	114
3.14 PRUEBAS EN LOS PARARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN.	116
3.14.1 PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA.	117
3.14.2 CORRIENTES DE PRUEBA.....	117
3.14.3 EVALUACIÓN DE PRUEBAS.....	118
3.15 PRUEBAS DE RUTINA.....	119
3.15.1 INSPECCIÓN VISUAL Y FÍSICA.....	119
3.15.2 VOLTAJE APLICADO EN SECO.....	119
3.15.3 CORRIENTE DE FUGA AL MCOV.....	120
CAPÍTULO IV.....	121
EQUIPAMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO.....	121
4.1 CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES DE ENRGÍA.....	121
4.1.1. EQUIPO PARA MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS.....	121
4.1.2. EQUIPO PARA MEDIDORES DIGITALES.....	122
4.2 EQUIPO PARA PRUEBAS EN LUMINARIAS.	123
4.2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL APARATO DE MEDIDA DE ILUMINANCIA.....	123
4.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL APARATO DE MEDIDA DE LUMINANCIA.....	124
4.2.3 EQUIPO PARA EL ENSAYO DE LA BOMBILLA Y DIAGRAMA DEL CIRCUITO.	125
4.2.4 EQUIPO PARA PRUEBAS DE BALASTOS.	127
4.2.4.1 Equipo para la medición del factor de cresta.....	127
4.2.5 EQUIPO PARA DETERMINAR LA CURVA CARACTERÍSTICA DE COMPORTAMIENTO DEL BALASTO PARA BOMBILLAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN.	129
4.2.6 EQUIPO PARA PRUEBA DE ONDA DE IMPULSO EN LUMINARIAS.	130
4.3 EQUIPO PARA PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.	130
4.3.1 EQUIPO PARA EFECTUAR LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO..	133
4.3.2 EQUIPO PARA EFECTUAR LA PRUEBA DIELECTRICA DEL ACEITE AISLANTE.	134

4.3.3 EQUIPO PARA DETERMINAR LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	135
4.3.4 EQUIPO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS SIN CARGA (CIRCUITO ABIERTO).....	136
4.3.5 EQUIPO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS CON CARGA (CORTOCIRCUITO).....	137
4.4 EQUIPO PARA PRUEBAS EN PARARRAYOS.....	138
4.5 EQUIPO ADICIONAL.....	139
4.6 LABORATORIO.....	141
4.6.1 LABORATORIO DE MEDIDORES.....	141
4.6.2 LABORATORIO DE TRANSFORMADORES Y PARARRAYOS.....	142
4.6.3 LABORATORIO DE LUMINARIAS.....	143
4.6.4 INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y SERVICIOS HIDROSANITARIO.....	144
4.6.5 EQUIPAMIENTO DEL LABORATORIO.....	145
CAPÍTULO V.....	149
ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	149
CAPÍTULO VI.....	156
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	156
CONCLUSIONES.....	156
RECOMENDACIONES.....	158
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	160
ANEXOS.....	163
NORMA NTE INEN 2111. PRUEBAS ELÉCTRICAS.....	163
NORMA NTE INEN 2118. MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.....	164
MÉTODO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE.....	164
MÉTODO DEL PUENTE DE WHEATSTONE.....	165
NORMA NTE INEN 2117. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR.....	167
Medición de la relación de transformación.....	167
VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD.....	168
VERIFICACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO ANGULAR.....	171
NORMA NTE INEN 2129. DETERMINACIÓN DEL VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO.....	173

PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DOS DEVANADOS.....	173
PRUEBA DEL VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE AUTOTRANSFORMADORES.....	174
PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CON VOLTAJE TRIFÁSICO.....	175
PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CON VOLTAJE MONOFÁSICO.....	176
PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.....	179
NORMA NTE INEN 2116. IMPEDANCIA Y PÉRDIDAS CON CARGA.....	181
DISPOSICIONES GENERALES.....	181
PROCEDIMIENTOS DE ENSAYOS.....	188
CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CON CARGA Y DEL VOLTAJE DE IMPEDANCIA A PARTIR DE LOS DATOS DE PRUEBA.....	192
IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.....	196
NORMA NTE INEN 2113. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS Y CORRIENTES SIN CARGA.....	201
DISPOSICIONES GENERALES.....	201
MÉTODOS DE ENSAYO.....	201
NORMA NTE INEN 2125. PRUEBAS DEL DIELECTRICO.....	211
MÉTODOS DE ENSAYOS.....	211
PRUEBA DE VOLTAJE APLICADO.....	211
PRUEBA DE VOLTAJE INDUCIDO.....	212
NORMA NTE INEN 2133. ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES. REQUISITOS.....	213
DISPOSICIONES GENERALES.....	213
MÉTODO DE ENSAYO.....	213
TOMA DE MUESTRAS Y RECEPCIÓN DEL PRODUCTO.....	216
ENVASADO Y EMBALADO DE LAS MUESTRAS.....	216
NORMA NTE INEN 2127. NIVELES DE AISLAMIENTO.....	218
SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS DE LAS PRINCIPALES NORMAS EMPLEADAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	221

CAPÍTULO

I

▪ **INTRODUCCIÓN**

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 TÍTULO

Proyecto de un laboratorio de pruebas de rutina para diagnóstico y aceptación de equipo eléctrico de la Empresa Eléctrica Regional Norte s.a. "Emelnorte".

1.2 IMPORTANCIA DEL PROYECTO.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. "EMELNORTE", por medio de la implementación del laboratorio de pruebas de rutina, pretende verificar el estado de sus equipos, y de los que pretende incorporar a futuro como resultado de los procesos anuales de adquisición, al aplicar de forma efectiva el concepto de vida útil, como en los transformadores de distribución, luminarias, pararrayos y contadores de energía.

Se pretende realizar un control de pérdidas en la red eléctrica, al mejorar la calidad del servicio, ubicando en las redes equipos que cumplan con las normas técnicas nacionales e internacionales aplicables en cada caso.

Permitirá también verificar el estado operativo de transformadores que son reubicados en las redes de distribución, de tal modo que se puedan establecer criterios técnicos y económicos de la ventaja o desventaja de colocarlos nuevamente en operación.

En transformadores nuevos, poder verificar el cumplimiento de los protocolos declarados por el fabricante, con atención a las pérdidas en vacío y con carga.

El propósito para los medidores de energía eléctrica, es entregar al usuario contadores electromecánicos calibrados de manera precisa, para evitar perjuicios, al cliente, y a la empresa, y de la misma manera para los contadores electrónicos y digitales, por medio de una programación adecuada en su software tener la certeza de que su lectura es la correspondiente al consumo del cliente.

En luminarias, el objetivo es verificar las pérdidas ocasionadas por el balastro, y obtener las ventajas y desventajas en los niveles de iluminación, de modo que EMELNORTE disponga de una base de datos, al comparar diferentes marcas y fabricantes, que permita tener un criterio técnico para la adjudicación de contratos.

El laboratorio podrá entregar información sobre las características eléctricas de transformadores, pararrayos, luminarias y de contadores de energía, al someter dichos equipos a pruebas de rutina.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un laboratorio de pruebas de rutina para diagnóstico de equipo eléctrico de uso frecuente en una empresa de distribución de energía eléctrica, con el propósito de realizar las pruebas descritas en las normas técnicas ecuatorianas, analizar su estado, establecer sus características eléctricas para aceptación del equipo nuevo y mantenimiento del equipo existente.

1.3.2 OBJETIVO ESPECIFICO

Diseñar un laboratorio de pruebas que permita comprobar el cumplimiento de las normas técnicas ecuatorianas establecidas para los diferentes equipos eléctricos usados de manera frecuente por la empresa de distribución.

Establecer procedimientos para la realización de las diferentes pruebas, basándose en las normas técnicas existentes.

Realizar un análisis costo-beneficio de la implementación del laboratorio.

1.4 ALCANCE

Diseñar un laboratorio para pruebas de rutina de los equipos, de acuerdo a las necesidades de la empresa, especificando las características técnicas de los equipos.

Creación de un banco de datos del equipo existente de la empresa sometido a las pruebas de rutina, y crear un programa de mantenimiento y evaluación, que permita dar cumplimiento de las normas técnicas ecuatorianas NTE, para los equipos de EMELNORTE.

1.5 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.

EMELNORTE S.A. mediante el laboratorio de pruebas desea implementar un programa que permita realizar seguimiento a sus equipos eléctricos durante su periodo de vida, para obtener el máximo aprovechamiento de su operación y predecir la necesidad del cambio o mantenimiento del mismo.

Los transformadores son aparatos que representan una gran inversión y, si reciben los cuidados que precisan, pueden llegar a tener una larga vida, inclusive mayor a la vida útil diseñada. Por otra parte, son extremadamente caros, lo que hace que sea de máxima importancia protegerlos para evitar averías que pueden ser muy difíciles de reparar y que en ocasiones pueden dejarlo inutilizado definitivamente. Lo único que puede hacer para evitar que los transformadores sufran alguna avería es asegurarse de que han sido bien instalados y que reciben el mantenimiento que precisan y poder realizar un mantenimiento predictivo,

preventivo y de ser posible correctivo al evaluar adecuadamente al equipo, determinando su estado actual, diagnóstico y seguimiento.

Concentrar en un solo laboratorio los equipos que la empresa actualmente posee, para realizar pruebas como contraste de medidores, pérdidas en luminarias, pararrayos, y demás equipo eléctrico que la empresa adquiera y que se pueda adecuar para realizar diferentes pruebas técnicas que se ajusten a las normas establecidas.

1.6 RESUMEN.

1.6.1 CAPÍTULO I

En este capítulo se da una idea general de la importancia del proyecto para una empresa eléctrica distribuidora, su alcance y justificación.

1.6.2 CAPÍTULO II

Este capítulo presenta los fundamentos teóricos y generalidades de los medidores y su contrastación, conceptos de las luminarias para alumbrado público, y principios de los transformadores y pararrayos de distribución.

1.6.3 CAPÍTULO III

Este capítulo presenta los métodos empleados para la contrastación, calibración y mantenimiento de medidores electromecánicos, métodos de contrastación en medidores electrónicos y digitales.

Procedimientos de medición de luminancia e iluminancia, ensayos de bombillas, pruebas en balastos y arrancadores. Pruebas y métodos de ensayo en transformadores y pararrayos de distribución de acuerdo a lo establecido en las normas nacionales e internacionales.

1.6.4 CAPÍTULO IV

Este capítulo detalla el equipo a emplearse en cada una de las diferentes pruebas y el dimensionamiento y disposición del espacio físico del laboratorio, conjuntamente de equipo de seguridad industrial.

1.6.5 CAPÍTULO V

En este capítulo se hace un análisis costo-beneficio del laboratorio, con el detalle del costo de cada equipo que se necesitará para las pruebas de rutina.

1.6.6 CAPÍTULO VI

Es el capítulo destinado a las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO

II

**▪ FUNDAMENTO
TEÓRICO**

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO.

2.1 MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los contadores electromecánicos de energía eléctrica son equipos que miden el consumo total de energía. Por lo tanto, indican la suma total de energía consumida.

Se puede hacer una clasificación de estos equipos de medida y esta sería:

- **Aparatos analógicos.**- aquellos en los que una aguja señala, sobre una escala apropiada, la magnitud eléctrica a medir.
- **Aparatos digitales.**- donde la magnitud eléctrica a medir se indica en una pantalla, en forma de un número decimal.
- **Aparatos totalizadores.**- Que indican la energía total suministrada durante cierto tiempo, se le denomina también contadores o medidores. $\mu\mu$

El funcionamiento de estos equipos se detalla en la sección 2.1.1 para los analógicos y totalizadores; y 2.6.2 para los digitales.

Errores de medición.

Toda medición siempre irá acompañada de una incertidumbre. El resultado de una medición, es el conjunto de dos valores: el valor obtenido en la medición y la incertidumbre. Siempre que realizamos una medición cometeremos un error en la determinación de la magnitud medida. Este error puede ser despreciable en función de la precisión requerida. Se definirá como error a la diferencia entre la

dimensión determinada en la medida y la dimensión real. Los errores que se cometen al realizar una medición pueden ser debidos a:

Los instrumentos de medida.

- Defectos constructivos
- Deformaciones elásticas
- Desgaste por el uso
- Desajuste por el uso

Las condiciones ambientales, dependiendo de la temperatura a la cual se realice la medición, obteniendo un valor u otro. Los materiales metálicos poseen coeficientes de dilatación térmica relativamente elevados. Por ello el sistema internacional establece una temperatura de referencia de 20°C.

Hay que saber diferenciar entre errores en las medidas, con los errores en los aparatos de medida.

Errores en la medida

Error absoluto: El error absoluto es la diferencia entre el valor leído y el valor convencionalmente verdadero correspondiente o valor patrón. (*error absoluto = valor leído - valor patrón*)

Error relativo: Es el cociente entre el error absoluto y el valor patrón.

Errores de los aparatos de medida.

Las clases de errores sobre la base de las cuales se juzga la calidad de los aparatos de medida, son las que se expresan a continuación:

Error absoluto (F_a). Se define como la diferencia existente entre el valor medido o indicado por el aparato A_i y el valor patrón o real A_r de la magnitud medida. $||$

$$F_a = A_i - A_r \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Este error puede ser positivo o negativo, es positivo si el valor indicado es mayor que el valor patrón; en caso contrario, es negativo. Para determinar el error absoluto de una medida se comparan las indicaciones del aparato a contrastar con las indicaciones del aparato patrón de alta precisión.

- **Error relativo (F_r).** Se define como la relación entre el error absoluto y el máximo de la escala del aparato de medida. Este valor así expresado viene en tanto por uno. Si se quiere expresar en tanto por ciento, se obtiene el llamado de error relativo porcentual (%).^[1]

$$F_r \% = \frac{F_a}{A_{m\acute{a}x}} = \frac{A_i - A_r}{A_{m\acute{a}x}} \cdot 100\% \quad \text{Ecuación 2.2}$$

De esta igualdad se obtiene la clase de precisión del aparato de medida de la siguiente manera:

$$CLASE = F_r \% (M\acute{A}XIMO) = \frac{\text{Valor absoluto}}{A_{m\acute{a}x}} \cdot 100\% \quad \text{Ecuación 2.3}$$

CLASE	APLICACIÓN	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO
0.1	Contrastadores	Electrónico
0.2	Grandes Consumidores Sector Industrial	Electrónico
0.5	Grandes Consumidores Sector Industrial	Electrónicos
1	Sector Comercial	Electromecánicos
1.5	Sector Comercial Sector Residencial	Electrodinámico
2	Sector Residencial	Electrodinámico Inducción
2.5	Sector Residencial	Inducción
5	Sector Residencial	Inducción

Tabla. 2.1: Clases de precisión y aplicaciones.

Es necesario realizar una aclaración, en el sector eléctrico ecuatoriano no se cuenta con alguna normativa que especifique que tipo de medidor y clase se debe utilizar, para cada caso específico, sin embargo, esto se realiza de acuerdo a las necesidades del mercado.

La clase de precisión se puede encontrar de manera más ampliada en las siguientes normas:

- NTC 2233
- NTC 2147
- NTC 2149
- NTC 2288
- NTC2423
- IEC 211
- IEC 687
- ANSI C12.20

2.1.1 TOTALIZADORES PARA MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Existen dos tipos de totalizadores:

- a) Totalizadores de disco.
- b) Totalizadores de rodillo.



Fig. 2.1: Totalizador de disco



Fig. 2.2: Totalizador de rodillo

Para los dos casos, el engrane del tornillo sin fin del eje, está acoplado a un tren de engranajes constituido generalmente por cinco ruedas dentadas.

En los totalizadores de disco, estas ruedas están acopladas con agujas que indican el consumo de energía en kilovatios hora, sobre discos con escalas graduadas de cero a nueve, este tipo de totalizadores se emplean sobre todo en medidores de origen americano. Los contadores de origen europeo, prefieren los totalizadores de rodillo, donde cada rodillo está graduado de cero a nueve y la numeración correspondiente aparece a través de pequeñas aberturas que permite visualizar la lectura. [1]



Fig. 2.3: Tornillo sin fin



Fig. 2.4: Engranajes de un totalizador

En las figuras 2.3 y 2.4 se presentan el tornillo sin fin y los engranajes de los totalizadores de rodillo, y la figura 2.5 es el conjunto de tornillo sin fin con su respectivo acoplamiento a los engranajes del totalizador.

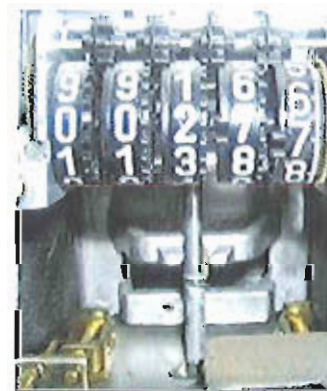


Fig. 2.5 Tornillo sin fin acoplado con un totalizador de rodillo.

2.2 GENERALIDADES SOBRE LOS CONTADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CORRIENTE ALTERNA.

En corriente alterna existen los siguientes tipos de contadores:

- a) Contadores de energía activa, que registran el consumo de energía expresado en kilovatios hora, estos contadores son usualmente utilizados en las instalaciones de alumbrado en vallas publicitarias, instalaciones residenciales y donde se requiera de energía eléctrica para el funcionamiento de equipos. [2]
- b) Contadores de energía reactiva, que registran la energía en kilovoltamperios reactivos hora. Esta energía no produce ningún trabajo útil, y su demanda depende de los elementos capacitivos o inductivos conectados a la red eléctrica. Con este tipo de contadores se logra controlar el consumo de energía reactiva, en casos donde el usuario se vea obligado por contrato con la empresa distribuidora de energía, a mantener dentro de límites determinados el factor de potencia en la instalación. [2]
- c) Contadores de energía aparente, que registran la energía en kilovoltamperios hora. En la práctica este tipo de contadores tienen un empleo muy limitado y van de la mano con la instalación de un contador de energía activa, puesto que, al trabajar ambos contadores, se puede controlar el valor medio del factor de potencia de la instalación. [2]

2.3 CONTRASTACIÓN DE CONTADORES ELECTROMECAÑICOS.

2.3.1 IMPORTANCIA DE LA CONTRASTACIÓN DE EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS PARA EMELNORTE. [32]

EMELNORTE como empresa distribuidora y comercializadora de energía eléctrica, busca crear un ambiente de confianza con sus clientes, al mejorar sus servicios constantemente. Para esto, es necesario que el medidor de energía este calibrado apropiadamente.

Por lo tanto, contrastar es determinar un porcentaje de error en la medida que se obtiene al someter al contador a una comparación con un equipo denominado medidor patrón, mismo que se sabe con certeza de su exactitud.

Para este propósito, la empresa toma como referencia a las normas que se describen a continuación:

- Para la recepción de los contadores electromecánicos de clase 1 y 2, se utilizará las normas de la IEC número 60514 y 60521; mientras que para los contadores digitales de clase 1 y 2, la norma utilizada es la IEC 61358, y su equivalente colombiana es la NTC 4597.
- Los contadores tanto electromecánicos como digitales, deben cumplir con los requisitos generales descritos en las normas IEC 62052-11.
- Para la realización de la contrastación de los contadores electromecánicos, las normas a seguir son las IEC 62053-21 para los equipos de clase 1 y 2, y para los contadores digitales de clase 0.2 y 0.5, la norma es la IEC 62053-22.

2.3.2 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN CONTRASTADOR DE ENERGÍA MODERNO.

Los contrastadores modernos, son instrumentos diseñados para realizar pruebas a cualquier tipo de contadores de energía electromecánicos, electrónicos y digitales, son completamente independientes, es decir, cuentan en su interior con el equipo necesario para realizar las diferentes pruebas, brindan gran capacidad de movilidad, esto permite realizar pruebas en los sitios donde se encuentran instalados los medidores, y donde se sospeche de fraude o medición incorrecta, que perjudique a la empresa distribuidora. [1] [2]

Los equipos modernos se conforman de los siguientes componentes:

- Unidad de generación.
- Patrón de referencia digital.
- Sistema de cálculo de error.
- Indicadores de error en cada posición de pruebas.
- Comunicación con instrumentos tarifarios.
- Enchufes fijos o móviles.
- Hardware como ordenador, impresora, terminal portátil, lector de código de barras, puerto óptico.

Una de las características de mayor importancia, es la de descargar la información a un ordenador para poder registrar los datos de las pruebas realizadas, y dar el diagnóstico del equipo contrastado. [1] [2]

El software del equipo, permite al operador realizar todas las pruebas y poder revisarlas mediante un formulario, además, con la información adquirida tener la capacidad de calibrar el contador, de ser necesario. Los resultados de las pruebas se almacenan en una base de datos, la que informará las cualidades de los contadores ingresados para futuras pruebas, este programa computacional también se encuentra disponible en el formato de códigos ASCII, que facilita el acceso a otro software de similar aplicación.

A continuación se describe de manera didáctica, el funcionamiento y las etapas que un medidor electromecánico tiene que pasar al ser contrastado. [3]

- Se coloca el equipo de medición a ser contrastado en los enchufes determinados para cada tipo de contador.
- Se ubica el receptor óptico alineado con el medidor del disco, de manera que el rayo de incidencia, emitido por la cabeza óptica, choque contra el disco del contador, específicamente contra el medidor del disco y al ser reflejado sea captado por el circuito receptor.



Fig. 2.5: Rayo de incidencia de la cabeza óptica alineado con el disco del medidor

- Al mismo tiempo, el equipo a contrastar se encuentra conectado a una fuente y a un sensor, la fuente selecciona el voltaje que alimentará a todos los circuitos electrónicos, y conecta a la carga interna del contrastador llamada carga fantasma.
- La carga fantasma contiene un sensor de corriente y un selector de carga, utilizado en el proceso de las diferentes pruebas, y ésta envía una corriente al medidor, la misma que hará que se active la bobina de corriente que terminará por hacer girar al disco del contador.
- La carga fantasma envía una señal a un sensor, que es un medidor interno de energía normalizado, del que se obtiene pulsos que ingresan a un circuito de control digital.

- El circuito de control digital, está acoplado a un circuito divisor, que permite la entrada de un elemento externo como un voltímetro, y a la vez, envía señales indicadoras llamadas banderas. De forma paralela tiene una conexión directa con el receptor óptico y con la carga fantasma.
- El circuito de control digital, también se alimenta de información que proviene del panel selector de interruptores.
- Del circuito de control digital, se envía señales a un microprocesador, del que se obtiene señales de salida a una pantalla numérica y a una interface serial RS 232 de nueve pines (DB9), que se conecta al CPU de un ordenador o un computador portátil.
- Por último, la información procesada se envía al ordenador, donde se ejecutan las operaciones que indicarán el estado del equipo sometido a las pruebas, y que medidas correctivas tomar en caso de ser necesarias.

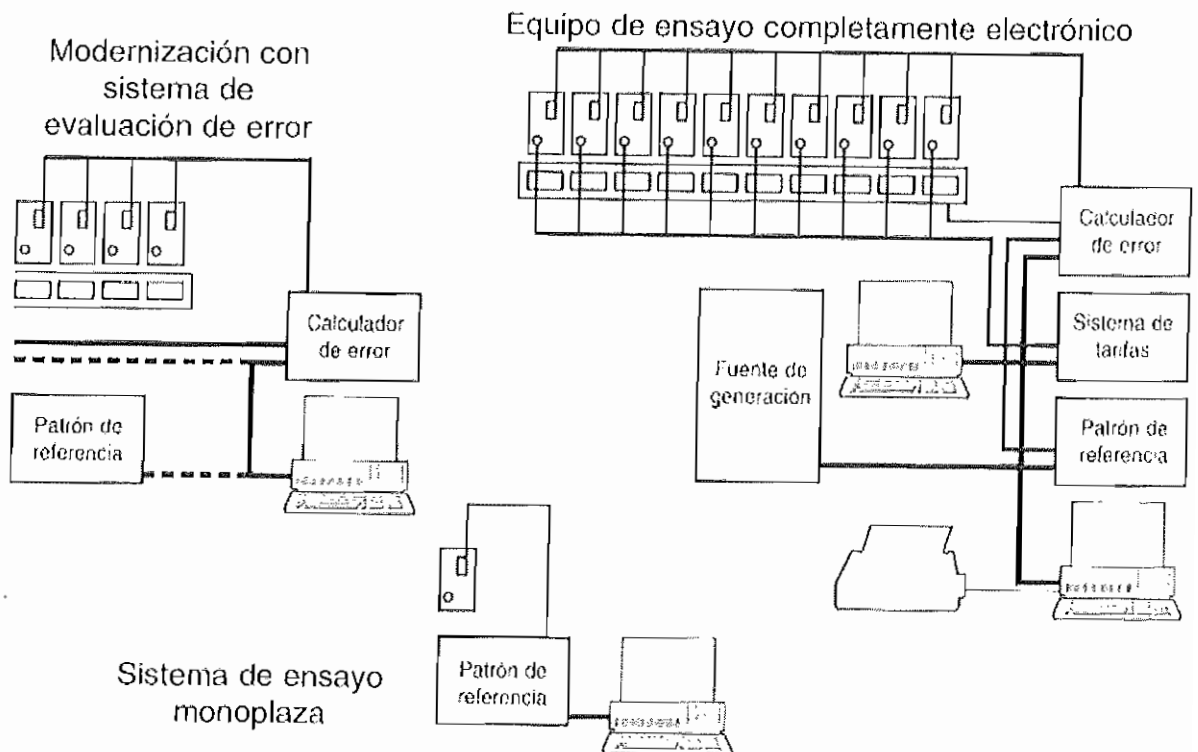
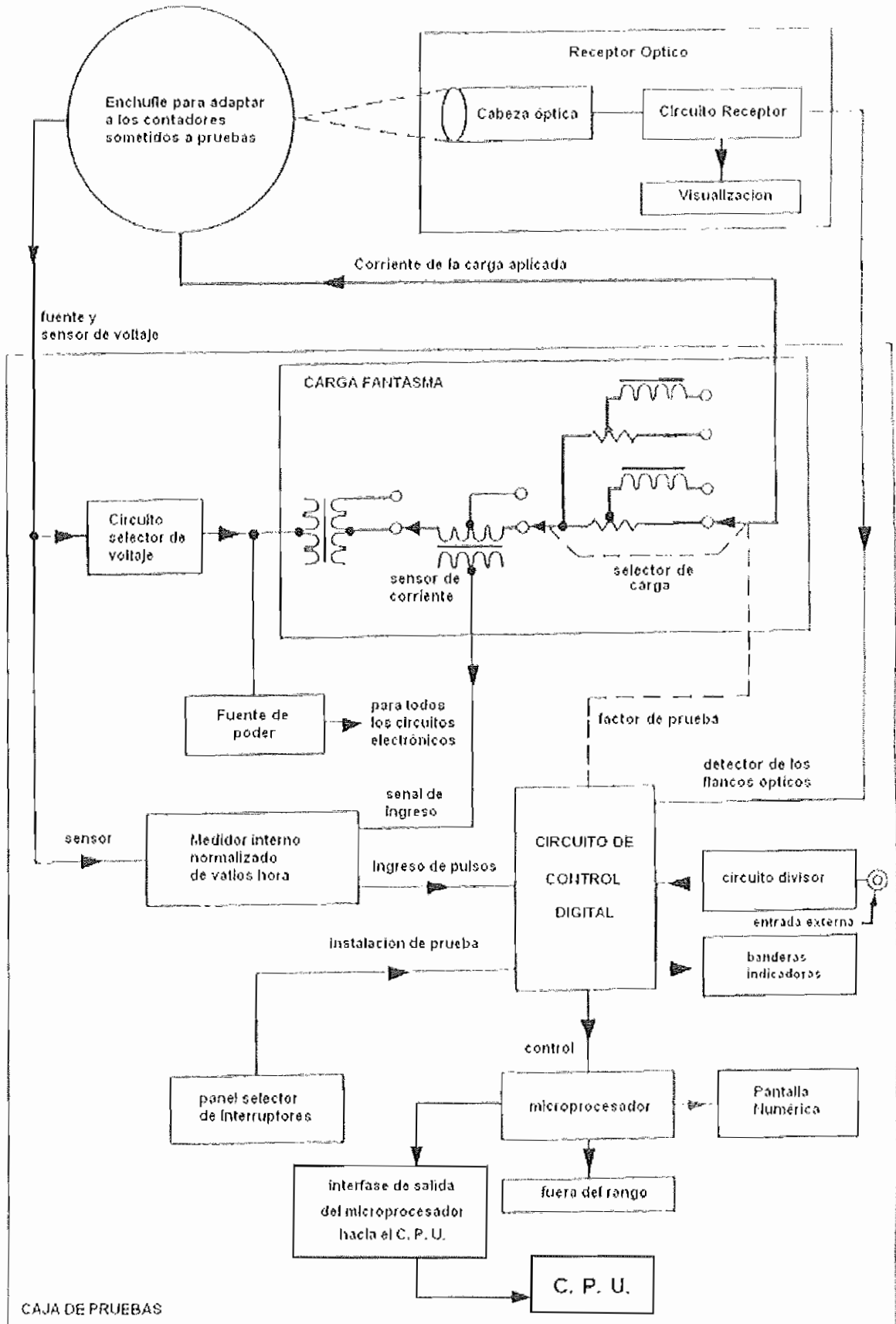


Fig. 2.6: Esquema de equipos electromecánicos sometidos a contrastación.

2.3.3 ESQUEMA DE UN CONTRASTADOR DE ENERGÍA MODERNO. [3]



2.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EXACTITUD DE LOS CONTADORES ELECTROMECAÑICOS.

La exactitud de los contadores electromecánicos se ve afectada por:

- a) La corriente de carga.
- b) Las variaciones del voltaje de la red.
- c) Las variaciones de la frecuencia de la red.
- d) La temperatura ambiente.

2.4.1 INFLUENCIA DE LA CORRIENTE DE CARGA.

Las fallas en los medidores de energía se producen por este concepto, en especial por los rozamientos producidos en los cojinetes y engranajes. Para cargas pequeñas, donde la energía perdida en estos rozamientos se convierte en una parte considerable, los errores son mayores.



Fig. 2.7: Cojinete inferior y Cojinete superior

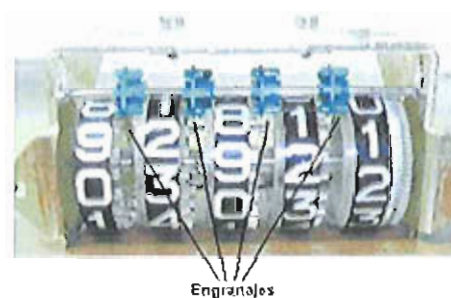


Fig. 2.8: Engranajes de los totalizadores

Para grandes cargas, los errores disminuyen, y las indicaciones del medidor resultan más exactas, debido a que al aumentar la carga, crece la velocidad de las partes móviles del contador y, por lo tanto, aumentan las pérdidas por rozamiento; pero este aumento resulta despreciable en comparación con el aumento de la carga.

El error en tanto por ciento se encuentra definido de acuerdo a la siguiente expresión: [11]

$$error\% = \frac{kWhmedidos - kWhreales}{kWhreales} * 100 \quad \text{Ecuación 2.4}$$

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI o IEC por sus siglas en inglés) admite un error de $\pm 2\%$ para cargas medias y de $\pm 2.5\%$ para cargas muy pequeñas o muy grandes.

Aunque la pérdida por rozamiento, es el factor que más influye en la exactitud de las medidas de los contadores, existen también otros factores que dependen de la carga, como son:

- El flujo magnético del imán permanente.
- El flujo magnético de las bobinas de voltaje.
- El flujo magnético de las bobinas de corriente.

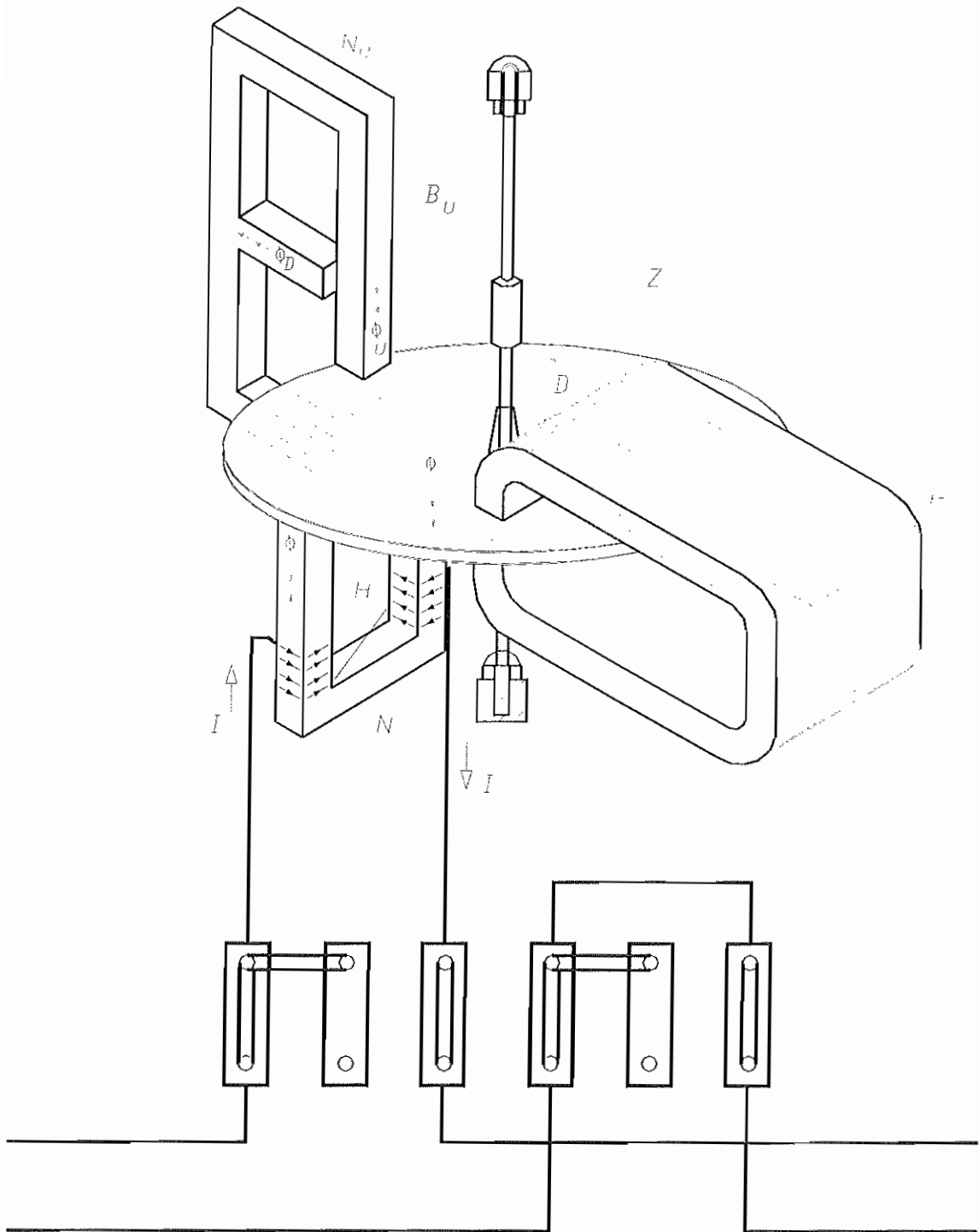


Fig. 2.9: Representación esquemática de un contador de inducción. D-disco móvil de aluminio. H-Imán de frenado. N_U -Núcleo de hierro de la bobina de voltaje. B_U -Bobina de voltaje. N_I -núcleo de hierro de la bobina de corriente. B_I -Bobina de corriente. Z-Totalizador. I-corriente de carga. Φ_U -Flujo magnético de la bobina de voltaje. Φ_D -Flujo magnético en derivación. Φ_I -Flujo magnético de a bobina de corriente. [1]

En corriente alterna y sin necesidad de recurrir a ningún procedimiento especial, es posible obtener un campo magnético giratorio utilizando dos circuitos fijos cuyas corrientes tengan un desfase de 90° . Disponiendo dos electroimanes cuyas líneas polares sean perpendiculares entre sí y cuyos circuitos estén recorridos por corrientes alternas defasadas entre sí 90° , se obtiene dos campos magnéticos que también están defasados 90° con dirección y período igual al de las corrientes alternas que los han producido.

La resultante de ambos campos tiene dirección y valor variables y dependientes del tiempo, de forma que se obtiene un vector giratorio alrededor de un eje, el campo giratorio resultante es de valor uniforme y circular. Si ambas corrientes, del mismo período y amplitud, están defasadas en un ángulo Ψ distinto a 90° , el campo magnético resultante también es giratorio pero de valor no uniforme y de forma elíptica. Con corriente trifásica y desfase entre las corrientes de 120° , también es posible obtener un campo magnético giratorio de un valor uniforme y circular. [1]

Esencialmente, el conjunto está constituido por un electroimán (bobina de corriente) cuyo devanado consta de algunas espiras de hilo de gran sección, y por el que circula la corriente total de línea, generalmente variable, y otro electroimán (bobina de voltaje) cuyo devanado está constituido por numerosas espiras de hilo de pequeña sección y está sometido al voltaje de la línea. El elemento móvil, sometido al par de giro, es un disco D, generalmente de aluminio, situado entre ambos electroimanes. Un imán permanente H actúa sobre el borde del disco, produciendo el par de frenado. El conjunto así dispuesto puede transmitir su movimiento a un tren de engranajes y, de ahí, a un totalizador.

Si sólo existiría el flujo del imán permanente de frenado, el par de frenado del rotor sería proporcional al cuadrado del flujo magnético, pero también actúan los flujos alternos de las bobinas de corriente y de voltaje, cuyas corrientes inducidas en el disco, proporcionan el par motor del rotor. [1]

Aparte de las corrientes productoras de un par de motor, también existen corrientes inducidas por la bobina de voltaje y bobina de corriente, que producen un par de frenado. [1]



Fig. 2.10: Transformador de voltaje



Fig. 2.11: Transformador de corriente

La corriente de frenado inducida por la bobina de voltaje, permanece constante si el voltaje de la red permanece constante y proporcional al cuadrado del flujo magnético de dicha bobina. Para anular la acción de este par de frenado, basta con ajustar adecuadamente la posición del imán de frenado respecto al disco de aluminio. El efecto de frenado procedente de la bobina de corriente, influye de tal forma sobre las curvas de errores de carga del contador que, cuando la corriente de carga es mayor al 50% de la corriente nominal del contador, aumentan los errores del contador. Por consiguiente, estos errores aumentan, cuanto mayor es el flujo producido por la bobina de corriente en comparación con los flujos producidos por el imán permanente y por la bobina de voltaje. Para disminuir los errores procedentes del efecto de frenado del flujo de corriente, se recurre al montaje de un fuerte imán permanente. Otro medio eficaz, muy utilizado, consiste en colocar un shunt magnético¹ en el núcleo de hierro de la bobina de corriente,

¹ shunt magnético o puente magnético, es un trozo de material magnético conectado a través de un circuito magnético para reducir el flujo en el mismo

como se ilustra en la siguiente figura, donde se presenta en color rojo el flujo magnético, y se puede observar el paso de dicho flujo por el shunt. [1]

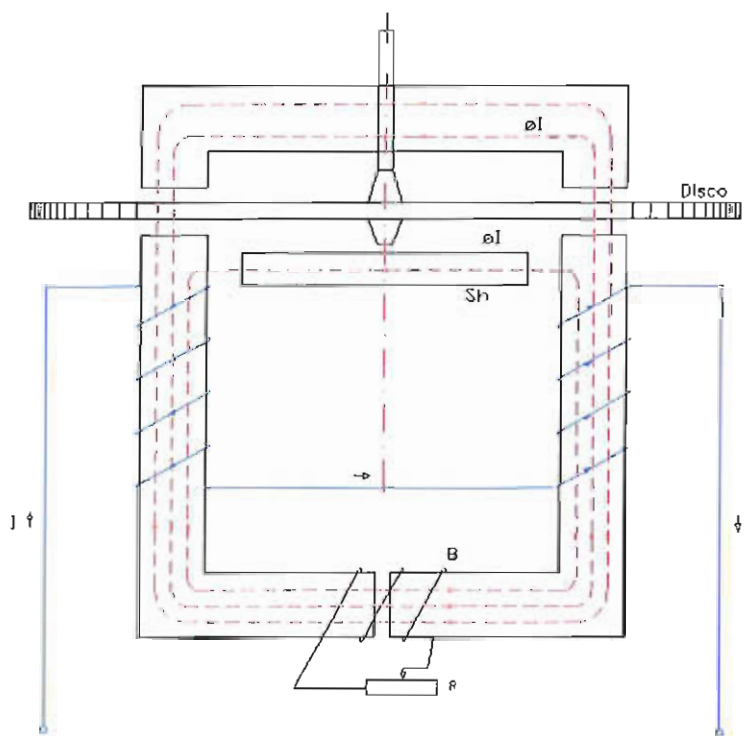


Fig. 2.12: Representación esquemática del sistema de corriente de un contador de inducción, con elementos de regulación para la corregir el flujo de dispersión. [1]

Donde:

- Sh es el shunt magnético para corregir la medición con sobrecarga.
- B son espiras en cortocircuito para corregir el desfase entre la corriente y el flujo magnético de corriente.

El shunt magnético en el núcleo de hierro de la bobina de corriente se coloca de forma que, con el aumento de carga, el flujo debido a la corriente, crece rápidamente que la propia corriente. Cuando aumenta la carga, también aumenta la saturación de este shunt y, por consiguiente, aumenta también su reluctancia; como consecuencia, también el flujo Φ_I es relativamente mayor para cargas elevadas que para cargas pequeñas. De esta forma se consigue una regulación y una corrección automática del medidor para cargas hasta un 50% superior a la corriente nominal. [1]

2.4.2 INFLUENCIAS DE LA VARIACIÓN DE VOLTAJE DE LA RED.

En teoría, las indicaciones del contador deben ser proporcionales al voltaje de la red, en la práctica esta proporcionalidad se mantiene cuando las variaciones de voltaje están comprendidas entre $\pm 20\%$ del valor del voltaje nominal.

Por arriba o por abajo de estos valores, el error es ya apreciable, un aumento en el voltaje provoca un error por defecto, es decir que el contador registra menos energía de la que en realidad consume, y una disminución de voltaje provoca un error por exceso, o sea que el contador registra más energía de la que consume.

La causa de estos errores se explica, por el frenado adicional que la bobina de voltaje produce en la marcha del rotor del contador. Una elevación de voltaje en la red significa un mayor flujo de la bobina de voltaje y, por lo tanto, un mayor par de frenado adicional para una determinada velocidad del rotor. Una disminución de voltaje en la red provoca una disminución del flujo en la bobina de voltaje y, por consiguiente un menor par de frenado adicional. (1)

Para compensar la influencia de fuertes variaciones de voltaje en la red sobre las lecturas del contador, se dispone de un shunt magnético sobre el núcleo de la bobina de voltaje, como se ilustra en la figura 2.13, si éste shunt se ha dimensionado de tal forma que con el voltaje nominal tenga una buena saturación, un aumento de voltaje provoca un aumento de la reluctancia magnética² del shunt.

Como consecuencia, al aumentar el voltaje en los bornes del medidor, el flujo de la bobina de voltaje que actúa sobre el disco de aluminio crece más rápidamente que el voltaje. Por lo tanto, el par motor, dependiente de este flujo, también crece

² La reluctancia magnética de un material es la resistencia que éste posee al verse influenciado por un campo magnético. Se define como la relación entre la fuerza magnetomotriz y el flujo magnético. $\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu A}$ donde: \mathfrak{R}

es la reluctancia, l longitud del circuito, μ permeabilidad magnética del circuito y A es el área de la sección del núcleo magnético.

más rápidamente que el propio voltaje y, de esta manera, queda compensado el efecto de frenado producido por un aumento de voltaje en la red. [1]

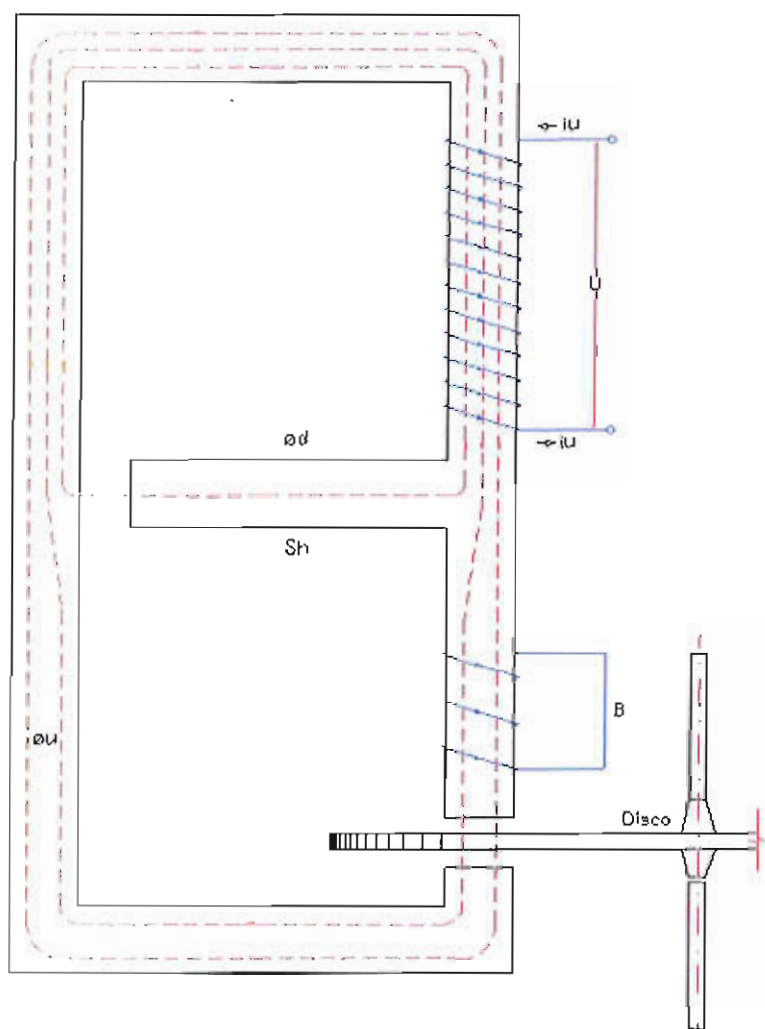


Fig. 2.13: Representación esquemática del sistema de voltaje de un contador de inducción, con elementos de regulación. [1]

En esta figura:

- Sh es el shunt magnético para dispersar la mayor parte del flujo procedente de la red.
- B son espiras en cortocircuito para obtener un desfase de 90° entre los flujos producidos por las bobinas de corriente y de voltaje.

El shunt magnético actúa de forma opuesta, en el caso de una disminución del voltaje de la red. El núcleo de hierro de la bobina de voltaje adopta generalmente

la forma representada en la figura 2.13 y está provisto de un shunt magnético Sh para dispersar la mayor parte del flujo que procede del voltaje de la red. Para obtener un defasado de 90° exactos entre los flujos magnéticos producidos por la bobina de voltaje y de corriente, se añade al núcleo una bobina B, de pocas espiras y cerrada en cortocircuito, colocada en uno de los extremos del núcleo situado frente al disco de aluminio. Esta bobina representa una barrera magnética y equivale al arrollamiento de un transformador conectado en cortocircuito.

2.4.3 INFLUENCIA DE LAS VARIACIONES DE FRECUENCIA DE LA RED.

Si se recuerda la expresión de la potencia activa:

$$P = VI \cos \varphi$$

Se deducirá que, para los medidores de energía activa, su par motor ha de ser proporcional a todas las magnitudes de la expresión anterior, es decir:

$$M_1 = K_o VI \cos \varphi$$

Entonces el par motor es independiente de la frecuencia, por lo que las lecturas de los contadores de inducción son, teóricamente, independientes de las variaciones de frecuencia que pudieran producirse en la red.

Sin embargo, en la práctica se observan algunas influencias procedentes de las frecuencias, especialmente en los casos en que la curva senoidal de la corriente está deformada por armónicos, que siempre son de mayor frecuencia que la onda fundamental. Pero los contadores modernos, están diseñados de tal forma que las influencias de frecuencia, no traen consecuencias sobre la exactitud de las medidas, por consiguiente, puede aplicarse en redes de diferentes frecuencias industriales. [1]

2.5 CAUSAS DE INEXACTITUD DE MEDIDORES.

Un medidor electromecánico empieza a perder su exactitud por las siguientes causas:

- a) Mala calibración o ajuste del equipo.
- b) Mala instalación por parte del personal de la empresa.
- c) Debido a la influencia de efectos extraños o anormales. (Ver tabla 2.2)
- d) Envejecimiento del equipo.

En la práctica, se espera que pocos medidores se conviertan en inexactos debido a las dos primeras causas, sin embargo, la posibilidad de tener un error, no debería ser descartada al momento de realizar una revisión de mantenimiento, que a la vez evitará inexactitudes producidas por envejecimiento del equipo, debido a que por cumplimiento de vida útil presentan daños tales como: cortocircuitos de bobinas y cristalización de las partes plásticas, las influencias extrañas más comunes que puedan causar mal funcionamiento se describen en la siguiente tabla, y es interesante notar, que casi todas estas influencias causan un error a favor del abonado en lugar de la empresa. [1]

INFLUENCIAS	EFECTOS
Algodón en el imán permanente	Provoca que el disco giratorio encuentre una resistencia extra, es decir aumenta el rozamiento y por lo tanto retrasa el giro del disco de aluminio.
Corte interno de los cables de de conexión del equipo llamado "el corte chino"	Este daño al medidor provoca que el flujo magnético de las bobinas, dependiendo en cual fue efectuado dicho corte, se anule y detiene al disco giratorio.
Manipulaciones de los cojinetes de suspensión inferiores o superiores	Causa que el disco salga de alineación, y gire de manera irregular, provocando que su giro no sea en el tiempo correcto sino en un tiempo mayor al esperado.

Manipulación en los tornillos de calibración tanto de carga liviana y plena carga	Puede causar adelantos o atrasos en el tiempo en que gira el disco, con que se puede beneficiar o perjudicar al usuario al no entender su funcionamiento adecuado
Eliminación del puente de prueba a la entrada de la fase.	Se corta el suministro de voltaje en la bobina de voltaje y esto hace la detención del disco.
Manipulación del totalizador o registrador	Puede causar modificaciones en la calibración de los registradores y puede perjudicar o beneficiar al usuario.
Realización de un cortocircuito entre la bornera de entrada del hilo de la fase al medidor con la salida del mismo.	Realizar esta manipulación causa que la mayoría de la corriente no ingrese al equipo sino que se desvíe por el cortocircuito, con lo que se registra un 70 % de pérdidas para la empresa distribuidora.

Tabla. 2.2: Causas y efectos que influyen en un contador electromecánico

2.6 APLICACIÓN DE UN ANALIZADOR DE REDES PARA LA COMPROBACIÓN DE LA CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS CONTADORES DE ENERGÍA ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.

2.6.1 OBJETIVO GENERAL.

El objetivo de utilizar el analizador de redes, es determinar el porcentaje de error de los contadores electrónicos en base a la comparación con el analizador digital de carga (POWER GUIDE 4400). La clase de precisión, habitualmente se indica en los contrastadores patrones para equipo electromecánico, en lugar de esto, dado que una clase de precisión para instrumentos electrónicos y digitales varía

dependiendo del fabricante, se procede a obtener una desviación porcentual de la magnitud medida, en base a la potencia activa.



Fig. 2.14: Analizador digital de carga

2.6.2 GENERALIDADES DE LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.^[3]

Es necesario aclarar la diferencia entre los medidores electromecánicos con los medidores electrónicos y digitales, la precisión de estos últimos, es mucho mayor que la de los electromecánicos, su clase y sus prestaciones son muy superiores, por lo tanto proporcionan mayor seguridad al abonado y a la empresa.

Todos los consumidores se pueden beneficiar indirectamente de los medidores electrónicos de energía en cuatro formas significativas:

- El servicio al cliente se mejora con el uso de sistemas de lectura remota de medidores y con una eficiente administración de datos. Además de tener menores dudas sobre las facturas de los servicios públicos, los consumidores se benefician de un sistema más eficiente de distribución de energía. Los apagones se pueden detectar, identificar y corregir más rápidamente para los clientes cuyos medidores están comunicados a través de una red.
- Se optimiza el uso durante picos a pesar del crecimiento poblacional por medio de métodos de facturación con tarificación múltiples, en el caso de ser implementados.

- Los consumidores se pueden beneficiar de facturación más baja con el uso de medidores controlados con tarjetas inteligentes (smart cards), que reducen los costos operacionales del servicio, lectura de medidores y procesamiento de datos.
- Se logra un aumento en la precisión de la medición a pesar de las cargas no lineales. [3]

A pesar del constante desarrollo que han tenido los medidores electromecánicos en las últimas décadas, los medidores electrónicos están abarcando el mercado porque no sólo realizan la misma función que los anteriores, sino que no cuentan con partes móviles o electromecánicas, evitando el error por desgastes y deformaciones; además entregan información específica para determinar el estado de la red y la calidad de energía.

Hoy en día la tecnología moderna ha llegado a las puertas de la metrología de electricidad. Productos basados en DSP (Digital Signal Processing o Procesamiento de Digital de Señal), digitalizan las señales de corriente y voltaje por medio de ADCs (analog-to-digital converters o convertidores análogo-a-digital), antes de hacer los cálculos. El procesamiento digital de las señales permite el cálculo estable y exacto por encima de las variaciones de tiempo y medio ambiente.

El microcontrolador permite manejar algunas funciones operativas internas como:

- Descripción y demodulación de datos para las redes de comunicaciones.
- Grabación de la hora para facturación multitarifa.
- Inteligencia sobre el suministro de energía (detección de apagones, desconexión remota, prepago, administración de cargas)

En su mayoría, los equipos electrónicos de medición de energía eléctrica, basan su funcionamiento en registros de uno o varios microprocesadores, con interfaz serial y salida de pulsos. Estos equipos incorporan en una misma pastilla, dos convertidores A/D sigma delta de segundo orden, una referencia de voltaje, un sensor de temperatura y todos los circuitos de procesamiento de señales

requeridos para efectuar mediciones reales de energía y potencia activa. Cada canal análogo de entrada posee un amplificador de ganancia programable o PGA con varias selecciones de ganancias posibles. Esta selección se efectúa escribiendo un código de bits para cada canal en un registro de ganancia (GAIN). En este mismo registro, se selecciona también el rango de la señal de entrada del canal 1 entre varias opciones posibles. Además del registro de ganancia, el microprocesador posee otros registros funcionales cuyos contenidos pueden ser actualizados o leídos a través de líneas de señal asociadas a la interfaz serial. Por lo general estos equipos utilizan microcontroladores que contienen toda la estructura de un microcomputador, es decir, la unidad central de proceso (CPU), memoria RAM, memoria ROM y circuitos de entrada/salida. Son diseñados como dispositivos programables que pueden ejecutar un sin número de tareas y procesos. Circuitos lógicos, manejo de periféricos, temporizadores y estructuras de computadoras, todo programable y alojado en un solo integrado.

Los microprocesadores de la familia AD775X, por lo general integra dos convertidores análogo-a-digital de 16 bits, y la lógica para el procesamiento de señales digitales necesaria para mediciones de energía eléctrica. Los convertidores sigma-delta con muestreo a una frecuencia de 900 MHz digitalizan las señales de voltaje a partir de transductores de corriente y voltaje. Adicionalmente, un filtro pasa altos elimina cualquier DC del canal de corriente, eliminando las inexactitudes que voltajes desplazados pueden introducir a los cálculos de potencia real. [44]

La potencia real se calcula a partir de la señal de potencia instantánea, la cual se genera al multiplicar las señales de corriente y voltaje. Un filtro pasa bajos extrae el componente de la potencia real (en otras palabras, la corriente continua DC). Este enfoque calcula la potencia real correctamente hasta en casos de ondas de corriente y voltaje no sinusoidales y para todos los factores de potencia. Todo el procesamiento de señales, como filtrado y multiplicación, se hace en la dimensión digital para asegurar alta estabilidad con respecto a la temperatura y al tiempo.

También dentro de esta familia de microprocesadores, se encuentran dos convertidores digital-a-frecuencia, uno que produce una salida de baja frecuencia; el otro con una salida de alta frecuencia. En ambos casos, la frecuencia del pulso de salida de los convertidores digital-a-frecuencia varía con el valor de la potencia real disipada en el tiempo. Aún más, el microprocesador ofrece un rango de frecuencias de salida, seleccionables por el usuario, para ajustarse a la mayoría de los medidores. La salida de baja frecuencia, debido a su largo tiempo de acumulación entre pulsos, tiene una frecuencia que es proporcional al promedio de la potencia real. La salida de alta frecuencia, con su tiempo de acumulación más corto, es proporcional a la potencia instantánea. Como resultado, la salida de alta frecuencia es útil para calibrar el medidor bajo condiciones de carga constante.

La potencia es la razón del flujo de energía desde la fuente hasta la carga en la unidad de tiempo como se describió para el caso de los equipos electromecánicos, esto está dado por el producto instantáneo de las señales de voltaje y de corriente, la señal resultante se denomina "potencia instantánea", y es la velocidad del flujo de energía en cualquier instante de tiempo.

Se observa que la potencia activa es igual a la componente continua de la potencia instantánea $p(t)$ o sea $V \cdot I$; esta es la relación utilizada para calcular la potencia activa en el microprocesador. La señal de potencia instantánea se genera por la multiplicación de las señales de voltaje y corriente. La componente continua de la potencia instantánea es luego extraída por el Filtro Pasabajos 2 (LPF2) para obtener información de la potencia activa.

Los microprocesadores AD775X realizan la integración de la potencia activa por la acumulación continua de la misma en un registro interno de 40 bits denominado Active Energy. Esta acumulación de tiempo discreto es equivalente a la integración en tiempo continuo.

El período de muestreo para el registro de acumulación en los microprocesadores AD775X es $4/CLKIN$. En general se utiliza oscilador de 4 MHz, entonces el período $T=1ms$. Utilizando el registro Interrupt Enable, el microprocesador puede

configurarse para emitir una interrupción (IRQ) cuando el registro Active Energy esta casi lleno, ó cuando ocurre un sobre flujo. Con señal sinusoidal máxima en las entradas analógicas y el registro APGAIN puesto a 000h, el valor de la palabra promedio del LPF2 es CCCC_h. El máximo valor que puede almacenarse en el registro Active Energy antes de un sobrellenado es 2^{39} ó 7FFFFFFF_h.

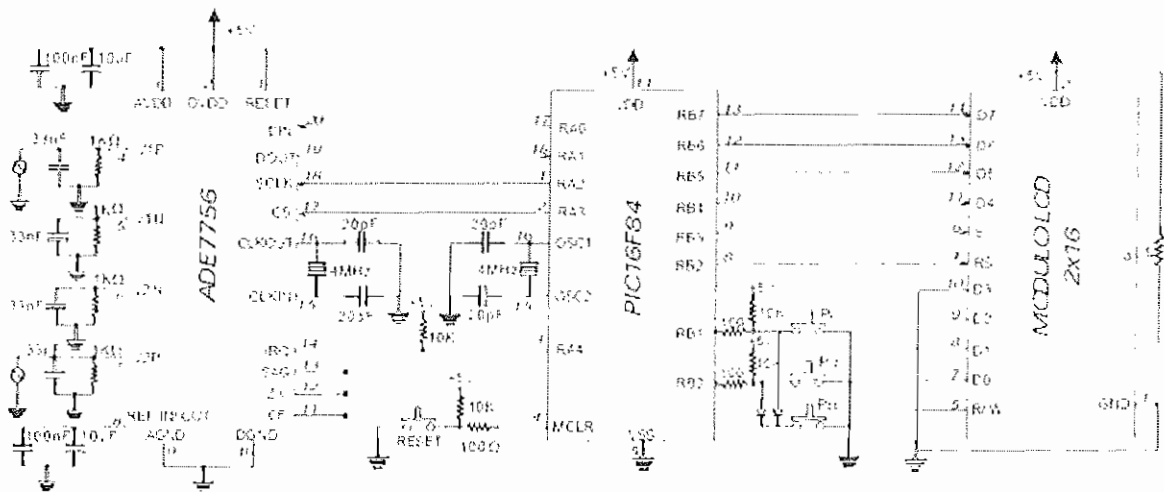


Fig. 2.15: Diagrama esquemático del sistema interno del medidor electrónico. [44]

Como sucede con todos los instrumentos de este tipo, los parámetros para la inicialización del sistema están almacenados en una memoria EEPROM (Electrical Erasable Programmable Read Only Memory). De esta manera, al encender el dispositivo, los valores programados (V,I,P) se cargan inmediatamente para empezar a operar, y dada la velocidad, resulta transparente para el usuario. En estos equipos, el microcontrolador contiene toda la información para la inicialización del sistema en la memoria EEPROM interna, que fueron grabados previamente. Por lo tanto, al encender el instrumento esta información se carga a la RAM del PIC, y posteriormente a los registros del microprocesador. Al finalizar esta etapa previa donde se cargan los registros internos del ADE con los valores que determinan el modo de funcionamiento y tipo de comunicación serial con el PIC, comienza la operación de medición. Posteriormente el microcontrolador se encarga de revisar si hay alguna interrupción ó si se encuentra presionado algún pulsador para ingresar al modo de calibración en forma manual. Además tienen la capacidad de tomar lecturas de

diferentes magnitudes eléctricas de forma instantánea, mismas que son transmitidas mediante una comunicación serial RS 232, RS 485 y como se indica en la figura 2.16 una comunicación punto a punto.

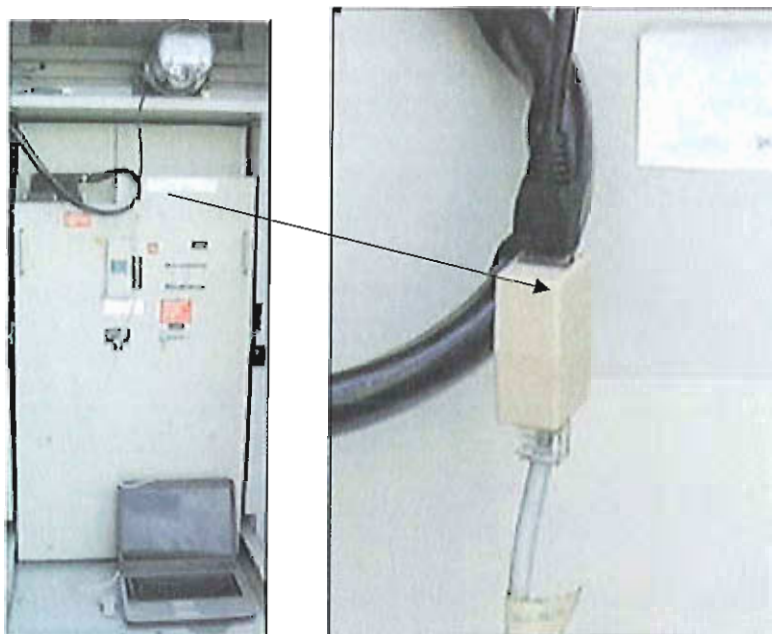


Fig. 2.16: Transmisión de datos de un medidor digital mediante una comunicación punto a punto.

Se auto evalúan, es decir se someten a pruebas para verificar su estado de funcionamiento, sin que esto afecte la información de facturación almacenada en su memoria.

2.6.2.1 Beneficios del uso de un software avanzado que utilizan los medidores electrónicos.

Al utilizar un paquete informático de análisis de datos, se obtiene un sistema completo para monitoreo de voltaje, corriente, y carga en tiempo real, señales de alarmas definidas por el usuario, capacidad gráfica de análisis de carga y diagramas fasoriales.

EMELNORTE, los utiliza para control en la facturación y contrabando de energía en los clientes especiales como:

- Florícolas

- Fabricas de textiles
- Embotelladoras
- Canteras
- Mecánicas
- Molinos
- Abonados con una demanda mayor a 25 kVA en demanda pico.

Son de la marca Landis+Gyr y Siemens de estado sólido de la familia S4, y cuentan con un software similar.



Fig. 2.17: Cuadro de diálogo del software Landis+Gyr [45]

El software de autodiagnóstico de estos equipos, es de la marca Landis+Gyr y se llama GyrBox, el GyrBox es una secuencia de pantalla, diseñado para realizar una revisión eléctrica de la instalación del sistema y del medidor. Todo el funcionamiento del equipo es normal durante la revisión, ésta secuencia está predefinida, pero puede ser programada para que despliegue conforme requiera el usuario y en el orden deseado.

Este sistema, ejecuta un análisis diagnóstico completo de la instalación del equipo de medición, del cableado de servicio, y de la característica de la carga; esto permite a los contadores de la familia S4 vigilar continuamente el servicio y la carga ante posibles fallas del sistema o del equipo, cableado incorrecto de la instalación, condiciones donde la carga sea muy baja o no exista carga, condición a la que se denominará carga débil, condiciones de calidad de potencia, y, lo que más interesa, controlar el fraude.

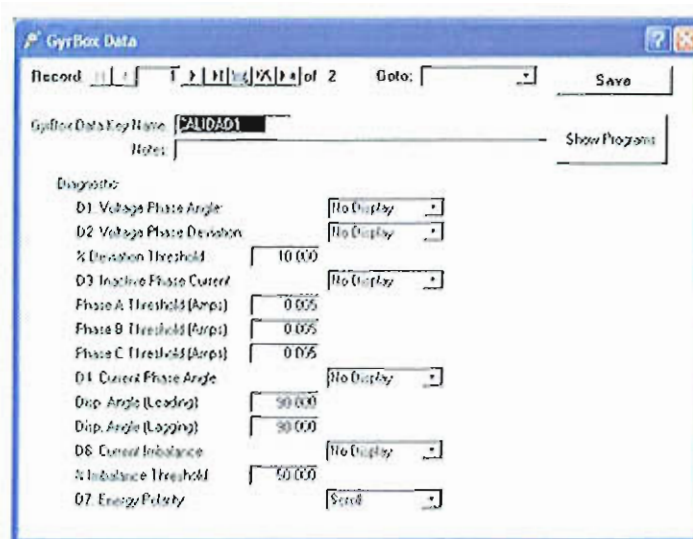


Fig. 2.18: Cuadro de diálogo del software GyrBox [45]

La información de voltaje y corriente por fase que el medidor calcula automáticamente y despliega en la pantalla, indicará si el medidor ha sido instalado y funciona correctamente. Las lecturas continuas de voltaje y corriente están dadas en valores RMS y se actualizan cada cinco segundos. Cada vez que se detecta un error de diagnóstico, una alarma de comunicaciones remotas se ejecutará. Si está instalado el módem opcional, llamará para comunicar el error en caso de que esté programado para hacerlo. [45]

Los contadores de errores de diagnóstico del GyrBox registran cuantas veces se ha detectado un error de diagnóstico desde el último reinicio del contador.

Al momento de ingresar al modo de prueba, este software garantiza que la información no se altere durante el proceso, sin que se pierda o afecte la información de la facturación, al modo de prueba se ingresa por medio del puerto óptico ó al activar el interruptor del modo de prueba en la parte frontal del medidor, el registro podrá ser leído mientras está en el modo de prueba, pero no podrá ser programado.

Este tipo de medidores presentan las siguientes medidas disponibles para ser desplegadas en la pantalla:

- Factor de potencia instantáneo.

- Factor de potencia previo.
- Factor de potencia promedio desde la última reiniciación.
- Factor de potencia menor desde la última reiniciación.
- Factor de potencia para cada demanda máxima.

Las características de precisión de estos medidores es de: 0.1; 0.2; 0.5 y 1; el nivel de protección es de IP53, la causa más frecuente de daños es por falla de la tarjeta madre donde se encuentran los diversos dispositivos electrónicos y digitales, falla en los microprocesadores; alteraciones en las borneras de entrada de señales de corriente creando un divisor de corriente, o realizan algún cambio en los elementos de la tarjeta, para llegar al mismo fin.

Para evitar esto, Emelnorte ha adquirido medidores sellados completamente, es decir que no se tenga acceso a la tarjeta y sus elementos.

2.7 LUMINARIAS PARA ALUMBRADO PÚBLICO. ^[33]

El objetivo del alumbrado público, es permitir que el tránsito motorizado, circule con seguridad y con el máximo de comodidad. De igual manera debe permitir a los peatones, circular durante la noche en condiciones adecuadas de seguridad, y confort, similar a como puede hacerse en el día.

Los conductores deben percibir cómoda y rápidamente, no solo los bordes de la vía y la superficie de ella, sino también su geometría, las curvas, entre otros, y los obstáculos fijos o móviles situados sobre la calzada. El mejoramiento de las condiciones de visibilidad constituye un medio eficaz para reducir la frecuencia de los accidentes, y para aumentar la capacidad de tránsito.

Por otra parte, el alumbrado debe permitir a otros usuarios de la vía como peatones, ciclistas, entre otros, distinguir los objetos y en movimiento de su alrededor.

Contrariamente a lo que se pueda pensar, detrás de los cálculos y recomendaciones sobre alumbrado público, existe un importante desarrollo teórico sobre diferentes factores como pavimentos, deslumbramiento, confort visual, entre otros. En la actualidad, estos cálculos se realizan a través de software computacionales y no es necesario tener profundos conocimientos en la materia para realizarlos. Sin embargo, es recomendable tener nociones de algunos conceptos básicos para comprender mejor la mecánica de cálculo, y tratar de mejor manera los diferentes problemas que se presentan en la práctica.

2.7.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE FOTOMETRÍA. [4] [5]

La luz, es una forma de energía, se mide en joule (J) de acuerdo al Sistema Internacional, y la razón de usar nuevas unidades se da por que no toda la luz emitida por una fuente llega al ojo y produce sensación luminosa, ni toda la energía se consume. Esto se evalúa de alguna manera y para ello se necesita de nuevas magnitudes como: el flujo luminoso, la intensidad luminosa, la iluminancia, la luminancia y el rendimiento o eficacia luminosa.

Flujo luminoso (Φ).- Es la cantidad de luz emitida por una fuente luminosa en todas las direcciones por unidad de tiempo. Puede ser medido en vatios, pero por facilidad se define una nueva unidad, el lumen (lm), que toma como referencia la radiación visible. Entonces es la potencia en vatios emitida en forma de radiación luminosa, a la que el ojo humano es sensible.

A la relación entre vatios y lúmenes se le llama equivalente luminoso de la energía y su equivalente es:

1 vatio emitido por una fuente de luz a 555 nm de longitud de onda (luz amarilla) es igual a 683 lm.

Intensidad luminosa (I).- Se conoce como intensidad luminosa al flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta. Su símbolo es I y

su unidad la candela (cd). De acuerdo a esta definición, se tiene la siguiente igualdad:

$$I = \frac{\Phi}{\omega} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Iluminancia (E).- La iluminancia indica la cantidad de luz que llega a una superficie, y se define como la magnitud que expresa el flujo luminoso que incide sobre la unidad de superficie. Es el cociente del flujo luminoso por el área de la superficie cuando ésta última está iluminada de manera uniforme. Su unidad en el sistema internacional es el lux (lx) $lux = lumen/m^2$.

Existe también otra unidad, el foot-candle (fc), utilizada principalmente en Europa, cuya relación con el lux es: $1 fc \approx 10 lx$ ó $1 lx \approx 0.1 fc$.

$$E = \frac{\Phi}{S} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Luminancia (L).- bajo el concepto de intensidad luminosa, la luminancia puede expresarse como:

$$L = \frac{dI}{dA} \cdot \frac{1}{\cos\phi} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Se llama luminancia a la relación entre la intensidad luminosa y la superficie aparente vista por el ojo en una dirección determinada. La unidad de luminancia es candela por metro cuadrado (cd/m²); también es posible encontrar otras unidades como el stilb (1 sb = 1 cd/cm²) o el nit (1 nt = 1 cd/m²).

Es importante destacar que sólo vemos luminancias, es decir la luz reflejada de los objetos, no iluminancias que es la luz que llega al objeto desde una fuente luminosa.

Rendimiento Luminoso o Eficacia Luminosa (η).- es la relación entre el flujo luminoso total emitido y la potencia total absorbida por la fuente; la eficacia de una

fuelle se expresa en lúmenes/vatio (lm/W). El rendimiento luminoso como el cociente entre el flujo luminoso producido y la potencia eléctrica consumida, que viene con las características de las lámparas. Mientras mayor sea, mejor será la lámpara y menos gastará.

$$\eta = \frac{\Phi}{W} = \frac{\text{flujo luminoso}}{\text{Potencia consumida}} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

2.7.2 CRITERIOS DE CALIDAD DE LA ILUMINACIÓN. ^[38] [12]

Una buena iluminación es un factor esencial que afecta nuestra habilidad para realizar tareas en el trabajo y en el hogar. También tiene un gran efecto en nuestro estado de ánimo, salud y bienestar, de acuerdo con investigaciones recientes. Lo anterior contempla una combinación de varios criterios, dentro de los cuales se encuentra el nivel de iluminación, el contraste, el resplandor y la distribución espacial de la luz, el color y su reproducción.

Para determinar si una instalación es adecuada y cumple con todos los requisitos de seguridad y visibilidad necesarios, se establecen una serie de parámetros que sirven como criterios de calidad como:

- La luminancia promedio (L)
- Los coeficientes de uniformidad (U_o, U_L)
- El deslumbramiento (TI)
- La relación de alrededores (SR).

Luminancia promedio de la calzada (L).

Es el valor mínimo que se debe mantener a lo largo de la vida de la instalación, y depende de la distribución de la luz de la luminaria, el flujo luminoso en las bombillas y de las propiedades de reflexión de la calzada.

El cálculo y la medición de la luminancia promedio de la calzada deben efectuarse de acuerdo con la norma CIE 30-2 o NTC 900 citada en el siguiente capítulo.

Coeficientes de uniformidad.

Son relaciones entre la luminancia mínima y la luminancia promedio de la vía, sus valores dependen de los mismos factores de luminancia promedio. Estos criterios son importantes puesto que controlan la visibilidad mínima en la vía, la calidad y evaluación de la uniformidad en la iluminación, se analiza el rendimiento visual en términos del coeficiente global de uniformidad (U_o) y la comodidad visual mediante el coeficiente longitudinal de uniformidad (U_L) medido a lo largo de la línea central.

$$U_o = \frac{L_{\min}}{L_m} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

La Uniformidad longitudinal sobre la calzada (U_L) es la relación entre la luminancia mínima y la luminancia máxima, medidas o calculadas sobre uno o varios ejes paralelos al eje principal de la vía.

$$U_L = \frac{L_{\min}}{L_{\max}} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Deslumbramiento.

Es la sensación que se produce dentro del campo visual, por una luminancia mayor o menor a la luminancia que los ojos se habían adaptado, y que es causa de molestia e incomodidad, o incluso de pérdida de la capacidad visual y de la visibilidad. En sí mismo, no es más que una sensación molesta que dificulta la visión, y en casos extremos llega a provocar ceguera transitoria.

Relación de alrededores (SR).

Es una medida de la iluminación en las zonas limítrofes de la vía. De esta manera se asegura que los objetos, vehículos o peatones que se encuentren allí sean visibles para los conductores. SR se obtiene al calcular la iluminancia media de una franja de 5 m de ancho a cada lado de la calzada.

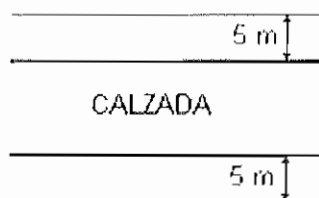


Fig. 2.19: Ilustración para el cálculo de la relación de alrededores

2.8 LÁMPARAS Y LUMINARIAS. [6] [8]

Las lámparas, son los aparatos encargados de generar la luz. En la actualidad, en alumbrado público se utilizan las lámparas de descarga, concretamente, se emplean las lámparas de vapor de mercurio a alta presión y las de vapor de sodio a baja y alta presión.

Las luminarias, son aparatos destinados a alojar, soportar y proteger la lámpara y sus elementos auxiliares, además de concentrar, dirigir el flujo luminoso de la lámpara y cumplir con las normas de seguridad eléctrica y mecánica para condiciones de uso normal.

Se les encuentra sobre postes, columnas o suspendidas sobre cables transversales a la calzada, en catenarias colgadas a lo largo de la vía o como proyectores en plazas y cruces.

2.8.1 LÁMPARAS DE VAPOR DE MERCURIO DE ALTA PRESIÓN.

Estas lámparas se encuentran constituidas por 2 tubos, un bulbo exterior de vidrio borosilicato (Ampolla) y otro interior llamado tubo de arco o tubo de descarga

fabricado en cuarzo, este contiene los electrodos, el mercurio y una pequeña cantidad de gas argón y neón.

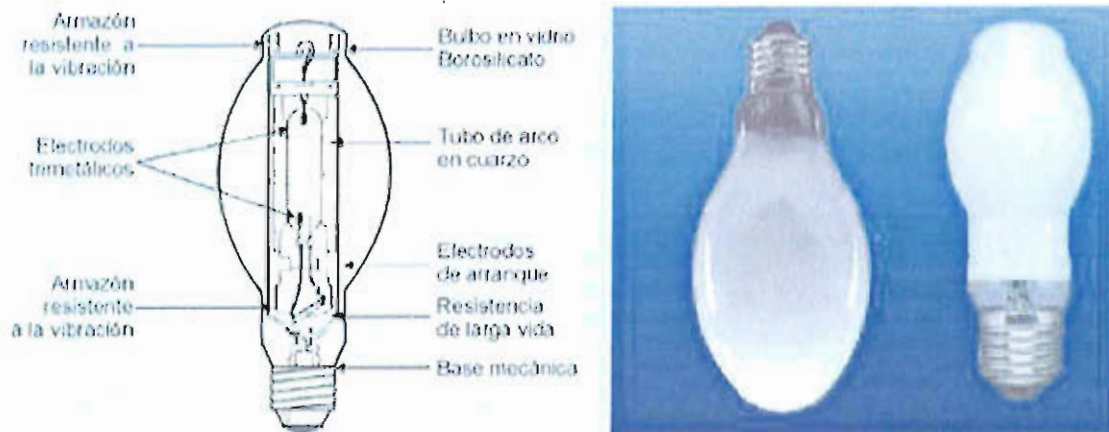


Fig. 2.20: Lámpara de mercurio de alta presión.

El bulbo exterior generalmente se llena con nitrógeno y sirve para proteger el tubo de arco contra el deterioro y la corrosión atmosférica, además regula la temperatura de funcionamiento del tubo de arco, tiene también un recubrimiento interior de material fluorescente con el fin de mejorar el color del espectro luminoso convirtiendo gran parte de la energía ultravioleta irradiada por el arco, en luz visible predominante en la región roja del espectro. La vida útil, teniendo en cuenta la depreciación se establece en unas 8000 horas. La eficacia oscila entre 40 y 60 lm/W y aumenta con la potencia, aunque para una misma potencia es posible incrementar la eficacia añadiendo un recubrimiento de polvos fosforescentes que conviertan la luz ultravioleta en visible. [7]

Los modelos más habituales de estas lámparas tienen un voltaje de encendido entre 150 y 180 V que permite conectarlas a la red de 220 V sin necesidad de elementos auxiliares. Al encender se inicia un periodo transitorio de unos cuatro minutos, caracterizado porque la luz pasa de un tono violeta a blanco azulado, en el que se produce la vaporización del mercurio y un incremento progresivo de la presión del vapor y el flujo luminoso hasta alcanzar los valores normales. Si en estos momentos se apagaría la lámpara, no sería posible su reencendido hasta

que se enfriara, puesto que la alta presión del mercurio haría necesario un voltaje de ruptura muy alto.

2.8.2 LÁMPARAS CON HALOGENUROS METÁLICOS.

Si se añade en el tubo de descarga yoduros metálicos, se consigue mejorar considerablemente la capacidad de reproducir el color de la lámpara de vapor de mercurio.

La eficiencia de estas lámparas ronda entre los 60 y 96 lm/W y su vida media es de unas 10000 horas. Tienen un periodo de encendido de unos diez minutos, que es el tiempo necesario hasta que se estabiliza la descarga. Para su funcionamiento es necesario un dispositivo especial de encendido, puesto que los voltajes de arranque son muy elevadas (1500-5000 V).

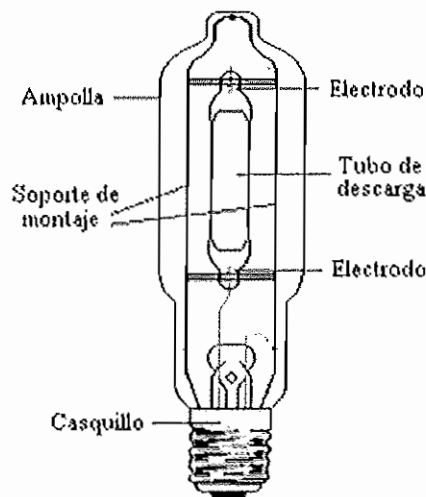


Fig. 2.21: Lámpara con halogenuros metálicos [10]

2.8.3 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO A BAJA PRESIÓN.

Contienen sodio y una mezcla de gases inertes como neón y argón, dentro del tubo de descarga en vidrio, el cual está dentro del bulbo exterior de vidrio al vacío, revestida en su interior con óxido de indio, este revestimiento actúa como reflector

infrarroja y mantiene así la pared del tubo de descarga la temperatura correcta de funcionamiento. Como el sodio ataca al vidrio ordinario, se protege al tubo de descarga con una débil capa de vidrio al bórax.

Estas lámparas se caracterizan por su alta eficiencia luminosa en razón a que su espectro luminoso monocromático, está compuesto de rayas amarillas cuyas longitudes de onda (589 nm - 589,6 nm), están muy próximas a longitud de onda de 555 nanómetros, que es la de mayor sensibilidad para el ojo humano. Se las utiliza cuando no es importante la reproducción correcta de los colores, pero sí la percepción de contrastes, ya que ayuda a la rapidez de percepción y agudeza visual. La eficacia de estas lámparas es muy elevada, entre 160 y 180 lm/W. La vida media es muy elevada, de unas 15000 horas. [12]

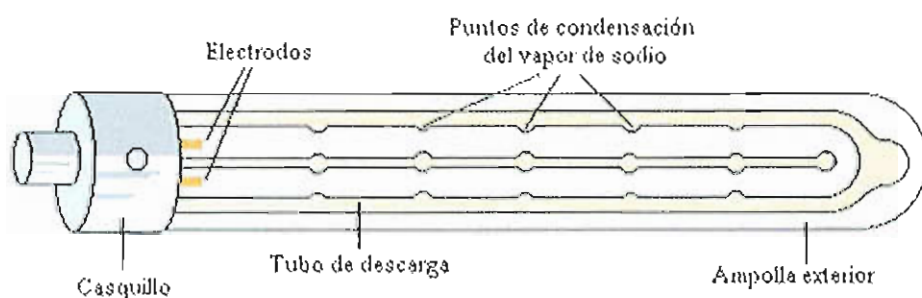


Fig. 2.22: Lámpara de vapor de sodio a baja presión.

2.8.4 LÁMPARAS DE VAPOR DE SODIO A ALTA PRESIÓN.

Estas lámparas, además del sodio que es el principal elemento radiante, poseen también mercurio para ayudar a controlar el color, la presión y el gas xenón que facilita el arranque. No posee un electrodo de arranque como las de mercurio sino que para el arranque necesitan de un circuito electrónico especial para ello, el cual produce un pulso de alto voltaje.

Las lámparas de vapor de sodio a alta presión, tienen una distribución espectral que abarca casi todo el espectro visible proporcionando una luz blanca dorada mucho más agradable que la proporcionada por las lámparas de baja presión. Su

eficiencia ronda los 130 lm/W cuyo valor es alto comparado con los de otros tipos de lámparas. La vida media de este tipo de lámparas ronda las 32000 horas.

En el interior del tubo, hay una mezcla de sodio, vapor de mercurio que actúa como amortiguador de la descarga y xenón que sirve para facilitar el arranque y reducir las pérdidas térmicas. El tubo está rodeado por una ampolla en la que se ha hecho el vacío. El voltaje de encendido de estas lámparas es muy elevado y su tiempo de arranque es muy breve. [9]



Fig. 2.23: Lámpara de vapor de sodio a alta presión.

2.8.5 COMPONENTES DE LAS LUMINARIAS.

Las luminarias cuentan con algunos componentes como carcasa, chasis, reflector, difusor (refractor), broche, soporte porta bombilla, porta bombilla, compartimiento eléctrico, base para la foto celda en las que este accesorio venga incorporado; de este grupo se puede agrupar los siguientes como los más importantes:

- Cuerpo de soporte.
- Sistema óptico.
- Sistema eléctrico.

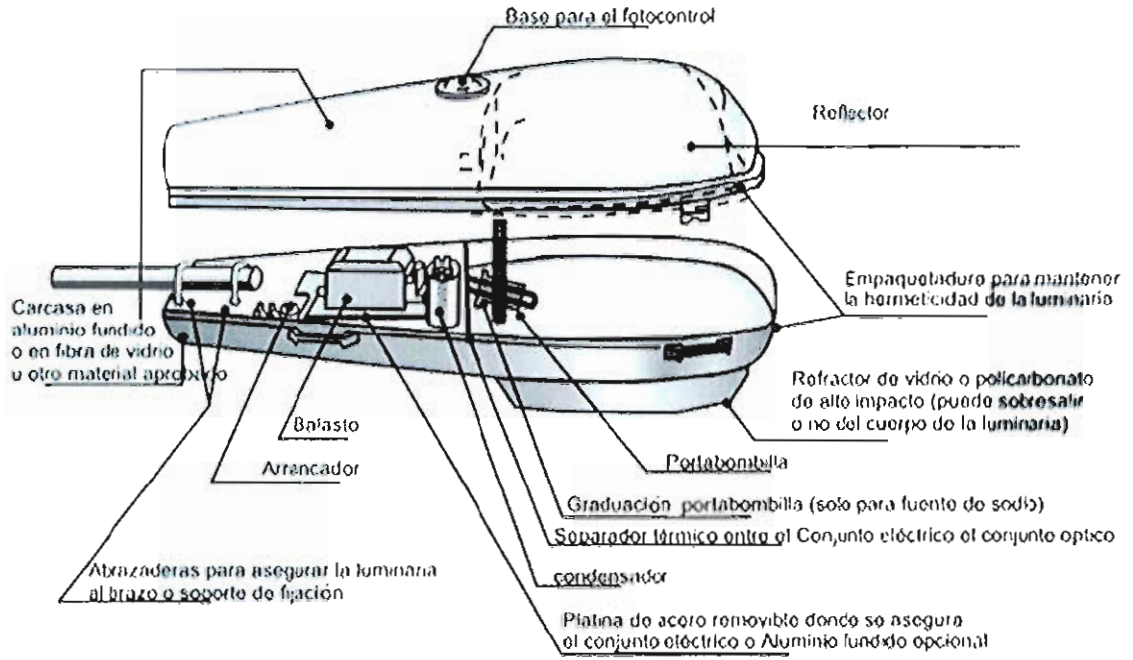


Fig. 2.24: Partes de la Luminaria.

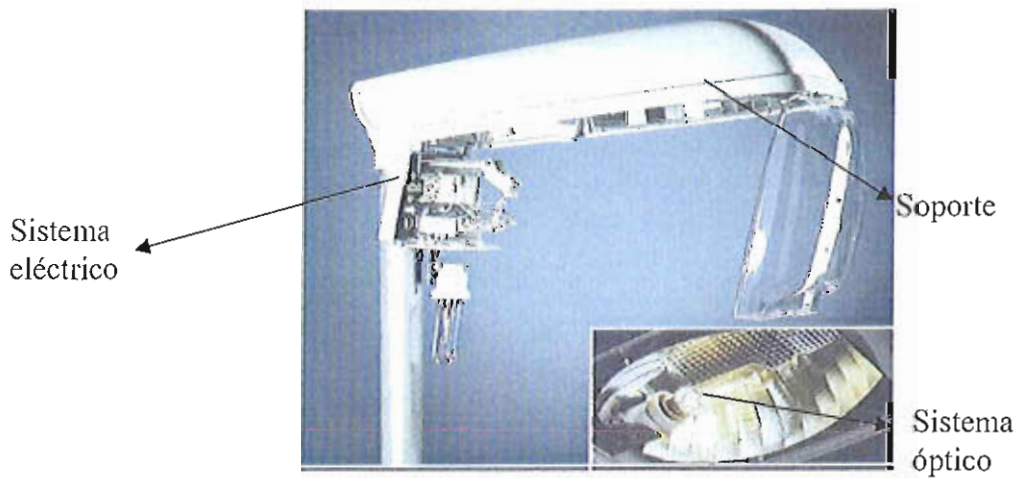


Fig. 2.25: Componentes de una luminaria. [7]

2.9 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

2.9.1 DEFINICIONES. [13]

Transformador. Es una máquina eléctrica estática, que utiliza la inducción electromagnética para transformar el voltaje y la corriente eléctrica alterna, entre dos o más devanados a la misma frecuencia, y por lo general, a valores diferentes de voltaje y corriente.

Transformador de distribución. Un transformador para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van hasta 500 kVA.

Auto-transformador. Aquel en el cual por lo menos dos devanados tienen una parte común.

Transformador tipo sumergido en líquido. Aquel en el cual el núcleo y los devanados están sumergidos en líquido refrigerante.

Transformador tipo seco. Aquel en el cual el núcleo y los devanados no están sumergidos en un líquido refrigerante.

Espira. Una vuelta completa de un conductor.

Bobina. Conjunto de espiras aisladas conectadas en serie.

Devanados de transformadores. Conjunto de espiras aisladas o de bobinas que forman un circuito eléctrico asociado con uno de los voltajes asignados al transformador.

Devanado de fase. Conjunto de espiras aisladas o bobinas que forman una fase de un devanado polifásico.

Devanado de alto voltaje. Aquel cuyo voltaje nominal es el más elevado.

Devanado de bajo voltaje. Aquel cuyo voltaje nominal es el más bajo.

Devanado primario. Aquel que, en servicio, recibe energía eléctrica de un sistema.

Devanado secundario. Aquel que, en servicio, entrega energía eléctrica a un sistema.

Núcleo. Conjunto de material que forma los circuitos magnéticos del transformador.

Columnas. Partes del núcleo rodeadas por los devanados.

Yugo. Parte del núcleo que une las columnas.

Terminal. Pieza conductora destinada a conectar un devanado a un conductor externo.

Punto Neutro. El punto común de la estrella en un sistema polifásico o el que normalmente está al potencial cero en un sistema eléctrico.

Tierra. Contacto que se realiza, como medida de seguridad, entre un circuito eléctrico y la tierra.

Voltaje nominal de un devanado (V_n). El especificado para aplicarse, o desarrollarse en funcionamiento sin carga, entre los terminales de línea de un transformador polifásico, o entre los terminales de un devanado de un transformador monofásico.

Voltaje nominal primario (V_{n1}). El aplicable bajo condiciones de régimen nominal atribuidas (condiciones normales de operación), a la totalidad del devanado primario, si no tiene derivaciones, o en la derivación principal, si las tiene.

Voltaje nominal secundario (V_{n2}). El desarrollado en el total del devanado secundario, si no tiene derivaciones; o en la derivación principal, si las tiene, cuando el transformador funciona sin carga y se aplican el voltaje y frecuencia nominales en el devanado primario.

Relaciones de transformación nominal. Las existentes entre los voltajes nominales de dos o más devanados. Este valor puede expresarse por la relación entre el valor del voltaje aplicado a un devanado, menor o igual al voltaje nominal y el valor del voltaje desarrollado en el otro devanado.

Frecuencia nominal (f_n). Aquella para la cual se diseña el transformador.

Potencia nominal (S_n). Valor convencional de la potencia aparente en (KVA ó MVA), destinado a servir de base para el diseño del transformador.

Corriente nominal (I_n). La que fluye a través del terminal de línea de un devanado en régimen nominal.

Pérdidas sin carga (P_o). Potencia activa absorbida cuando el voltaje nominal a la frecuencia nominal, se aplica a los terminales de uno de los devanados estando el otro o los otros devanados en circuito abierto.

Pérdidas con carga (P_c).

- a) De transformadores con dos devanados. Potencia activa absorbida a la frecuencia nominal, cuando la corriente nominal fluye a través de los terminales de línea de uno de los devanados estando el otro en cortocircuito.
- b) De transformadores con más de dos devanados, relativa a un cierto par de devanados: Potencia activa absorbida a la frecuencia nominal, cuando la corriente nominal del devanado del par considerado con potencia nominal más baja fluye a través del o los terminales de línea de uno de los dos devanados, estando los terminales del otro devanado

del mismo par en corto circuito y los devanados restantes en circuito abierto.

- c) Pérdidas totales (P_t). Suma de las pérdidas sin carga y de las pérdidas con carga.

Corriente sin carga (I_0). La que fluye a través de un terminal de línea de un devanado cuando se le aplica el voltaje nominal, a la frecuencia nominal estando los demás devanados en circuito abierto. [13]

Aislamiento. Nivel de aislamiento. Conjunto de valores de voltaje, tanto a la frecuencia industrial como de impulso que caracterizan el aislamiento de cada uno de los devanados y sus partes asociadas desde el punto de vista de su amplitud para soportar los esfuerzos dieléctricos. Para devanados no diseñados para ensayos de voltajes de impulso se expresa por el valor del voltaje aplicado a frecuencia industrial únicamente. [13]

Polaridad. Relación existente entre dos devanados, la cual indica la concurrencia o no de los signos de los voltajes inducidos en un mismo instante de tiempo.

Protección eléctrica. Dispositivos que evitan daños que se puedan presentar debido a excesos de corriente y voltaje.

Protección térmica. Dispositivos que evitan daños que se pueden presentar debido a excesos de temperatura interna del transformador.

Protección mecánica. Dispositivos que evitan daños debido a cualquier falla interna del transformador. [13]

2.9.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LOS TRANSFORMADORES.

El transformador consiste de dos o más devanados enlazados por un campo magnético. El devanado que recibe energía de un sistema se denomina primario,

en él se produce un flujo magnético cuya amplitud depende del voltaje aplicado y de su número de espiras. Dicho flujo enlaza al devanado secundario, e induce en éste un voltaje cuyo valor depende de su número de espiras.

La relación entre los valores de los voltajes inducidos se conoce como relación de transformación. La existencia del flujo magnético mutuo que concatena los devanados se basa en el concepto de inductancia mutua, la cual se presenta sea que éstos tengan como núcleo al aire o a un material ferromagnético. [34]

Para un transformador ideal se cumple:

$$P = V_1 \cdot I_1 = V_2 \cdot I_2 \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Entonces, de la igualdad anterior se obtiene que:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Al considerar la resistencia de los devanados y el flujo de dispersión se establece el circuito equivalente del transformador, cuyo esquema se indica en el siguiente gráfico.

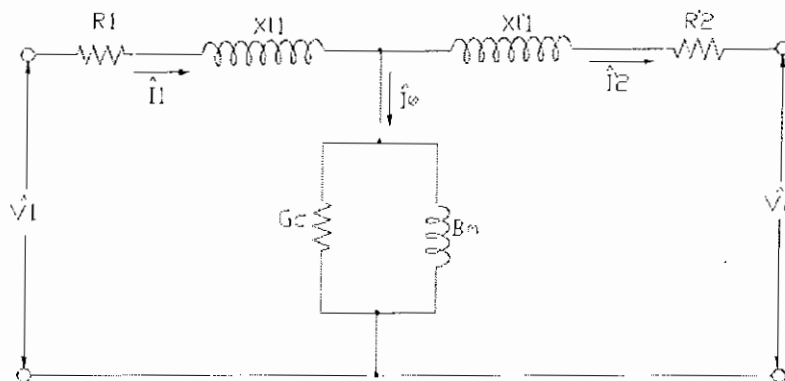


Fig. 2.26: Circuito equivalente de un transformador.

2.9.3 RENDIMIENTO DEL TRANSFORMADOR.

El rendimiento de un transformador depende de las pérdidas internas, de la dispersión magnética y del grado de acoplamiento entre las bobinas, esto da como resultado que la potencia de salida sea menor que la potencia a la entrada. Luego las pérdidas internas de un transformador son:

- Pérdidas en el material de los devanados y de dispersión magnética.
- Pérdidas por histéresis.
- Pérdidas por corrientes parásitas o de Eddy.
- Pérdidas por saturación.

El rendimiento se calcula mediante:

$$h = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} * 100 \quad \text{Ecuación 2.13}$$

La potencia de entrada es igual a la suma de la potencia de salida más las pérdidas.

2.9.4 PÉRDIDAS EN EL MATERIAL DE LOS DEVANADOS Y POR DISPERSIÓN MAGNÉTICA.

El material de los devanados (cobre o aluminio) tiene una resistencia la cual ocasiona las pérdidas por efecto joule ($I^2 \cdot R$). Por otra parte se presentan las pérdidas por dispersión magnética debido a la fuga del flujo en el aire que rodea a los devanados y que no los concatena perfectamente, estas son. [34]

Pérdidas por Histéresis

El atraso en la orientación de las moléculas se denomina histéresis. La energía requerida para que las moléculas giren y traten de alinearse con el campo magnético, es las perdidas por histéresis. Este se observa en la curva de

magnetización denominada curva de histéresis. Las pérdidas por histéresis son proporcionales a la frecuencia y al área del lazo de histéresis. [34]

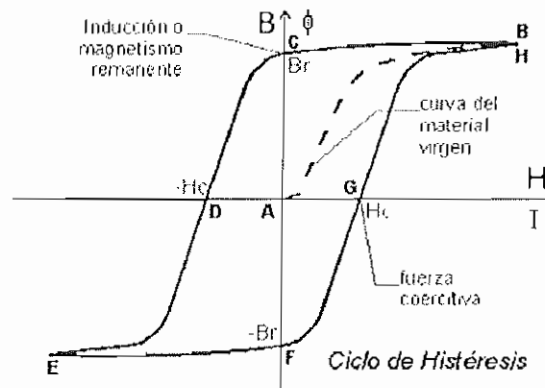


Fig. 2.27: Curva de Histéresis.

Pérdidas por corrientes parasitas

El flujo variable, a través del núcleo, da lugar a corrientes de torbellino (Foucault), en todo su volumen. La trayectoria de estas corrientes es perpendicular al flujo, estas corrientes que se consideran como de cortocircuito, por la baja resistencia que presenta el núcleo, requieren energía de los devanados, por lo cual representan pérdidas. Estas se reducen dividiendo al núcleo en secciones planas delgadas (Chapa magnética).

Pérdidas por saturación

Al aplicar la corriente al primario de un transformador circula flujo magnético por el núcleo, el mismo que se incrementa conforme lo hace dicha corriente, sin embargo, cuando la densidad es muy alta el núcleo se satura y los aumentos adicionales en la corriente tienen pocos efectos sobre la inducción magnética en el núcleo. Esto implica que cualquier corriente en el transformador arriba de la requerida para producir la saturación, resulta en pérdidas de potencia. En la curva de magnetización se presentan en las pruebas de cortocircuito, en un voltaje primario excesivo, al funcionar a baja frecuencia, al conectar un transformador a la red por primera ocasión (Inrush), núcleo con material virgen.

2.9.5 AUTOTRANSFORMADOR.

Transformador que tiene un arrollamiento, que sirve como primario y como secundario. Cuando se lo usa para elevar el voltaje parte del devanado único trabaja como primario y todo el devanado como secundario, por ello el primero requiere de un aislamiento extra.

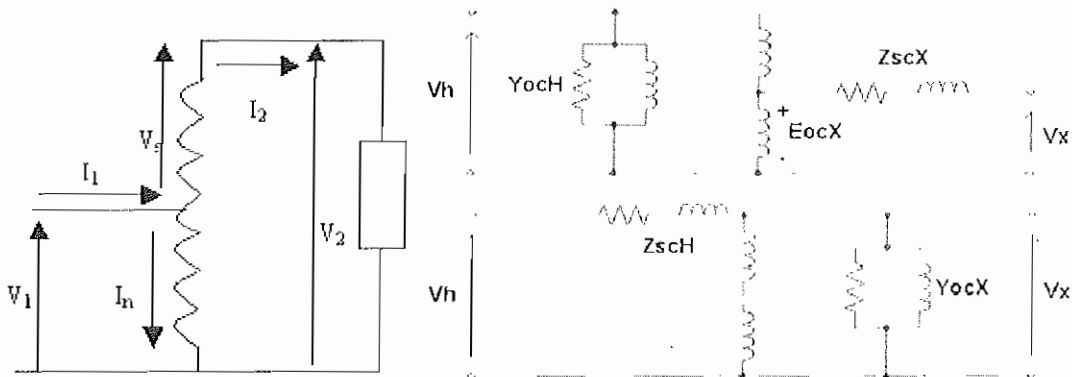


Fig. 2.28: Circuitos equivalentes del Autotransformador reductor y elevador.

Las ventajas que se obtienen de un autotransformador con relación a un transformador de características similares son las siguientes:

Se reducen:

- Reactancias de dispersión.
- Pérdidas y corriente de excitación.
- Incrementa rendimiento, sin reducción de la potencia.
- Su potencia es mayor que aquella de un transformador ordinario, ya que la energía se transfiere tanto magnéticamente como conductivamente.

Al comparar un autotransformador con un transformador de la misma potencia se tiene menores reactancias de dispersión, ya que el flujo de las primeras espiras del primario está completamente concatenado por las espiras del secundario (son comunes); se tiene menores pérdidas de potencia, pues en las espiras en común del primario y del secundario sólo circula una corriente, mientras que en el transformador circula por un lado una corriente del lado del primario (I_p) y por el otro una corriente por el lado secundario (I_s); se necesita menor corriente de

excitación, al poder ser el circuito magnético de menor longitud, o sea de menor reluctancia; es de menor tamaño, emplea menos hierro y cobre, por lo que cuesta menos dinero cuando la relación de transformación no es muy diferente de 1:1; y presenta la desventaja de no tener aislados los devanados. Por todo ello, el autotransformador puede ser una opción válida para relaciones de transformación próximas a la unidad cuando no sea imprescindible tener aislados galvánicamente primarios y secundarios.

2.9.6 POLARIDAD EN TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

A diferencia de la corriente directa, no hay polaridad positiva o negativa fija en la corriente alterna, de aquí que los transformadores no pueden tener polaridad fija en sus terminales. La dirección relativa en la cual los devanados primarios y secundario de un transformador. Se devanan alrededor del núcleo, determina la dirección relativa del voltaje a través de los devanados.

La Polaridad en un transformador monofásico viene dada por:

- a) Polaridad aditiva.
- b) Polaridad sustractiva.

Dado que es importante, cuando dos o más transformadores se conectan juntos, conocer la dirección relativa del voltaje de cada transformador, se han establecido ciertas convenciones para designar la llamada POLARIDAD de un transformador. Los terminales primario y secundario del transformador monofásico tienen la misma polaridad cuando la corriente entra en el terminal primario y al mismo tiempo sale del secundario.

Determinación de la polaridad

Polaridad sustractiva.

Si H1 y X1 se llevan al mismo lado del transformador.

Si H1 y X1 se conectan y el lado de alta se energiza con un voltaje dado, el voltaje resultante que aparece entre H2 y X2 será menor que el voltaje aplicado.

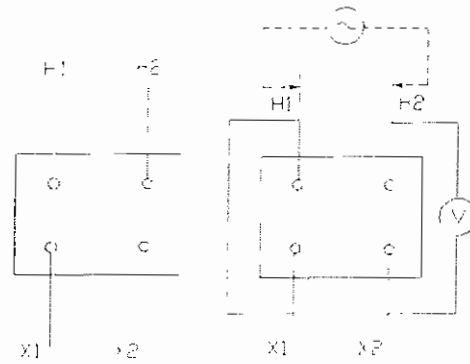


Fig. 2.29: Polaridad sustractiva.

Polaridad aditiva.

Si H1 y X2 se llevan al mismo lado del transformador.

Si H1 y X2 se conectan y el lado de alta se energiza con un voltaje dado, el voltaje resultante que aparece entre H2 y X1 es la suma del voltaje de los devanados de alta y baja.

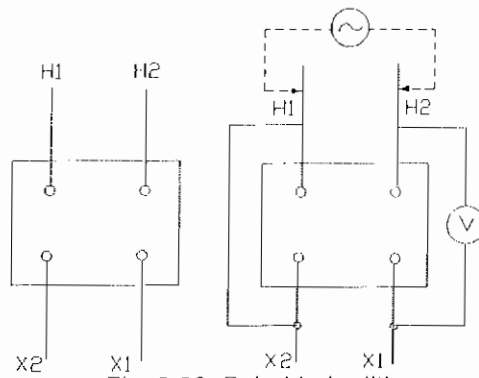


Fig. 2.30: Polaridad aditiva.

2.9.7 GRUPO DE CONEXIÓN EN TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

La polaridad de los transformadores trifásicos se fija por las conexiones entre las fases, tanto como por la ubicación de los terminales y pueden designarse por un bosquejo que muestra la marca de los terminales y un diagrama vectorial que muestra el desplazamiento angular entre terminales.

La norma ANSI C57.12 para conexión de bancos trifásicos, dice que el ángulo de fase de referencia del lado de alta está adelantado 30° al lado de bajo voltaje, independientemente de si la conexión es delta - estrella o estrella - delta. Las configuraciones básicas son:

- Delta – delta
- Estrella – estrella
- Delta – estrella.
- El desplazamiento angular normalizado entre las fases de referencia del banco delta - delta o estrella – estrella es 0°.
- El desplazamiento angular normalizado entre las fases de referencia del banco estrella - delta o delta – estrella es 30°.

1	2	3		4		5		6		7	8
		Diagrama		Esquema		Relación de tensiones compuestas (*)		Antigua denominación V.D.E.			
Desfase	Áng. de B.T. en (grados)	Denominación (S.F.I.)	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.	$\frac{U_A}{U_B}$		$\frac{U_C}{U_B}$		
0°		Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	A1		
		Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	A2		
		Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3		
150°		Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C1		
		Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	C2		
		Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3		
180°		Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	B1		
		Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	B2		
		Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	$\frac{2N_A}{3N_A}$	B3		
-30°		Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D1		
		Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	$\frac{N_A}{N_B}$	D2		
		Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3		

Fig. 2.31: Cuadro del Grupo de Conexiones.

2.10 PARARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN.

2.10.1 GENERALIDADES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

En el mundo en cualquier instante, casi 1800 tormentas eléctricas se encuentran en progreso sobre la superficie de la tierra y en promedio, hay 100000 tormentas eléctricas tan solo en los estados unidos cada año. La intensidad media de la descarga de un rayo se estima en 20000 amperios, pero se han detectado hasta 200000 amperios.

Las características climáticas y montañosas de cada país, determina el número y la intensidad de tormentas que se producen (nivel isoceráunico), este riesgo varía dentro de un mismo país y de una misma región, como el caso de EMELNORTE, que cuenta con climas muy variados, desde la cuenca del río Mira, el valle del Chota, Lita que son zonas bajas, hasta zonas con niveles isoceráunicos altos, como Cayambe (Pichincha), Cotacachi (Imbabura), Troya Guagua Negro y Las Cuevas vía El Ángel (Carchi).

Estas zonas presentan problemas frecuentes y ocasionan molestias a la comunidad, puesto que se interrumpe el flujo eléctrico a las antenas de telecomunicaciones, pérdidas por energía no suministrada, esfuerzos mecánicos y eléctricos que tiene que soportar el sistema de distribución.

El conocimiento de las zonas de riesgo es una información importante para determinar eficazmente el tipo de protección contra el rayo más adecuado y dimensionamiento correcto del tipo de pararrayo, descargador o supresor de sobre voltaje.

Los efectos de un rayo pueden ser ocasionados por un impacto directo o por causas indirectas. También pueden alcanzar las instalaciones interiores de fábricas, hogares, comercios, industrias entre otros; a través de las líneas de conexión del suministro de energía eléctrica, por las líneas telefónicas, fax,

módems, televisión por cable, y también a través de la estructura metálica de los edificios, por contacto directo o por inducción, por las raíces de los árboles.

El propósito entonces es tratar de protegerse contra las descargas atmosféricas, controlando el paso de la corriente de las descargas eléctricas, y así prevenir lesiones a las personas y daños a la propiedad.

Evidentemente, en este capítulo no se tomará el tema de pararrayos para sobre voltajes de origen externo (descargas atmosféricas), sino pararrayos o descargadores para sistemas de protección interna, contra sobre voltajes ocasionados por cambios en las condiciones operativas del sistema, tales como fallas a tierra, ferro resonancia, pérdida de carga, diferencia en los calibres de conductores, ondas viajeras, descargas inducidas, entre otros.

2.10.2 PROTECCIÓN CONTRA ONDAS VIAJERAS.

Los pararrayos limitan el voltaje en el equipo protegido, mediante la descarga o derivación de corrientes de impulso, evitando el flujo de corriente subsiguiente a tierra que puede fluir al voltaje nominal, a frecuencia industrial, teniendo la capacidad de repetir las funciones especificadas. [35]

2.10.3 CLASIFICACIÓN.

Los pararrayos se clasifican de manera general en tipo expulsión y tipo válvula. En los de tipo expulsión, los electrodos están dentro de una cámara que permite confinar el arco y ponerle en contacto con el material deionizador del arco. Estos a su vez se clasifican en tubo protector (de 13.8 a 138 kV) y de distribución (de 3 a 18 kV).

Los de tipo válvula, están constituidos por un resistor, con características no lineales de voltaje corriente, que limita el voltaje a través de los terminales del descargador durante el flujo de corriente de descarga y contribuye a limitar el flujo

de corriente subsiguiente que puede fluir al voltaje nominal a frecuencia industrial. En este tipo de pararrayos, se clasifican en:

- Estación: 3 a 684 kV
- Intermedia: 3 a 120 kV
- Distribución: 1 a 30 kV
- Secundario: 0.175 a 0.65 kV

2.10.4 FUNCIONES DEL PARARRAYO.

Su función es de protección y aislamiento de transformadores, capacitores y equipo de medio voltaje, frente a sobre voltaje (externos) de origen atmosférico, e internas (de maniobra), que podría afectarlos irreversiblemente, razón por la cual se deberán instalar lo más cerca posible del equipo a proteger. La función del pararrayo es derivar a tierra los voltajes que alcancen un nivel peligroso para la aislación del dispositivo protegido. Los pararrayos se ubican en cada terminal de línea de alto o medio voltaje, en los lados de alto voltaje y bajo voltaje de los transformadores o en el terciario de transformadores de potencia. Por otro lado no deben operar cuando los sobre voltajes no son peligrosos.

En condiciones normales, cuando está aplicado entre sus bornes un voltaje fase-tierra, adoptan un alto valor de resistencia interna, que origina una circulación de corriente de unos pocos miliamperios, pero cuando detecta sobre voltajes peligrosos, su característica no lineal hace que su resistencia descienda a valores muy bajos, limitando el valor del sobre voltaje a un valor conocido como voltaje residual.

2.10.4.1 Definiciones. ^[34]

Impulso atmosférico.- es el mayor valor de cresta del voltaje de impulso atmosférico que puede ocurrir a los terminales del pararrayo.

$$\text{Valor} = \frac{V_{mx}}{1.15} \text{ de una onda } 1.2 \times 50 \mu\text{s}_{[34]}$$

Impulso de maniobra.- es el mayor voltaje de cresta del voltaje de impulso de maniobra que puede ocurrir entre terminales del pararrayo.

Valor máximo.- entre el voltaje residual para una determinada corriente de descarga y el voltaje disruptivo a impulso de maniobra.

Voltaje de resello.- es el mayor voltaje para el cual el pararrayo puede interrumpir la corriente subsiguiente.

Voltaje máximo de disparo de onda escarpada.- es el voltaje de disparo en el frente de onda de inclinación uniforme y alta tasa de crecimiento.

Voltaje máximo de disparo para impulso atmosférico.- es el mayor valor de voltaje de disparo para ondas tipo $1.2 \times 50 \mu\text{s}$.

Voltaje máximo de disparo para impulso de maniobra.- este voltaje tiene un frente de onda de 30 a 2000 μs .

Corriente nominal.- Es el valor de corriente de descarga que soporta ilimitadamente el descargador bajo una onda de impulso de $8/20 \mu\text{s}$.

Voltaje nominal.- este voltaje se elige considerando el máximo voltaje permanente de operación (MCOV), que puede aplicarse en forma ininterrumpida entre los terminales del descargador.

Los sobre voltajes superiores al MCOV, producen un incremento en corriente que da lugar al aumento de las pérdidas y la temperatura del aparato, afectando por lo tanto su estabilidad.

Coefficiente de puesta a tierra.- es la relación entre del máximo voltaje línea-tierra, en la ubicación del pararrayo durante la falla, al voltaje fase-fase sin falla. Este

coeficiente multiplicado por el voltaje fase-fase es igual a la mínima capacidad del pararrayo apropiado del sistema.

2.10.5 SELECCIÓN.^[34]

Son varios los parámetros que intervienen en el dimensionamiento de un descargador de sobre voltajes de alto voltaje, pero las demandas de los usuarios puede dividirse en dos categorías:

- Protección contra sobre voltajes.
- Alta confiabilidad y larga vida útil.

Asimismo, el requerimiento básico de un descargador de proteger en cualquier circunstancia, acarrea una mayor probabilidad natural de falla (sobre carga), en comparación con otros equipos de alto voltaje.

Es razonable esperar que la durabilidad nominal de un pararrayo moderno de ZnO sin explosores sea como mínimo igual a la de los equipos que protege; la durabilidad nominal aceptada es de más de 30 años.

Por ello, las principales normas para descargadores requieren comprobar si se ha hecho un corto circuito interno deliberado, para comprobar la capacidad en corto circuito (alivio de presión). Para los descargadores hay requisitos especiales cuya finalidad es asegurar que una posible sobre carga del mismo no causará daños y consecuencias a otros equipos ni daños personales.

Un pararrayo correctamente seleccionado puede desviar sobre voltajes de forma casi infinita, siempre que la energía a disipar esté dentro de su capacidad. Si se requiere de un pararrayo que disipe más energía de la que es capaz, se sacrificará a sí mismo fallando por corto circuito. Por regla, los pararrayos se conectan entre fase y tierra por lo que la falla a tierra resultante hace colapsar inmediatamente el voltaje en la fase correspondiente, protegiendo así los demás

equipos en la misma fase. La protección a aguas arriba activará un interruptor para limpiar la falla y posteriormente será posible sustituir el pararrayo que ha fallado.

Los envolventes de los pararrayos de sobre voltajes han sido tradicionalmente de porcelana. Sin embargo, actualmente hay una fuerte tendencia, y con frecuencia incluso preferencia, al empleo de aisladores de silicona en pararrayos para todos los niveles de voltaje.

2.10.5.1 Datos necesarios para seleccionar pararrayos.

Para una adecuada selección se necesita:

- Espaciamiento entre fases, aislamiento de la línea.
- Apantallamiento de la línea de objetos que la rodean.
- Frecuencia e intensidad de descargas atmosféricas.
- Mantenimiento de la línea.
- Contaminación atmosférica.

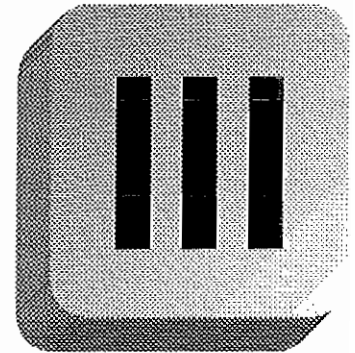
Para sistemas de 4 hilos, con el neutro con múltiples puestas a tierra se recomienda pararrayos de $1.25 * V_{fn}$; para sistemas de 3 hilos y el neutro sólidamente puesto a tierra $0.8 * V_{ff}$; y para sistemas delta estrella no puesto a tierra, el voltaje nominal línea-línea.

Además de lo antes mencionado se debe tener en consideración:

- Determinar el máximo voltaje fase tierra, a frecuencia industrial.
- Forma de onda y magnitud de la corriente de descarga más severa.
- Seleccionar el voltaje nominal y clase de pararrayos.
- Niveles de protección del pararrayo frente a ondas de impulso y de maniobra.
- Calcular el máximo voltaje que puede aparecer en el aislamiento del equipo protegido.

- Determinar la rigidez dieléctrica del equipo protegido.
- Chequear el margen de protección que se presenta en el equipo.

CAPÍTULO



**▪ MÉTODOS, PRUEBAS
Y PROCEDIMIENTOS**

CAPÍTULO III

MÉTODOS, PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS

3.1 MÉTODOS EMPLEADOS EN LA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS.

Existen dos métodos básicos los cuales se describen a continuación:

- a) Con carga conocida y cronómetro.
- b) Con medidor patrón.

3.1.1 CON CARGA CONOCIDA Y CRONÓMETRO

Se emplea la norma IEC 62053-21, en la figura 3.1 que se presenta a continuación, se tiene un circuito monofásico, al que se ha conectado un medidor monofásico de dos hilos, fase (F) y neutro (N), mismo que recibe una carga, y, haciendo uso de un voltímetro y un amperímetro, se toma la lectura de voltaje aplicado al sistema y la corriente absorbida por la carga. [1]

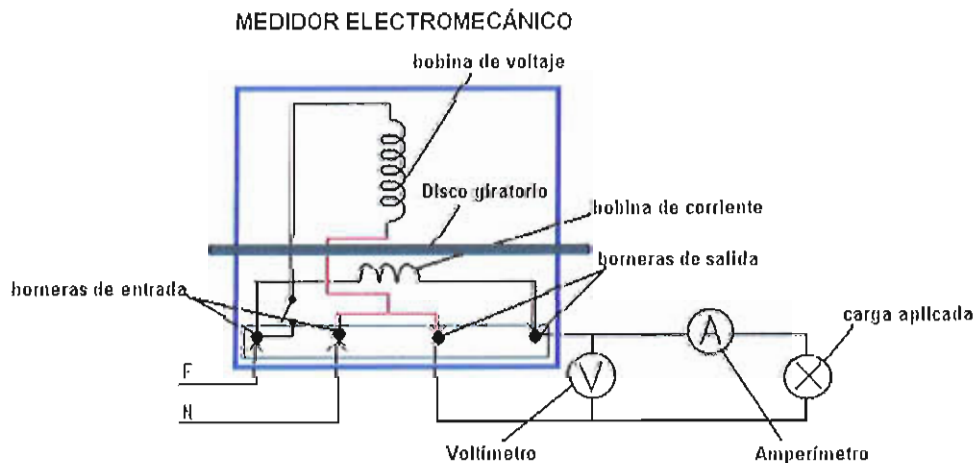


Fig. 3.1: Representación de un contador de energía monofásico.

Con estos datos se puede calcular la potencia de acuerdo a la ecuación 3.1:

$$P = V * I$$

Ecuación 3.1

Donde:

- P es la potencia calculada en vatios.
- V es el voltaje medido en voltios.
- I es la intensidad de corriente en amperios.

A continuación se determina las características del medidor, que se encuentran ubicadas en los datos de placa como se aprecia en la figura 3.2, se adquiere el valor de la constante de kilovatios hora (Kh o Kd), misma que se encuentra en vatios-hora por cada revolución.



Fig. 3.2: Dato de placa de un medidor indicando la constante de kilovatios hora

Ejemplo:

$$Kh = 1.8Wh / Rev$$

Por cada revolución del disco, es equivalente a 1.8 vatios-hora. Lo que se podría expresar de la siguiente manera: [1]

$$kW - h = \frac{Kh * rev}{1000} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Se tiene que calcular el tiempo que una vuelta del disco deberá demorar, de acuerdo a la siguiente fórmula: [1]

$$\text{tiempo / revolución} = \frac{Kh * 3600}{\text{Wattioshora}} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Para el caso de los ejemplos planteados y al reemplazar los valores en la ecuación 3.3 se tiene: [1]

$$\text{tiempo / revolución} = \frac{1.8 * 3600}{500} = 12.96 \text{seg}$$

Entonces, si el disco se demora 15 segundos, se concluye que gira lento, y por lo tanto se le tiene que recalibrar hasta que gire en el tiempo que corresponde y de acuerdo a su constante Kh. Si por el contrario, el disco gira en un tiempo de 10 segundos es obvio que se encuentra descalibrado y girando muy rápido, y también se debe someter a una nueva calibración para que como el caso anterior gire en el tiempo calculado.

En algunos medidores se tendrán datos de placa donde la constante de kilowattios hora viene expresado 1Kwh = 700 Revoluciones, entonces se debe convertir a la forma de Kh. que se usó en las expresiones anteriores, para lo que se aplica la siguiente 3.4:

$$Kh = \frac{Wh}{\text{rev}} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

$$\Rightarrow Kh = \frac{Wh}{\text{rev}}$$

$$\therefore \frac{1000}{700} = 1.43 Kh$$

Entonces si en la placa se indica 1Kwh = 250 revoluciones, se aplica la ecuación y se tiene:

$$Kh = \frac{1000}{250} = 4 \quad \text{y, por lo tanto la constante del contador electromecánico } Kh = 4$$

3.1.2 CONTRASTACIÓN CON MEDIDOR PATRÓN.

El medidor patrón es un contador de energía eléctrica de construcción especial, de manera que resulte cómodo su transporte hasta los lugares en que se efectúe la verificación, es de mayor precisión que los contadores usuales, y de gran flexibilidad de funcionamiento, de forma que se pueda medir varias intensidades de corriente nominales como 1A, 5A, 10A, 15A, entre otros; y varios voltajes nominales como 50V, 127V, 220V, 320V.

Para el uso de este método, EMELNORTE cuenta con un contrastador patrón de marca Landis+Gyr serie TVE 102/3, mismo que cuenta con una precisión de 0.1% de margen de error, tiene un rango de voltaje de 50 a 320 voltios entre fase y neutro, un rango de corriente de 0.05 a 120 amperios; la alimentación del contrastador puede ser por medio de una red independiente, o en la misma red donde se encuentra el medidor a contrastar, además también es controlable por medio de una interfaz serial RS 232.



Fig. 3.3: Medidor patrón Landis+Gyr TVE 102/3



Fig. 3.4: Medidores electromecánicos sometidos a contrastación.

Para éste procedimiento se aplican los siguientes métodos:

- a) Medidas de corta duración con carga de red, en este procedimiento se compara la velocidad de giro de los discos, tanto del contador a verificarse con los del contador patrón.

Se debe aclarar que para el uso de este método, hay que tomar en cuenta el valor de las constantes K_h de los equipos, ya que la velocidad de los discos depende de esta constante; entonces, éste es un método restringido, aproximado y poco utilizado.

- b) Medidas de larga duración con carga de red, en este procedimiento, se realiza una comparación de los registros de los totalizadores del medidor que va a verificarse, con las del medidor patrón.

Las variaciones de voltaje, los desplazamientos de fases y las variaciones de carga en la red, tienen para este caso, un efecto despreciable sobre la exactitud en el resultado de la medición.

Para efectuar la verificación, deberá conectarse en serie el medidor a contrastar con el medidor patrón, y ser sometidos a una carga por medio de una resistencia variable (reóstatos), donde se observa el número de revoluciones que efectúa el

disco del contador contrastado, y los totalizadores del medidor patrón. Para determinar la carga aplicada en vatios o en kilovatios, se debe tomar mediante un cronómetro, el tiempo durante el cual el contador patrón efectúa cierto número de revoluciones, y calcular mediante la ecuación 3.5:

$$c \text{ arg } a(kW) = \frac{rev * \left(\frac{1}{Kh}\right) * 3600}{tiempomedido} [1] \quad \text{Ecuación 3.5}$$

3.1.3 OTROS MÉTODOS DE CONTRASTACIÓN.

En la actualidad, como consecuencia de los avances tecnológicos, se dispone de modernos contrastadores, que basados en el principio de comparación con un medidor patrón de alta precisión, logran adecuados niveles de confiabilidad. Estos contrastadores, pueden contener reóstatos denominados cargas fantasmas, que simulan varios tipos de cargas. Además, tienen la capacidad de conexión a un ordenador, con el propósito de transmitir datos de las pruebas realizadas, entonces, dependiendo del software empleado, el ordenador puede guardar registros o preestablecer parámetros de calibración, que faciliten el proceso de contrastación, y poder crear una base de datos de los medidores sometidos a prueba. [32]

EMELNORTE S.A. utiliza el contrastador de marca AVO, mismo que basa su funcionamiento de acuerdo a la norma ANSI C12.1, y su funcionamiento se encuentra descrito y esquematizado en el capítulo II.



Fig. 3.5: Contrastador AVO ATB-3P SIGMA



Fig. 3.6: Contrastador electrónico marca AVO en proceso de contrastación.



Fig. 3.7: Programación del contrastador

3.2 PROCEDIMIENTO.

Para realizar una contrastación adecuada, es necesario seguir los siguientes pasos:

- a) Limpiar la parte externa del medidor.
- b) Tener la seguridad que no existan objetos extraños que provoquen mal funcionamiento del equipo.
- c) Limpiar la parte interior del medidor, poniendo énfasis en que no tengan objetos extraños en los polos del imán o sobre el disco. No se debe usar hierro u otro material magnético para limpiar los polos de los imanes.

- d) Se debe revisar que el disco esté bien alineado y libre de rozamientos, y con el eje sin distorsiones.
- e) Verificar que los piñones se engrasen bien, pero dejando suficiente juego o movilidad, para que no tenga rozamiento.
- f) Revisar que las relaciones de registro (R_r), estén de acuerdo a la constante del disco K_h .
- g) Inspeccionar que el empaque de la tapa o cubierta de vidrio, esté colocados de manera correcta.

3.3 PASOS GENERALES DE CONTRASTACIÓN Y AJUSTE.

3.3.1 A PLENA CARGA.

Si como resultado de la comparación con el medidor patrón, se determina que el contador está descalibrado, se procede a su ajuste variando la ubicación del imán permanente (imán de freno), hasta obtener la calibración deseada.

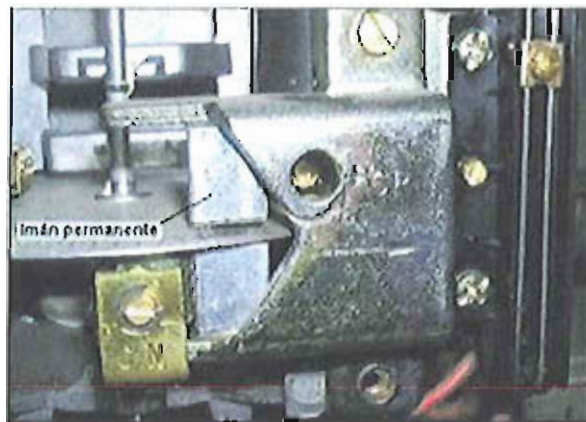


Fig. 3.8: Imán permanente

3.3.2 CON CARGA LIVIANA.

Normalmente se realiza con el 10% de la carga nominal, se calibra en el caso de ser necesario, ajustando la posición de la bobina de voltaje hasta llegar a los resultados deseados de calibración.



Fig. 3.9: Bobina de voltaje

3.3.3 CON CARGA INDUCTIVA.

Para cambiar la calibración, se varía el valor de la resistencia de una bobina, ubicada sobre el soporte de la bobina de corriente. Se repite la calibración a plena carga, debido a que al realizar las calibraciones con carga liviana y con carga inductiva, se pudo haber modificado la calibración a plena carga.

Finalmente se aplica voltaje al medidor, pero ahora sin carga, si tiene una tendencia a patinar, es decir, que el disco presenta un movimiento muy lento, indica que se debe reajustar el medidor para el caso de carga liviana hasta cuando el disco no patine.

Concluido con estos procedimientos, el medidor se encuentra en estado óptimo para ser ubicado en cualquier punto de la red, con la seguridad de que su medida será la correcta, brindando confianza al cliente y a la empresa.

3.4 MANTENIMIENTO DE LOS MEDIDORES.

3.4.1 IMPORTANCIA DE UN BUEN MANTENIMIENTO.

El medidor de energía (kilovatio hora), es el punto neurálgico en el contacto entre el consumidor y la empresa distribuidora, debido a que el medidor da la base para establecer cuánto paga el consumidor por su servicio eléctrico. Éste tiene que garantizar a la empresa su pago correspondiente por los servicios prestados, sin afectar al abonado y menos a la empresa distribuidora.

Por lo tanto, el mantenimiento necesario para conservar la precisión del medidor, es de suma importancia, tanto para el consumidor como para la empresa.

Para tener una buena relación entre el abonado y la empresa, se necesita que el abonado tenga confianza en la precisión del medidor. El cliente no necesita saber ¿Cómo? o ¿Por qué? trabaja el medidor, pero sí tiene que creer en su honestidad. Parte de la confianza del abonado, dependerá en la habilidad a mantener bien el medidor, y en la habilidad de probar que mide correctamente la carga consumida por el usuario.

3.4.2 BASES PARA UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

El medidor de kilovatios hora moderno, es un dispositivo inherentemente preciso y estable. Cuando el medidor ha sido calibrado, éste retiene su precisión por un período largo de tiempo, sino esta sujeto a influencias extrañas a las condiciones de operación normal. [1]

El propósito de programa de mantenimiento es:

- 1) Identificar medidores que se tornaron inexactos.
- 2) Determinar cual fue la causa del error.
- 3) Restaurar los medidores a una precisión normal.

3.5 CALIBRACIÓN PARA LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.

La calibración de voltajes, corrientes y ángulos de fase por elemento se lleva a cabo a través de contrastes de calibración almacenadas en una memoria no volátil. Estas constantes no pueden ser modificadas excepto cuando se recalibra el medidor en la fábrica. [1]

3.5.1 EQUIPO DE PROGRAMACIÓN PARA MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.

Los registros de los medidores de la familia S4 son programables utilizando sistemas computacionales como PC MS-DOS, mediante el uso de un software de lectura y programación denominado DG1150 de Landis+Gyr; y también posibilita la comunicación con computadores portátiles, además, una de las ventajas es que el protocolo DGCOM es un sistema de programación de registros amigable al usuario, lo que facilita la tarea de reprogramación.

PROVIEW

Version 3.7

2/4/2005 2:50:24 PM

This product is licensed to:

EMELNORTE

Landis+Gyr Inc

Copyright © 1994 - 2002,

All rights reserved, worldwide.

Landis
|Gyr+

Fig. 3.10: Despliegue de pantalla al momento de ingresar al software DG1150, con su licencia de autorización para EMELNORTE.



Fig. 3.11: Contador electrónico Landis+Gyr



Fig. 3.12: Contador electrónico SIEMENS

3.5.2 PRUEBA EN SITIO.

Para poder realizar pruebas a los medidores en el sitio de su instalación, empleando el modo de prueba, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Retirar la cubierta.
- Accionar el interruptor de modo de prueba, la pantalla de cristal líquido indicará si el medidor está o no en modo de prueba.
- Oprimir el botón de avance para avanzar a través de la información desplegada en la pantalla.
- Abandonar el modo de prueba regresando el interruptor de modo de prueba a su posición original.

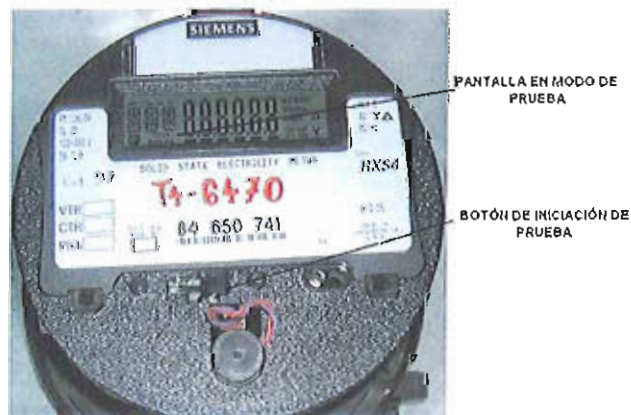


Fig. 3.13: Contador electrónico SIEMENS sometido a modo de prueba

3.5.3 PROGRAMACIÓN DEL INTERVALO DE TIEMPO DE LA DEMANDA DURANTE EL MODO DE PRUEBA.

La longitud del intervalo de demanda puede ser programada para usarse solo en el modo de prueba, también puede ser programado el Kh. El DG1150 permite la programación de la longitud del intervalo de demanda y el Kh. en forma separada, esto permite que la verificación de la demanda ocurra más rápidamente al usar un intervalo más corto.

Por medio del software DG1150, aparte de poder reprogramar al medidor, se tiene la posibilidad de obtener los datos adquiridos por parte del equipo y almacenado en su memoria y mediante el paquete "PROVIEW", mismo que indica el reporte de daños, presenta gráficos de las mediciones, capacidad de conexión en línea; copiar, mover y borrar la información adquirida, y por supuesto editar y leer los datos.

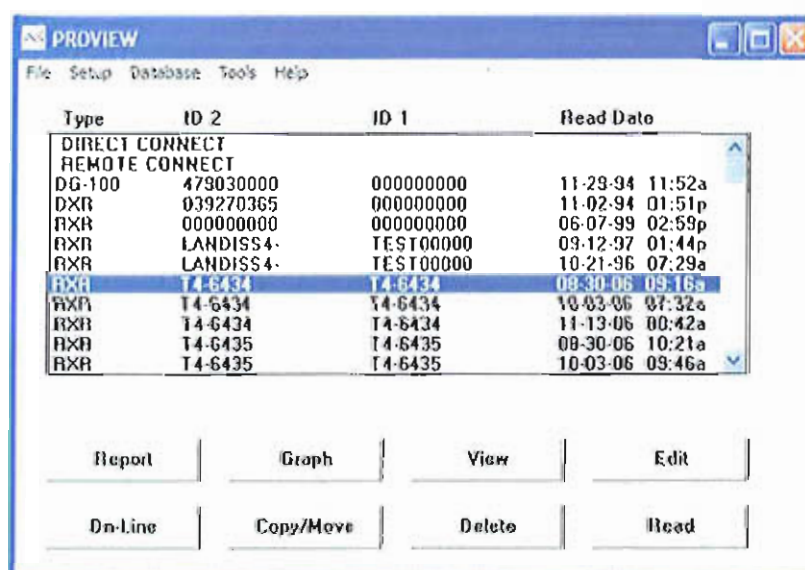


Fig. 3.14: Ventana del software DG1150, donde se ilustra las opciones del PROVIEW

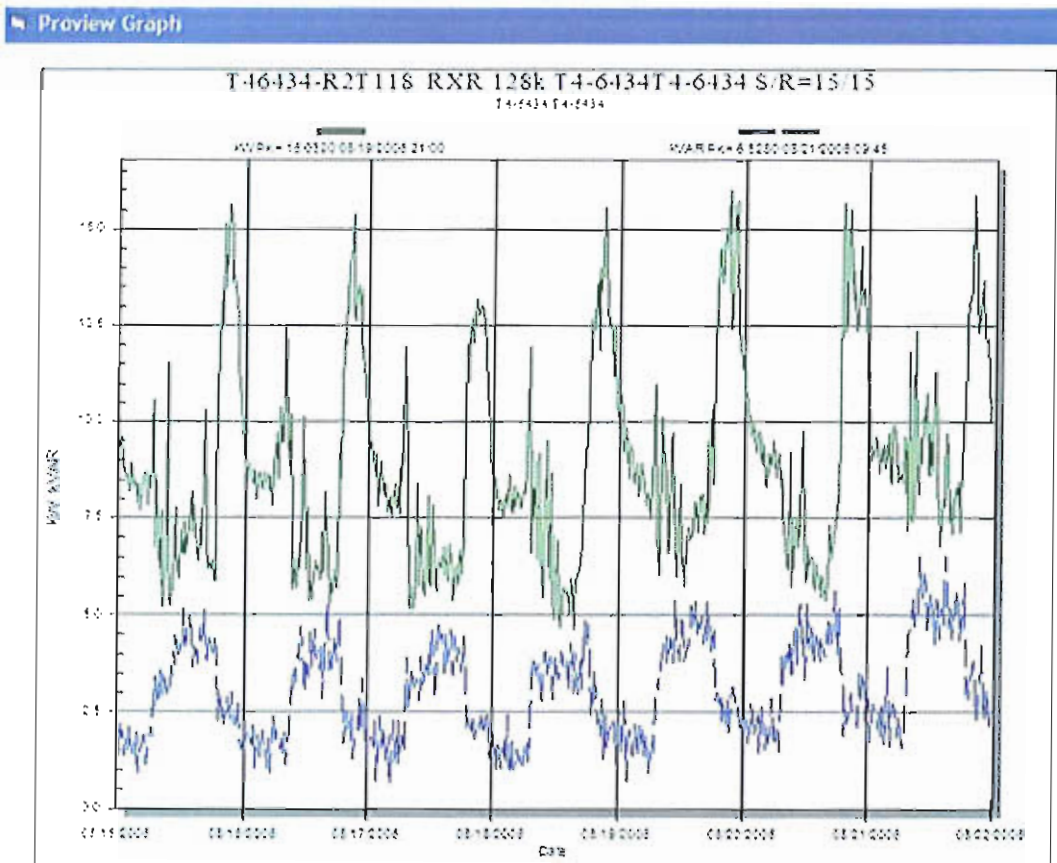


Fig. 3.15: Gráfico obtenido del software DG1150-PROVIEW más la opción de gráficos.

En la figura 3.15; se presenta una curva de demanda de la potencia activa en kW graficada en verde y de la potencia reactiva en kVA. Graficada en azul, la primera registrada a las 21:00 horas y la segunda a las 9:45 horas.

3.6 MÉTODO UTILIZADO PARA LA CONTRASTACIÓN DE LOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS Y DIGITALES.

El Analizador Digital de Carga, utiliza para contrastar medidores electrónicos y digitales los siguientes métodos: [1]

- a) Con energía (kWh)
- b) Con demanda (kW)

3.6.1 CON ENERGÍA.

Para este análisis se procede a examinar el circuito y determinar el tipo de conexión que se está empleando, sea esta monofásica (dos hilos), bifásica (tres hilos) o trifásica (cuatro hilos), este reconocimiento se realiza por medio del analizador digital, ya que detecta automáticamente la configuración de la red, de igual manera la conexión del transformador hacia la carga, sea estrella o triángulo. Y se procede con la conexión del analizador de carga, que ahora dependerá de las secuencias de fases y del tipo de medición que se quiera realizar. [1]

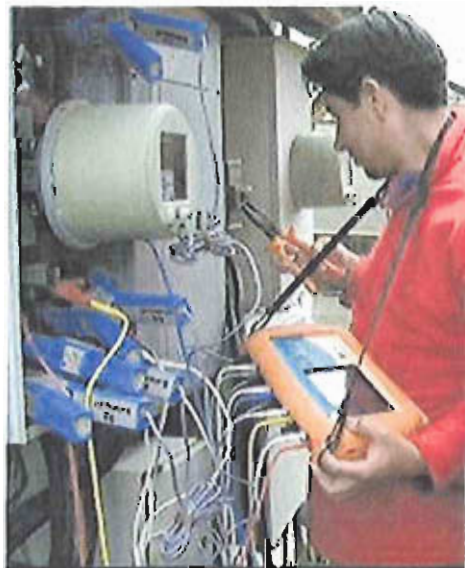


Fig. 3.16: Conexión del analizador digital de carga a un medidor de un cliente especial.

Dependerá del estudio a ejecutar para establecer el tiempo de permanencia del equipo, por ejemplo, para determinar la calidad de servicio eléctrico, el equipo permanecerá por un periodo de 15 días, y para comprobar el estado del medidor se procederá con su contrastación respectiva, al realizar una medición de energía y compararla con la auto prueba del contador electrónico.



Fig. 3.17: Medidor a modo de prueba y sometido a contrastación con el analizador industrial de carga, se muestra el momento de cambio de 0 a 1 kWh.

Cuando el equipo se encuentre ubicado en el sitio donde se requiera contrastar, se procede a obtener el valor de la energía registrada por el medidor a prueba, procediendo de la siguiente manera: [1]

- a) Se registra la constante del medidor K_h , cuyas unidades son Vatios hora por cada revolución como se explico con los contadores electromecánicos.
- b) Se contabiliza el número de vueltas del medidor electrónico.
- c) Se procede con el cálculo de la energía de acuerdo a la información obtenida en los literales anteriores como por ejemplo:

Datos adquiridos:

- Constante de $K_h = 1.8 \text{ (Wh / rev)}$ [1]
- Número de vueltas = 10 rev [1]

Cálculo de acuerdo a la ecuación 3.6:

$$\text{Energía} = Kh * t_{rev}$$

Ecuación 3.6

Energía = $1.8 \frac{Wh}{rev} * 10_{rev}$; entonces el cálculo de la energía será de 18 vatios por hora.

Luego de realizar este cálculo, se procede con una comparación con el valor de la energía ya obtenido por analizador y se determina el porcentaje de error del medidor sometido a prueba, para lo que utilizamos la expresión 2.4 del capítulo dos:

$$\text{error}\% = \frac{kWh_{medidos} - kWh_{reales}}{kWh_{reales}} * 100 \quad [1]$$

3.6.2 CON DEMANDA.

Al usar este método, se debe obtener el valor de la demanda del analizador en un intervalo de tiempo determinado. [1]

$$\text{demanda} = \frac{P * t}{\Delta t}$$

Ecuación 3.7.

Se registra la demanda del medidor sometido a prueba de acuerdo a los siguientes pasos:

- a) Se obtiene el valor de la constante del medidor Kh.
- b) Se registra el tiempo en un determinado número de vueltas.
- c) Con los datos de los numerales anteriores se procede con el cálculo de la demanda del medidor en un determinado intervalo de tiempo, y tomando los datos del ejemplo anterior para el método de energía, se tendrá:

Datos adquiridos:

- Constante de Kh = 1.8 (Wh / rev)
- Número de vueltas = 10 rev
- Tiempo registrado = 5 seg.

Cálculo de acuerdo a la ecuación: [1]

$$Demanda = Kh * \# rev * \Delta t \quad \text{Ecuación 3.8}$$

$$Demanda = \frac{1.8Wh}{rev} * \frac{10rev}{1h} * \frac{3600seg}{5seg} = 12960W$$

Entonces el cálculo de la demanda será de 12960 vatios.

Luego se compara el cálculo de la demanda con lo registrado por parte del medidor de prueba, y se calcula el error porcentual, del medidor de acuerdo a la ecuación similar a la 2.4: [1]

$$error\% = \frac{demandamedidas - demandareal}{demandareal} * 100 \quad \text{Ecuación 3.9}$$

El error porcentual, tanto de la demanda como de la potencia tiene un margen de tolerancia del $\pm 2.5\%$. [1]

3.7 MEDICIÓN DE ILUMINANCIA.

3.7.1 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICIÓN.

La iluminancia se debe medir según la norma NTC 900, en una zona de cálculo en dirección horizontal, y debe cubrir el espacio entre dos luminarias consecutivas de la misma fila, en dirección transversal. El campo de cálculo debe ser el ancho de la vía y se recomienda incluir una sección igual a la mitad del ancho del carril a cada lado de la vía. [33]

3.7.1.1 Posición de los puntos de cálculo.

En dirección longitudinal se toma por lo menos 5 puntos entre dos luminarias consecutivas colocadas sobre un mismo lado de la vía. En la dirección transversal, los puntos se colocan sobre la línea central de cada carril de circulación como indica la figura 3.18 [33]

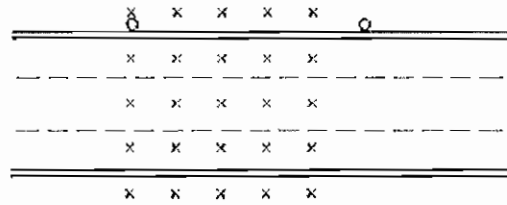


Fig. 3.18: Posición de los puntos de cálculo de la iluminancia por computador

Para obtener datos más detallados y precisos de la iluminancia, se procede a tomar los mismos puntos y de igual forma, a como se localizan para la medida de la luminancia, es decir, el número de puntos en sentido longitudinal debe ser 10 para interdistancias hasta 50 m entre luminarias. Si la interdistancia es superior a 50 m, el número de puntos es un entero tal que " $d \leq 5$ m", donde d es la distancia entre puntos. Se recomienda tomar 5 ó 3 puntos de cálculo en cada carril en dirección transversal con un punto localizado en el centro de cada carril. Los 2 puntos más exteriores se colocan a 1/10 o 1/16 del ancho del carril medido desde el borde exterior del carril como se ilustra en la figura 3.19 y 3.20 [33]

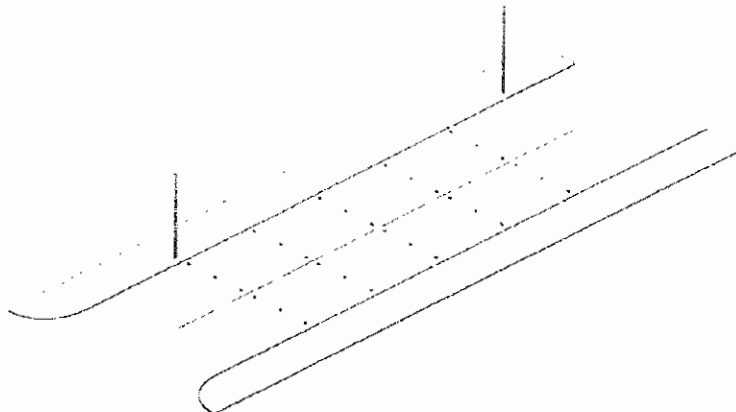


Fig. 3.19: Grilla de medición.

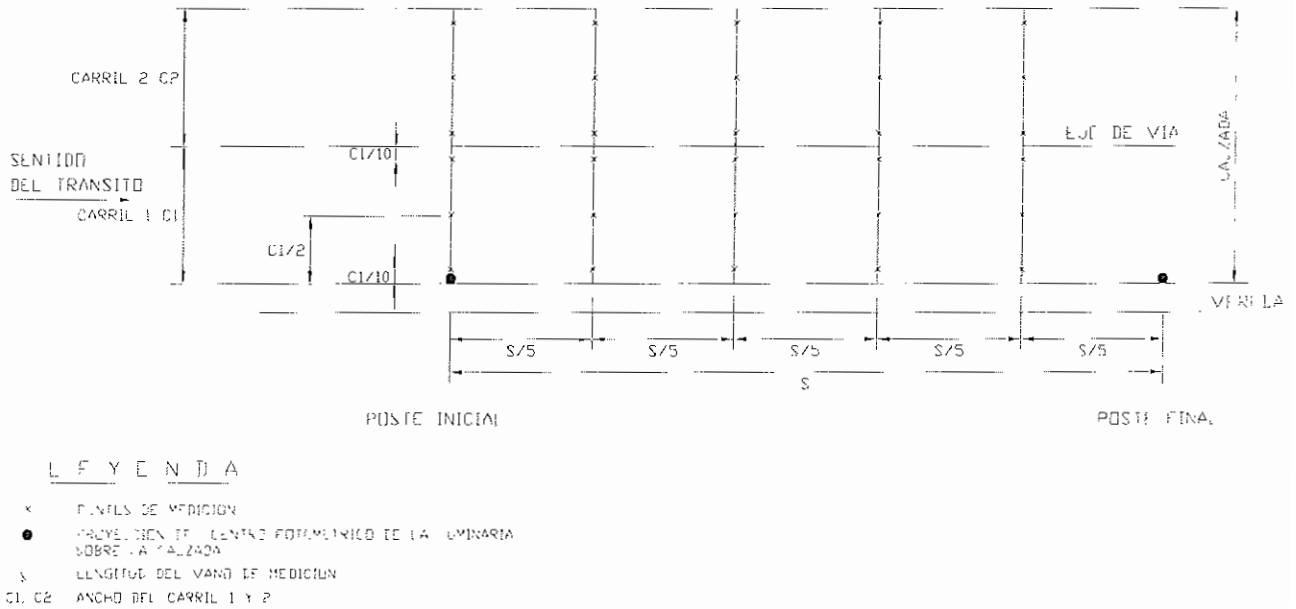


Fig. 3.20: Malla de medición.

Todas las fuentes de luz que pertenezcan a la instalación del alumbrado público que se va a medir deben ser visibles y estar encendidas, mientras que aquellas fuentes que no lo sean deben apagarse. El voltaje de las luminarias debe ajustarse a su valor nominal, o alternatively debe medirse y aplicar el factor de corrección apropiado. [33]

Para tener la certeza de la confiabilidad en las mediciones, se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- Comprobar que los valores eléctricos de balastos y bombillas correspondan a los nominales especificados en la placa de características.
- Verificar el voltaje en los bornes de las luminarias y la estabilidad de la misma durante la medición.
- Las luminarias deben estar en régimen normal de funcionamiento.
- Debe anotarse el tiempo de uso de las bombillas y este tiempo es como mínimo de 100 horas, y el estado de limpieza de las luminarias.
- Debe permitirse un periodo de calentamiento de las lámparas, y una adaptación del sensor del instrumento para que alcance la sensibilidad constante
- Cada cierto número de mediciones verifique el 0 Lux.

- Deben anotarse las condiciones atmosféricas existentes en el momento de la medición.
- En lo posible eliminar el efecto de las fuentes perturbadoras que puedan causar errores en la medición, tales como avisos luminosos, faros de automóviles, fuentes luminosas ajenas al sistema analizado entre otros.
- Se debe evitar efectuar mediciones con el piso mojado, debido a las reflexiones de luz que se pueden presentar, mismos que inducen a cometer errores de medición.
- El personal que interviene en las mediciones no debe producir sombras en el campo de medición ni bloquear la luz hacia el aparato de medición.
- El operador del equipo, con el propósito de evitar reflexiones indebidas durante el proceso, no debe utilizar ropa de color blanco o colores claros.
- Siempre se debe realizar las mediciones con luz artificial, a fin de conocer situaciones críticas. [33]

3.7.2 TOMA DE LECTURAS.

Una vez en el sitio de prueba, se debe calibrar el equipo, encender el instrumento con el sensor completamente cubierto con su respectiva tapa protectora. Verificar que en pantalla se registre el valor de 0 Lux, si esto no ocurriese, se deberán corregir todos los valores obtenidos; así por ejemplo, si se tiene los datos de lámparas fluorescentes detallados a continuación:

- Cero Lux: 003 Lux
- Medición promedio: 433 Lux
- Valor corregido: $(433-003)= 430$ Lux
- Factor de corrección (Lámpara Fluorescente) = x 1,08
- Valor Real Obtenido = $430 \times 1,08 = 464,4$ Lux

Sobre el terreno se localizan los mismos puntos utilizados en la memoria de cálculos tal como se ilustra en la figura 3.20, se coloca el aparato en cada punto y se registran las lecturas. A continuación, a partir de las lecturas registradas se calcula el nivel promedio y los porcentajes de uniformidad.

En el momento de realizar las mediciones se debe considerar:

- Inhabilitar la vía a la cual se efectuará la medición.
- Toma de datos técnicos asociados a la medición, corte de la vía, longitud de los vanos a medir.
- Marcado de vía (grilla de medición).
- Medición de la vía.
- Habilitación de la vía a sus condiciones iniciales.

3.7.3 INFORME DE LA MEDICIÓN.

En el informe se recomienda incluir los siguientes datos:

- Localización del sitio donde se efectuó la medición.
- Fecha y hora de la medición.
- Descripción detallada del sistema de iluminación en el que se incluye: tipo de luminaria, altura del montaje, interdistancia entre postes, avances, inclinación de la luminaria, disposición y condiciones de los alrededores.
- Condiciones eléctricas de operación.
- Condiciones de operación de las luminarias.
- Condiciones atmosféricas.
- Tabla de datos medidos en el sitio.
- Descripción de los instrumentos utilizados.
- Nombre de las personas participantes en la medición.

3.8 MEDIDAS DE LA LUMINANCIA.

Se realiza por medio de un aparato especial llamado luminancímetro, el cual se basa en dos sistemas ópticos, uno de dirección y otro de medición. El de dirección se orienta de forma que la imagen coincida con el punto a medir, la luz que llega una vez orientado se ve convertida en corriente eléctrica y recogida en lectura analógica o digital, siendo los valores medidos en cd/m^2 . [33]

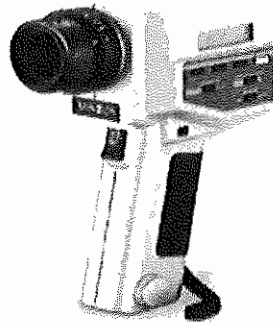


Fig. 3.21: Luminancímetro.

El luminancímetro, posee un sistema óptico que permite enfocar el punto de medición sobre la calzada desde su emplazamiento en la misma conocido como punto de observación. Este se encuentra elevado a 1.5 m. sobre la superficie de la calzada y distante 60 m. de la primera fila de luminarias que define la grilla de medición como se ilustra en la figura 3.22 [33]

Los cálculos de luminancia son relativamente complejos y requieren de mucho tiempo para su elaboración si se efectúan a mano, en consecuencia se recomienda que éstos se lleven a cabo mediante programas computacionales.

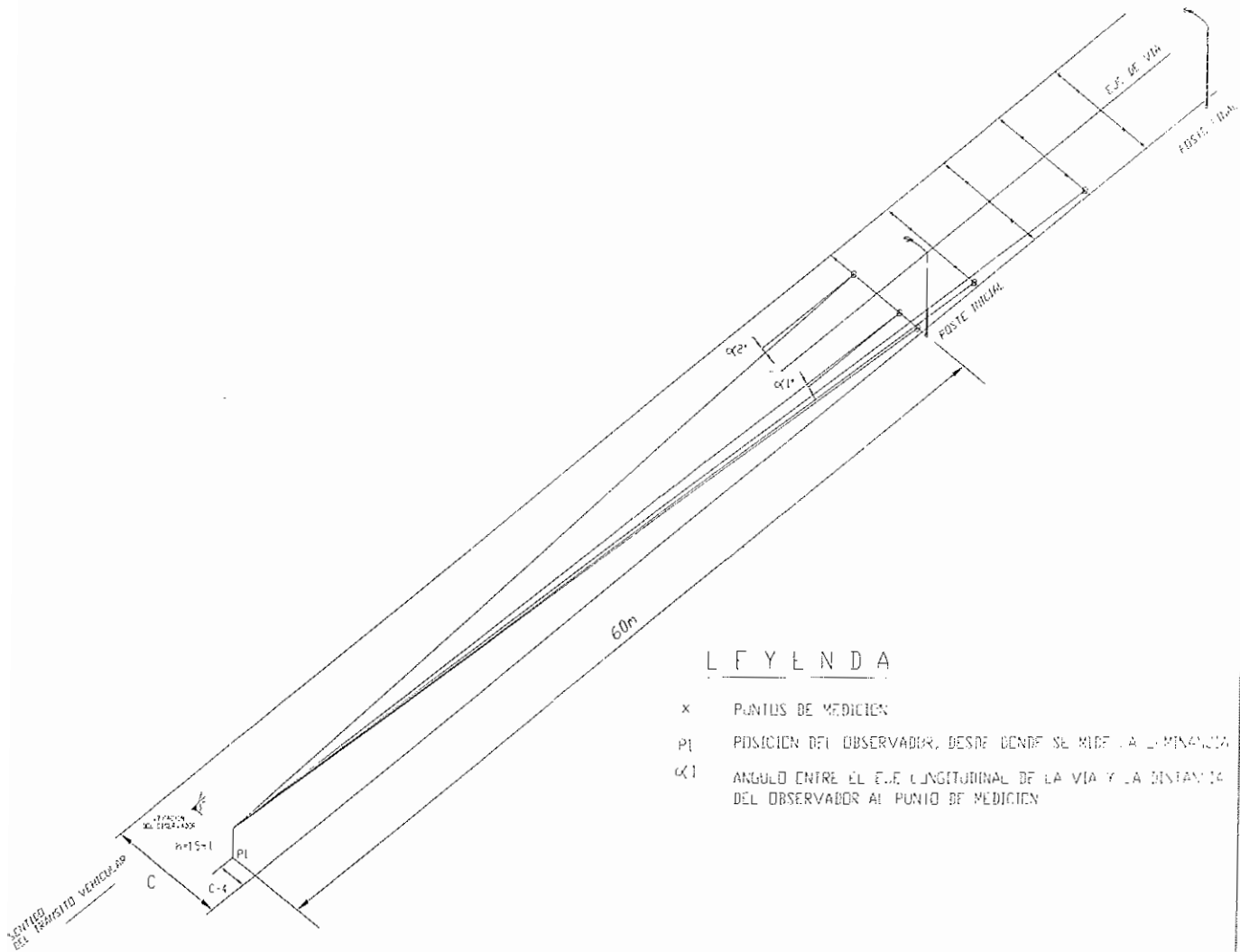


Fig. 3.22: Medición de Luminancia

3.8.1 UBICACIÓN DE LOS PUNTOS DE CÁLCULO.

Los puntos de cálculo deben distribuirse uniformemente en la zona de cálculo, tal como se ilustra en la figura que se presenta a continuación.

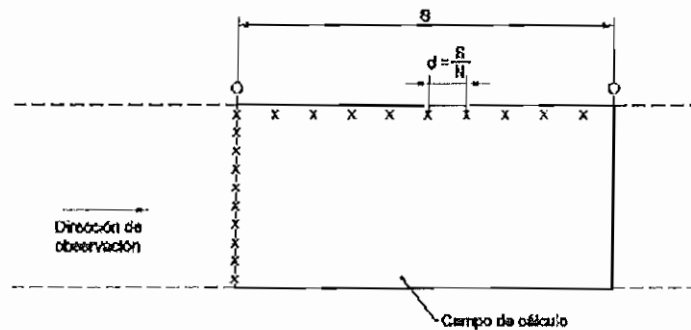


Fig. 3.23: Posición de los puntos de cálculo de la iluminancia por el método de la CIE.

La posición de los puntos de cálculo en el campo en la sección transversal.

- S = Espacio longitudinal.
- d = Distancia longitudinal entre los puntos de cálculo.

El número de luminarias que contribuyen a la luminancia, debe estar restringido a aquellas situadas dentro de 5 veces la altura de montaje hacia atrás de la primera fila de puntos, 12 veces la altura de montaje hacia adelante y 5 veces a los lados del punto de cálculo. El número de puntos en sentido longitudinal debe ser 10 para interdistancias hasta 50 m entre luminarias. Si la interdistancia es superior a 50 m, el número de puntos es un entero tal que " $d \leq 5 \text{ m}$ ", donde d es la distancia entre puntos. Se recomienda tomar 5 ó 3 puntos de cálculo en cada carril en dirección transversal con un punto localizado en el centro de cada carril. Los 2 puntos más exteriores se colocan a 1/10 o 1/16 del ancho del carril medido desde el borde exterior del carril. Para el cálculo de la luminancia promedio \bar{L} , y la uniformidad general (U_o) el observador debe estar: [33]

- En sentido longitudinal a 60 m antes de la primera fila de puntos.
- En sentido transversal a $\frac{1}{4}$ del ancho de la calzada o vía a partir del borde derecho de la misma.
- En sentido vertical a 1.5 m sobre la vía.

Para el cálculo de las uniformidades longitudinales, el observador se coloca longitudinalmente a 60 m antes de la primera fila de puntos, pero transversalmente se desplaza el eje de cada carril de circulación. La altura es de 1.5 m respecto a la calzada. [33]

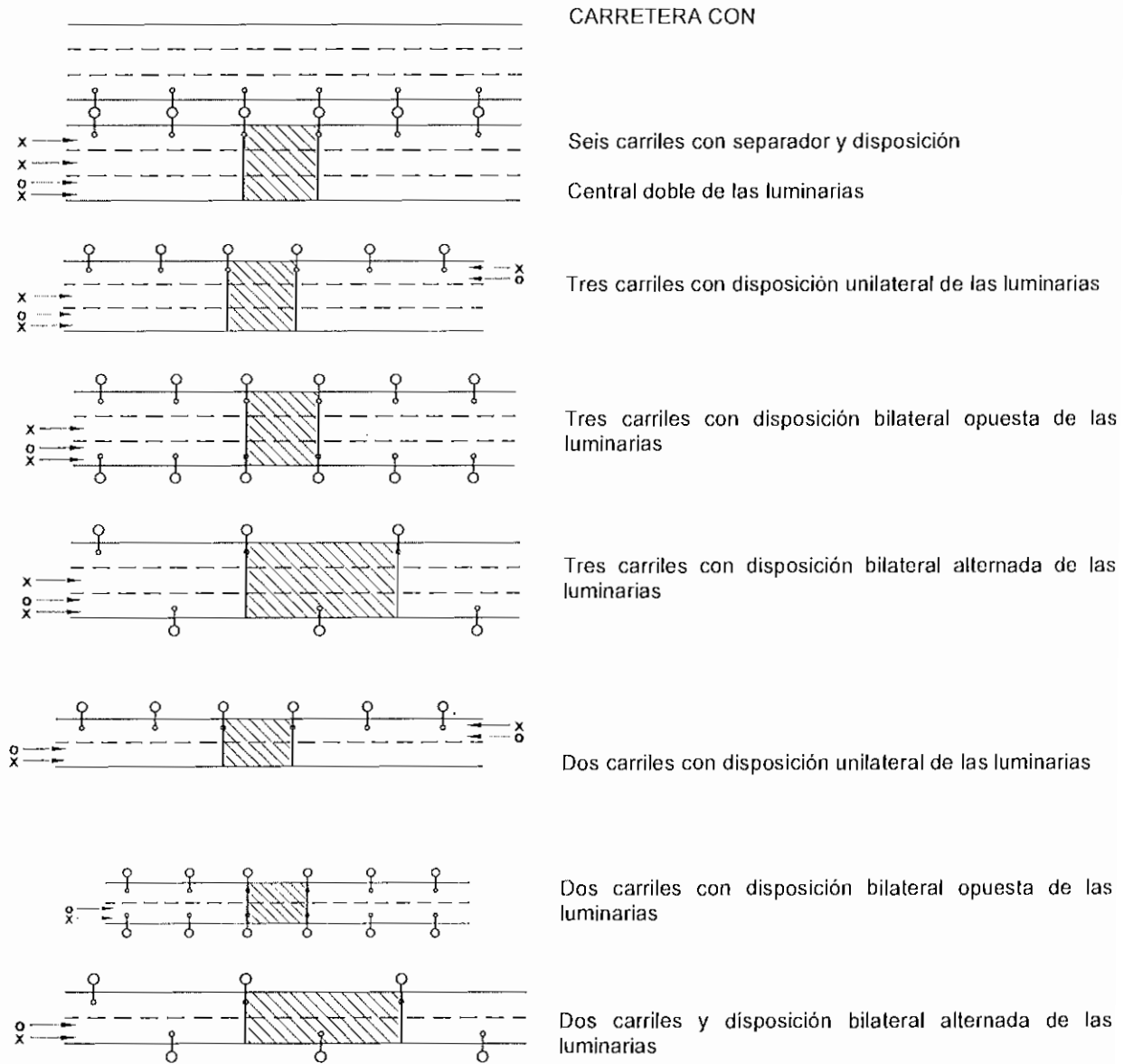



Fig. 3.24: Ejemplo de la localización de puntos de observación y campos de cálculo en tramos rectos de vía de acuerdo a la norma NTC 900 [33]

Convenciones:

- o Para el cálculo de luminancia promedio y Uniformidad general.
- x Para el cálculo de uniformidad longitudinal
-  Campo de cálculo [33]

3.9 ENSAYO DE LA BOMBILLA.

Consiste en alimentar la bombilla con 198 V (para sodio) y contabilizar el tiempo desde el encendido hasta que el voltaje en bornes de la bombilla sea de 50 V. los cuales dependen de la potencia de la bombilla, de acuerdo con lo especificado en la hoja de datos técnicos respectiva de la norma NTC 2243. [36]

3.9.1 PROCEDIMIENTO DEL ENSAYO:

Se ajusta el voltaje de alimentación a su valor nominal y se enciende la bombilla dejándola estabilizar, es decir, hasta que sus características eléctricas (potencia, corriente y voltaje en bornes), dejen de variar.

Luego de alcanzar este estado, se procede a leer y registrar los valores de potencia, corriente y voltaje dados por la bombilla con su balasto de referencia, leídos en la media 2 del analizador de carga.

3.9.2 AUMENTO DE VOLTAJE EN LOS BORNES DE LA BOMBILLA.

En las luminarias de sodio, se realiza el ensayo de aumento de voltaje en los bornes de la bombilla, con lo cual se verifica el diseño del reflector. Para esto se realiza el siguiente procedimiento:

Se mide inicialmente el voltaje que alcanza la bombilla fuera de la luminaria, libre de rayos luminosos reflejados hacia ella y luego se mide el voltaje en los bornes de la bombilla, cuando está en funcionamiento dentro de la luminaria. La diferencia de los voltajes obtenidos, se compara con los valores máximos permisibles para cada potencia, contemplados en la hoja de datos técnicos indicados en la Norma NTC 2243, para la respectiva bombilla. [36]

De esta comparación se determina si el diseño del conjunto óptico de la luminaria cumple o no con la norma. Sobrepasar este valor significa disminuir la vida de la bombilla.

3.10 PRUEBA DE BALASTOS.

Este numeral aplica ensayos de rutina a balastos utilizados con bombillas de alta intensidad de descarga, vapor de mercurio, sodio o metal-halide. [38]

3.10.1 INSPECCIÓN VISUAL.

El objetivo de esta revisión, es examinar el balasto para comprobar que los siguientes aspectos cumplen con las normas relacionadas.

El balasto debe tener un rotulado legible e indeleble con la siguiente información:

- Marca de origen.
- Designación del tipo.
- Voltajes de alimentación nominal.
- Potencia nominal y tipo de fuente luminosa (bombilla).
- Símbolo para protección contra agua.
- Símbolo para balasto independiente o remoto.
- Terminales fácilmente accesibles, identificables y con indicación de su voltaje.
- Valor de la temperatura nominal del devanado (T_w).
- Aumento nominal de temperatura del devanado (t).
- Fijación: El balasto debe tener medios fuertes y adecuados para su fijación en la luminaria [38]

3.10.2 ENSAYO DE CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

El objetivo de este ensayo es verificar los parámetros eléctricos de los balastos, corriente, voltaje, potencia, regulación.

Procedimiento.

Los parámetros eléctricos a medir son la corriente de arranque y corriente nominal, voltaje y potencia activa de operación de la bombilla. Una vez verificado el circuito, se coloca la bombilla de referencia, con el balasto patrón, y luego de un período de estabilización de aproximadamente 30 minutos, se registran los datos de:

- Corriente de trabajo de la bombilla
- Potencia de trabajo de la bombilla
- Voltaje en bornes de la bombilla

Estos valores son registrados como referencia para comparar los valores dados por el balasto bajo ensayo. Para medir los parámetros de los balastos bajo ensayo se intercambian de posición los balastos y se inicia nuevamente el ensayo registrando como dato inicial la corriente de arranque de la bombilla, correspondiente al valor más alto registrado. En la medida del pulso de arranque para bombillas de sodio alta presión, se utiliza un osciloscopio para determinar los parámetros del pulso. En este caso se debe conectar un condensador de 0,5 microfaradios para filtrar las altas frecuencias y otro condensador de 20 picofaradios para simular la carga de la bombilla. También, se debe conectar a tierra el núcleo del balasto, los condensadores y el arrancador. [38]

Para tomar los valores de potencia, voltaje y corriente de trabajo de la bombilla con el balasto bajo ensayo, se requiere de un período de estabilización de aproximadamente 30 minutos, esto es, hasta que los parámetros eléctricos en la bombilla de referencia se estabilicen.

3.10.3 ENSAYO DE CIRCUITO ABIERTO.

Con esta prueba se determina el voltaje mínimo que entrega el balasto y que es requerido para la operación que estable de la bombilla. Se realiza operando el balasto entre el 92% y el 106% del voltaje nominal a la frecuencia nominal, registrándose el voltaje en los bornes del portabombilla. [38]

3.10.4 ENSAYO DE CORTOCIRCUITO.

Con esta prueba se determina la corriente máxima de cortocircuito que entrega el balasto y que es tolerada por la bombilla. Se realiza cortocircuitando la bombilla de referencia, alimentando el circuito entre el 92 y el 106% del voltaje nominal, registrándose el valor de la corriente.

3.10.5 MEDICIÓN DEL FACTOR DE CRESTA.

El factor de cresta determina la calidad del balasto, pues si excede los valores establecidos en la Norma, disminuye la vida de la bombilla.

Procedimiento:

Se aplica un voltaje entre 92% y 106% del valor nominal y se determina la forma de la corriente. Con el circuito estabilizado se lee la corriente RMS, de la medida 2 y se encuentra el voltaje pico a través de R, medido con el osciloscopio o multímetro de voltaje pico. Para determinar la corriente pico se divide el valor del voltaje pico por el valor de R y para obtener el factor de cresta se divide el valor de la corriente pico por el valor de la corriente RMS. Este factor no debe exceder de 1,7 para voltajes entre el 92% y 100% y de 1,8 para voltajes entre 100% y 106%; si el factor de cresta excede estos valores, se disminuye la vida de la bombilla. [38]

3.10.6 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DEL BALASTO

Las pérdidas del balasto bajo ensayo se obtienen por diferencia entre las lecturas de potencia registrada en la media 1 y la potencia registrada de la medida 2, del diagrama del circuito presentado en el capítulo 4 (figura 4.9), esto es, potencia de entrada y salida del circuito.

3.10.7 CURVA CARACTERÍSTICA DE COMPORTAMIENTO DEL BALASTO UTILIZADO CON BOMBILLAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN.

Las bombillas de vapor de sodio a alta presión, tienen un comportamiento a lo largo de su vida, diferente del resto de bombillas, pues a medida que la bombilla envejece va aumentando el voltaje de arco del tubo de descarga.

Por esta razón el balasto para las bombillas de sodio alta presión requiere de un diseño especial y su comportamiento está definido por un trapecioide determinado así:

- Sobre el eje Y por las líneas de potencia máxima y potencia mínima
- Sobre el eje X por las líneas de voltaje máximo y voltaje mínimo

De esta forma se garantiza el correcto funcionamiento de la bombilla.

El procedimiento para obtener la característica del balasto de sodio de alta presión en el diagrama trapecoidal, se utiliza el mismo diagrama del circuito mostrado en la figura 4.9 del siguiente capítulo, en el cual se toman los valores de voltaje y potencia de la bombilla.

Para obtener el ciclo de vida de la bombilla, se acelera el proceso envolviéndola en un material reflector (papel de aluminio) con el fin de que los rayos de luz sean devueltos y caliente la bombilla, de forma que su voltaje de arco se incremente hasta que se produzca el apagado, simulando de esta manera el ciclo de vida de

la bombilla. A través de un graficador previamente conectado al mismo circuito, se obtiene la curva típica del balasto, potencia de la bombilla en función del voltaje en los terminales de la bombilla, para el voltaje nominal, para el 90% y 110% del mismo. Durante la vida de la bombilla, la curva de la característica típica del balasto debe estar dentro de los límites especificados por el trapecioide, para el voltaje y potencia de la bombilla. La curva del balasto debe interceptar los límites de voltaje dentro de los límites de potencia y mantenerse dentro de estos últimos durante todo el rango de crecimiento del voltaje de la bombilla. [38] [36]

3.10.8 DESCRIPCIÓN DEL TRAPEZIO.

En el trapecio mostrado en la figura 3.25, la escala vertical expresa la potencia de la bombilla y la horizontal indica el voltaje entre sus terminales.

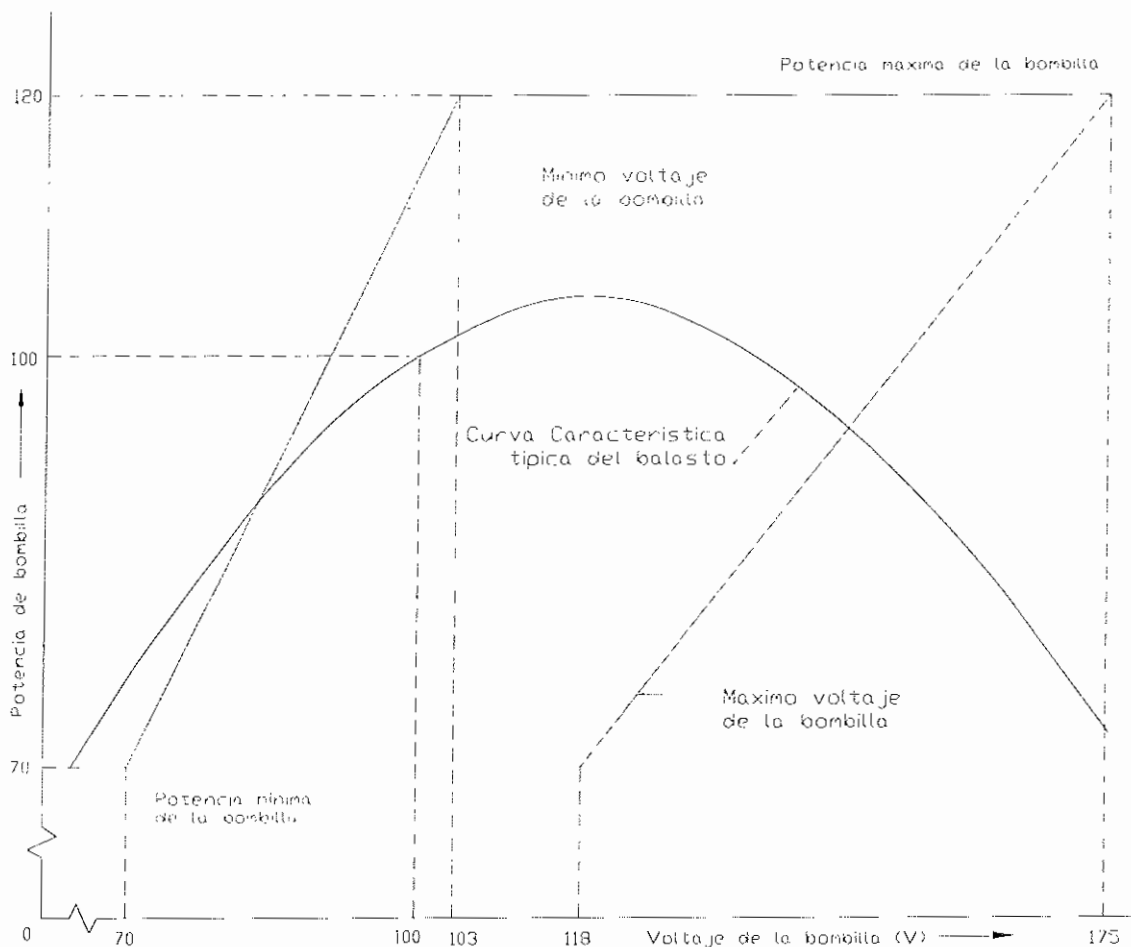


Fig. 3.25: Trapecio de una bombilla de vapor de sodio alta presión de 100 W y características para diseño del balasto. [38] [36]

El lado izquierdo del trapecio establece las condiciones iniciales de operación y el lado derecho las condiciones finales de vida. La línea superior establece la máxima potencia aceptable para la bombilla. Si se excede esta potencia disminuye la vida de la bombilla e incluso puede producir su destrucción. La línea inferior establece los límites mínimos de potencia para operación de la bombilla. Potencias inferiores durante el arranque pueden causar chisporroteo de los electrodos lo que disminuye su vida. [38] [36]

Las especificaciones eléctricas de operación han sido normalizadas y para cada tipo particular de bombilla, se presenta un trapecio que determina los límites de potencia y voltaje, entre los cuales la bombilla debe operar. En las figuras que se presentan a continuación, se pueden observar algunos casos especiales que se presentan al analizar dichas curvas como son:

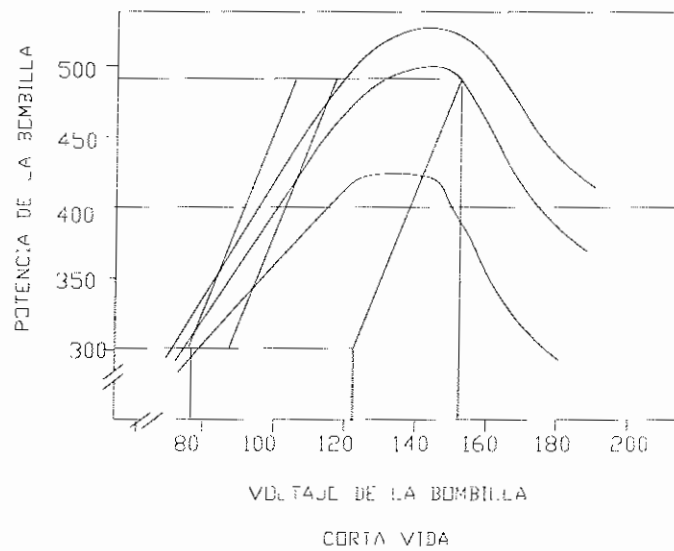


Fig. 3.26: Corta vida.

La corta vida se produce como consecuencia de la operación con tendencia al límite superior de potencia que acelera el aumento de voltaje, reduciendo la vida de la bombilla en un 30% a 50%.

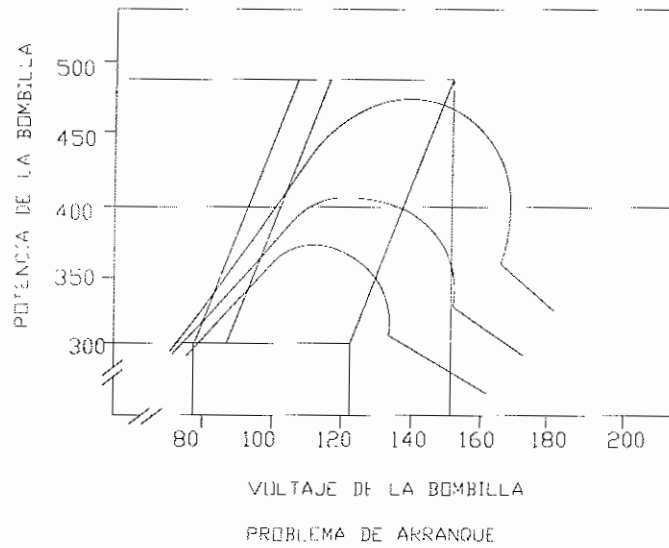


Fig. 3.27: Problema de arranque.

Problemas de arranque como consecuencia de operación con tendencia al límite inferior de potencia.

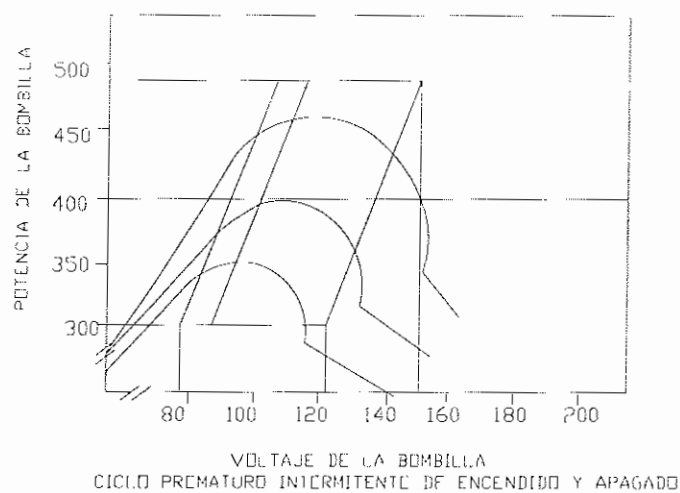


Fig. 3.28: Ciclo prematuro intermitente de encendido y apagado.

Esto se da como consecuencia de operación con tendencia al límite inferior de potencia.

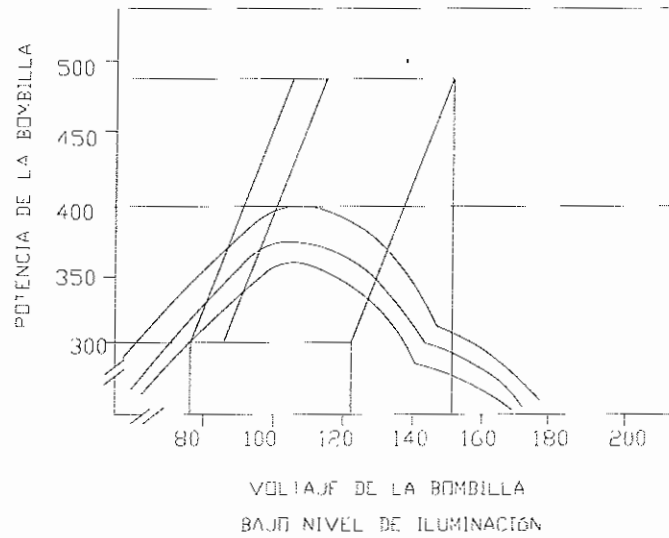


Fig. 3.29: Bajo nivel de iluminación.

Como consecuencia de operación por debajo del voltaje nominal.

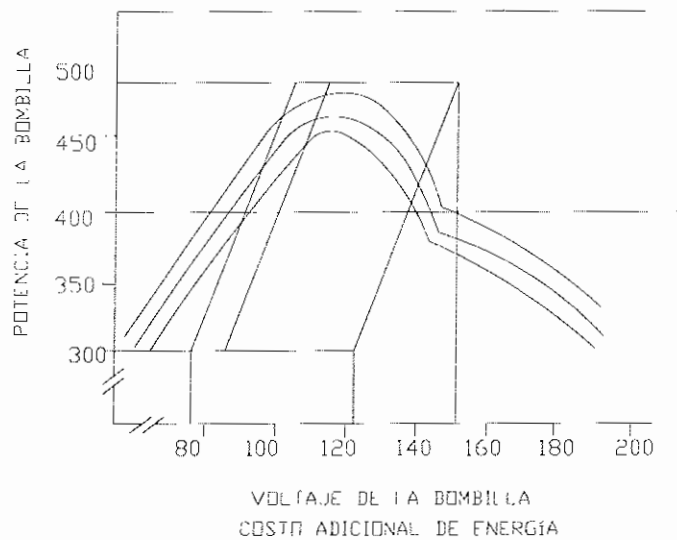


Fig. 3.30: Costo adicional de energía.

Como consecuencia de operación por encima del voltaje nominal, que incide en mayores niveles de iluminación y mayor consumo de energía.

Todos estos gráficos son para bombilla con voltaje nominal de 400 W.

3.11 PRUEBA DE ARRANCADORES.

En este numeral se establecen los requisitos que deben cumplir, y los ensayos a que deben someterse los arrancadores para verificar las características del pulso, entre otros, amplitud, altura, tiempo de subida y de duración, repeticiones por ciclo y forma, además de ubicación en grados eléctricos, requeridos para el arranque de las bombillas de sodio alta presión, según lo establecido en las normas IEC 662 y NTC 2243, ANSI C82.4. [36]

3.11.1 FORMA DE PULSO (ONDA DE IMPULSO).

Procedimiento.

Se conecta el conjunto eléctrico completo de la luminaria, y a este se adiciona un osciloscopio conectándose entre el terminal del arrancador que va al centro del portabombilla y el común (tierra), según se muestra en la figura 3.31.

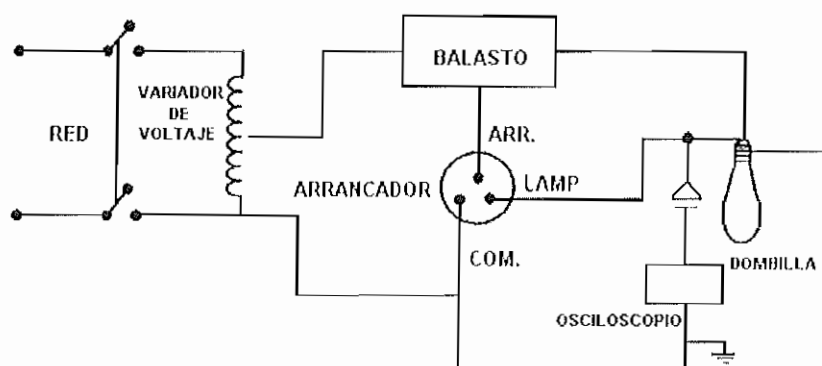


Fig. 3.31: Diagrama del circuito para onda de impulso.

El sistema se alimenta a voltaje nominal o al voltaje requerido por el ensayo, para verificar el encendido de la bombilla y después se desconecta, quedando el circuito abierto. En este momento aparece en el osciloscopio la forma del pulso del cual se toman los datos requeridos para la verificación del funcionamiento del arrancador, los cuales se consignan en el formato correspondiente.

Para mayor ilustración de la adquisición de datos se presenta la figura 3.32, donde se muestran las formas y los parámetros del pulso de arranque, tanto para el sistema Americano como para el sistema Europeo. Entre otros parámetros, se establecen los siguientes:

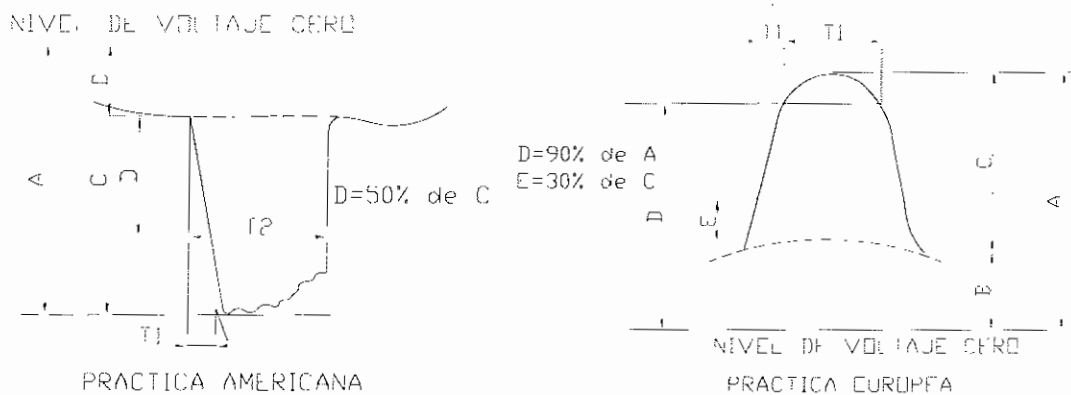


Fig. 3.32: Forma de la onda de impulso.

- **A:** Pico de Impulso. Altura, especificada en la hoja de datos técnicos
- **B:** $\sqrt{2}$ * Valor eficaz del voltaje de ensayo, especificada en la hoja de datos técnicos
- **C:** **A – B**
- **T1:** Tiempo de elevación, especificado en la hoja de datos técnicos
- **T:** Duración
- **E:** **30% * C**
- **D:** **90% * A** (práctica europea) **D: 50% * C** (práctica americana)

La ubicación del pulso depende del tipo de balasto a utilizar; si es en atraso (reactor), o en adelanto (CWA); sus parámetros se encuentran en la hoja de datos técnicos requeridos por cada bombilla de acuerdo con lo estipulado en la Norma NTC 2243 e IEC 662.

3.12 DISPOSICIONES GENERALES PARA PRUEBAS DE RUTINA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Debido a la gran importancia de estos equipos, es necesario que cada transformador se someta a un régimen de pruebas, de las cuales algunas son necesarias para conocer el estado de estas máquinas, tanto nuevas, viejas y reparadas, para tener la certeza de que los equipos que se integren al sistema de distribución, cumplan con los parámetros establecidos por las normas ecuatorianas e internacionales. [39]

La norma INEN NTE 2111 en la sección 3.1.2 define como pruebas de rutina a las que se deben realizarse a cada transformador en forma individual y además, describe las diferentes pruebas de rutina a las cuales se deben someter los transformadores.

Las Pruebas de Rutina, se deben aplicar a cada transformador de forma individual, con el objetivo de determinar el comportamiento eléctrico de los transformadores.

Las pruebas eléctricas de rutina citadas por la norma NTE 2111 en el literal 3.1.4.1 son:

- a) Medición de resistencia de los devanados.
- b) Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad.
- c) Medición de los voltajes de cortocircuito.
- d) Medición de las pérdidas con carga.
- e) Medición de las pérdidas sin carga (en vacío) y corriente de excitación.
- f) Medición de la resistencia de aislamiento con mega óhmetro para transformadores de distribución.
- g) Prueba de la rigidez dieléctrica del líquido aislante y refrigerante.

Para la realización de estas pruebas, se debe tener en cuenta las siguientes disposiciones:

- Las pruebas pueden realizarse a cualquier temperatura ambiente dentro de un rango comprendido entre 10°C y 40°C; y para los transformadores enfriados por agua, a una temperatura no mayor a 25°C.
- Todos los componentes y accesorios externos que puedan afectar el funcionamiento del transformador deben estar colocados en su lugar.
- En los devanados con derivaciones, sólo que se llegue a otro acuerdo entre el fabricante y el comprador, y a menos que la prueba específicamente requiera de algo mas, las pruebas deberán efectuarse en la derivación principal.
- Las condiciones de prueba para todas las características, a excepción de las de aislamiento, deben ser a la condición nominal, a menos que la prueba especifique lo contrario.
- El voltaje de las fuentes de energía utilizadas en las pruebas deben ser a frecuencia nominal y tener una forma de onda sinusoidal, con excepción para las pruebas de rutina de la prueba de sobre voltaje inducido.

En los protocolos de pruebas de transformadores, se debe aclarar que:

- Las normas indican los valores máximos de pérdidas que no deben sobrepasar los transformadores.
- Lo que ofertan los distribuidores o fabricantes son los valores que garantizan, y que deben ser iguales o menores a los de la norma.
- El protocolo de pruebas indica los valores reales de los transformadores iguales o menores a los valores ofertados, incluido la tolerancia, como indica la norma NTE INEN 2114 y 2115.

3.13 MÉTODOS DE ENSAYO.

A continuación se presentan los diferentes procedimientos y métodos de ensayo.

3.13.1 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS.

Para realizar esta medición, se tomará como base la norma NTE INEN 2118, para realizar la medida se aplica el método de caídas de voltaje o del puente de Wheatstone. Para esta prueba se recomienda el método de la caída de voltaje, esta medida se utilizará una fuente D.C. regulada, un voltímetro y un amperímetro. Los métodos de Caída de Voltaje y del Puente de Wheatstone se encuentran anexados al final como parte de la norma NTE INEN 2118. [17]

3.13.1.1 Método de la caída de voltaje (Voltímetro - Amperímetro).

Procedimiento

De acuerdo al esquema que presenta la norma, el conmutador debe estar en la derivación principal o nominal. Se conectan los terminales del equipo con los terminales del transformador donde se desea medir la resistencia, se energiza y se permite al circuito que consiga estabilizarse. Cuando se logra la condición de estabilidad, se toman las lecturas de voltaje y corriente y se calcula la resistencia según la ley de ohm. Se tomarán medidas entre los terminales de alto voltaje y entre los terminales de bajo voltaje. Con los valores obtenidos se calcularán las pérdidas en el cobre por resistencia ($I^2 \times R$), a la temperatura a la que fueron medidas las resistencias de los devanados. Los cálculos de pérdidas ($I^2 \times R$), a temperatura ambiente y su corrección a 75°C o a 85°C se realizarán aparte.

3.13.1.2 Método del puente de Wheatstone.

Procedimiento

Se debe registrar la resistencia de cada devanado, los terminales entre los cuales se mide y la temperatura de los devanados, la medida se realiza con corriente continua, se debe cuidar que no se tenga la presencia de efectos inductivos.

Cuando se realizan mediciones en caliente, se debe observar el tiempo que transcurre hasta que la corriente se estabilice, y que desaparezcan los efectos inductivos antes que las lecturas de la resistencia sean registradas. Para los transformadores sumergidos en aceite, antes de obtener el valor de las resistencias, no deben haber estado excitados o con carga, por lo menos durante ocho horas, entonces se registra la temperatura del aceite, la temperatura del devanado se considerará igual a la temperatura ambiente y esta estará en un promedio de 20° C.

Cuando se efectúe la medida por métodos como el del puente de Wheatstone o instrumentos de lectura directa, se deberá tener especial cuidado en las conexiones para medir resistencias bajas, para evitar involucrar errores por resistencia de contacto.

3.13.2 MEDICIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR.

Este ensayo tiene por objetivo determinar la polaridad y relación de transformación. Para poder realizar esta prueba, se toma como referencia lo descrito en la norma NTE INEN 2117 que se indica en el anexo. Se utilizará un medidor de relación de transformación (TTR) ya que es el que brinda mayor confiabilidad en cuanto a precisión (0.1% o mejor). La conexión del TTR al transformador se hará de acuerdo a la instrucción particular de manejo del aparato medidor de relación (manual de manejo). [16]

Las causas posibles de fallas, es cuando los terminales del equipo están invertidos, cuando uno de los terminales internos está descompuesto o hay un corto en las espiras.

3.13.2.1 Medición de la relación de transformación.

Para la medición de la relación de transformación, se realiza a voltaje nominal o menor, y a frecuencia nominal o mayor, para los transformadores conectados en estrella con el punto neutro inaccesible, la prueba se realizará para todas las fases en conjunto (circuito polifásico) aplicando un voltaje simétrico con un porcentaje de asimetría de hasta 0.5%. Para los transformadores polifásicos donde cada fase sea independiente y accesible, la prueba se realiza preferentemente para cada fase (circuito monofásico) pero también puede realizarse para todas las fases en conjunto (circuito polifásico). Para transformadores con derivaciones, la medición de la relación de transformación debe efectuarse para todas las derivaciones. [16]

Método del voltímetro.- Consiste en aplicar un voltaje alterno sinusoidal de valor conocido al devanado de mayor voltaje, midiendo este voltaje y el que aparece en el otro devanado por medio de voltímetros y transformadores de voltaje apropiados. La relación de los dos voltajes medidos será la relación de transformación. Los voltímetros deben leerse simultáneamente. Debe realizarse una segunda lectura intercambiando los voltímetros, y se tomará el promedio de las dos lecturas para compensar el error de los instrumentos.

La relación del transformador de voltaje debe ser tal, que sitúe los dos voltímetros aproximadamente en la misma lectura, de otro modo la compensación del error por intercambio de los instrumentos no es satisfactoria y es necesario emplear una conexión apropiada de los mismos. [16]

Método del Transformador Patrón (TTR).- Consiste en comparar el voltaje del transformador bajo prueba con el de un transformador patrón calibrado, cuya relación es ajustable en pequeños escalones. Con este método, el transformador en prueba y el patrón se conectan en paralelo y se aplica voltaje a sus devanados de alto voltaje, mientras los otros devanados se hallan conectados a un detector sensible cuya indicación se lleva a cero ajustando la relación del transformador patrón. En ese punto, las relaciones de ambos transformadores son iguales.

Además, de los datos de placa que presentan los transformadores, se obtiene los voltajes nominales de alto y bajo voltaje, con los cuales se puede realizar el cálculo de la relación de transformación, y poder compararlos con los datos medidos. [16]

3.13.3 MEDICIÓN DE LOS VOLTAJES DE CORTOCIRCUITO.

La prueba de resistencia de los devanados tiene el mismo objetivo que esta prueba, que es determinar la impedancia de cortocircuito, de donde se obtendrá las pérdidas en el cobre $I^2 \times R$, por lo tanto la medición del voltaje de cortocircuito reemplazaría a la prueba de resistencia de los devanados.

La impedancia consta de una componente activa la cual corresponde a las pérdidas de cortocircuito, y de una componente reactiva que corresponde al flujo de dispersión en los devanados. Por la dificultad de la medición, no es práctico medir estas componentes separadamente, pero pueden calcularse después de medir las pérdidas totales y el voltaje de cortocircuito.

El valor del voltaje de cortocircuito o voltaje de impedancia, está generalmente entre el 1% y el 15% del voltaje nominal del devanado de excitación y este valor puede usarse como guía para seleccionar el voltaje de ensayo. [20]

Las componentes resistivas y reactivas del voltaje de cortocircuito, se pueden determinar por medio de las siguientes igualdades:

$$V_r = \frac{P_z}{I} \quad \text{Ecuación 3.10}$$

$$V_x = \sqrt{V_z^2 - V_r^2} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde:

- V_r = caída de voltaje, en voltios (dato).
- V_x = caída reactiva de voltaje, en voltios.

- V_z = voltaje de cortocircuito, en voltios.
- P_z = potencia medida en la prueba, en vatios (dato).
- I = corriente en el devanado de excitación, en amperios (incógnita).

Para obtener los valores por unidad, se dividen los valores V_r , V_x y V_z por el voltaje nominal del devanado de excitación (V_n). Para valores en porcentaje, se multiplican por 100 estos valores por unidad.

- La componente I^2R de las pérdidas de impedancia aumenta con la temperatura.
- La componente correspondiente a las pérdidas adicionales disminuye con la temperatura.

Para la ejecución de las pruebas se detalla de manera extensa en la norma NTE INEN 2129 que se encuentra en el anexo.

3.13.4 MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS CON CARGA.

Este ensayo sirve para determinar las pérdidas en los arrollamientos y el voltaje de corto circuito. Esta medición es igual a la prueba de cortocircuito, entonces no se realizará.

El procedimiento para determinar las pérdidas con carga es: se cortocircuita uno de los bobinados de alto o bajo voltaje, y aplicando un voltaje al otro bobinado para causar la circulación de una corriente específica en estos, las pérdidas de potencia dentro del transformador bajo esas condiciones, son iguales a las pérdidas con carga del transformador a la temperatura de ensayo y a una corriente de carga. [15]

Para mayor detalle, se describen los diferentes procedimientos en la norma NTE INEN 2116 (ver anexo), además también indica los procedimientos para determinar la corriente con carga, aplicable para transformadores de distribución sumergidos en aceite y secos.

Se puede producir pérdidas consecuencia de que el cambiador de tomas (taps), no este en posición nominal, conexiones internas flojas, sección insuficiente de los conductores utilizados para cortocircuitar el devanado de bajo voltaje. Además no se leen pérdidas como consecuencia de un circuito abierto en el devanado de bajo voltaje.

3.13.5 MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS SIN CARGA (CIRCUITO ABIERTO).

Este ensayo permite conocer las pérdidas en el núcleo, así como las corrientes de vacío del transformador, consiste principalmente de las pérdidas en el hierro del núcleo y son función de la magnitud, frecuencia y forma de onda del voltaje aplicado.

La determinación de las pérdidas sin carga debe hacerse con base en una onda sinusoidal de voltaje, a menos que sea inherente a la operación del transformador una forma de onda diferente. La lectura del voltímetro de valor promedio absoluto debe utilizarse para corregir las pérdidas sin carga con una onda sinusoidal de voltaje aplicado.

Las pérdidas sin carga son en gran parte pérdidas por histéresis y éstas son una función de la máxima densidad de flujo en el núcleo. Las pérdidas por corrientes parásitas en el núcleo, varían con el cuadrado del valor eficaz del voltaje de excitación y son básicamente independientes de la forma de onda del voltaje aplicado. Cuando el voltaje de ensayo se mantiene en el valor nominal con el voltímetro de valor promedio, el valor eficaz y las pérdidas por corrientes parásitas se deben corregir al voltaje nominal. [14]

Los métodos para determinar las pérdidas sin carga se describen en la norma NTE INEN 2113 que se encuentra en el anexo.

Las pérdidas altas en el núcleo y las pérdidas sin carga, se originan a consecuencia de las láminas del núcleo flojas y por una corta exposición en el horno.

3.13.6 PRUEBA DE VOLTAJE APLICADO.

El objetivo de esta prueba es verificar el que no exista falla en la llamada aislación principal, es decir, entre los devanados y tierra. A pesar de estar descrita en la norma INEN NTE 2111 como prueba de rutina, esta es una prueba tipo, ya que requiere de un equipo especial de elevado costo, y es empleada en la fabricación de los transformadores, por lo tanto, el equipamiento para esta prueba será descartado.

Para la ejecución de esta prueba, se deberá tomar en cuenta los requisitos de la norma NTE INEN 2125 (PRUEBAS DEL DIELECTRICO), tanto para transformadores de tipo seco, sumergidos en aceite y monofásicos utilizados en sistemas trifásicos. Esta prueba se realizará con un voltaje alterno monofásico, de forma de onda tan próxima a la sinusoidal como sea posible y de frecuencia nominal. [19]

Procedimiento

La prueba se inicia a un voltaje no mayor que $1/3$ del voltaje de prueba y se aumenta al valor apropiado dado en las tablas 1, 2 y 3 de la NTE INEN 2127 que se presentan al final de este documento como anexo, tan rápidamente como lo permita la indicación dada por el instrumento de medida. Al final de la prueba el voltaje se reduce rápidamente a menos de la tercera parte de su valor completo antes de desconectar.

El voltaje apropiado, obtenido de una fuente separada, se aplica sucesivamente durante 60 segundos, entre los devanados bajo prueba y los demás, conectados a tierra con el núcleo, armazón y tanque o cubierta del transformador.

Una vez finalizado las pruebas se considera satisfactorio si durante el tiempo de duración de la misma, no se presentan anomalías dentro del transformador tales como ruido audible, humo, burbujas, aumento súbito de la corriente consumida; durante la prueba la corriente puede elevarse de manera brusca por consecuencia de baja aislación entre las espiras, defecto del papel aislante, bajo nivel de aceite.

3.13.7 PRUEBA DE SOBRE VOLTAJE INDUCIDO.

Esta prueba nos permite comprobar el aislamiento entre espiras del devanado de bajo voltaje y aislación contra el tanque o cualquier elemento aterrado. Al igual que la prueba anterior, es una prueba que demanda de equipo muy costoso y es una prueba realizada por los fabricantes, y una vez más a pesar de estar descrita en la norma INEN NTE 2111 como de rutina, se deberá considerarle como prueba tipo o especial. [40]

Procedimiento

Consiste en aplicar a los terminales de bajo o de alto voltaje del transformador bajo prueba, un voltaje alterno de forma de onda tan próxima a la sinusoidal como sea posible y frecuencia incrementada sobre la nominal en un valor apropiado para evitar que la corriente de excitación durante la prueba sea excesiva.

Se mide el valor de cresta del voltaje inducido en los devanados. Su valor dividido por $\sqrt{2}$ deberá estar de acuerdo con lo indicado en las Tablas 1 ó 2 según corresponda, de la norma NTE INEN 2 127 (ver anexo).

La prueba debe iniciarse a un voltaje no mayor que un tercio del valor de prueba, aumentándolo tan rápidamente como lo permita la indicación dada por el instrumento de medida. Al final de la prueba, el voltaje debe reducirse rápidamente a menos de un tercio del valor de prueba, antes de efectuar la desconexión. La duración de la prueba será de 60 segundos para cualquier frecuencia de prueba menor o igual al doble de la frecuencia nominal. Cuando la

frecuencia de prueba excede al doble de la frecuencia nominal, la duración de la prueba en segundos será 120 veces el cociente de dividir la frecuencia nominal para la frecuencia de prueba, o bien 15 segundos, escogiendo siempre la que resulte mayor.

Si durante el ensayo se observa un aumento súbito de la corriente de alimentación y simultáneamente se dispara la protección (fusible o disyuntor), es indicio de que ocurrió un cortocircuito que puede estar localizado entre el devanado de bajo voltaje contra el núcleo, o el devanado de alto voltaje contra algún otro elemento conectado a tierra.

3.13.8 MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO.

La medida de resistencia del aislamiento, es un indicativo del estado del transformador en cuanto a humedad o contaminación, por elementos extraños en el aceite tales como polvo, pintura o partículas suspendidas en él.

Eventualmente esta prueba indica problemas de distancias entre partes vivas o contra tierra, en los casos en que son críticas. Tomando en cuenta la norma ANSI C57-12 de transformadores, en este literal se indicará algunas pautas para su ejecución e interpretación de resultados.

Es práctica común tomar una lectura puntual en un tiempo de un minuto, la cual puede afectarse por la temperatura o la humedad del aislamiento, por esto se recomienda adoptar como criterio de aceptación, el método de resistencia-tiempo, para determinar índice de polarización, ya que este no es afectado por la temperatura y es independiente del equipo utilizado, además, brinda una idea clara del estado de aislamiento. [26]

Las medidas que se deben tomar son:

- alto voltaje Vs bajo voltaje

- alto voltaje Vs tierra
- bajo voltaje Vs tierra

Para tomar las medidas, los terminales del devanado de alto voltaje se cortocircuitan entre si, lo mismo que los terminales del devanado de bajo voltaje. Se conectan los terminales del instrumento de medida (Megger), a los puntos entre los cuales se medirá la resistencia de aislamiento (AV vs BV).

Se aplica el voltaje del Megger al transformador bajo prueba, y se toma la primera lectura después de un minuto de estar conectado el Megger, este dato será el consignado en el protocolo de prueba, indicando también el voltaje de prueba y el tiempo de lectura. Se continúan tomando lecturas hasta el minuto diez, el voltaje de prueba será como mínimo 1000 voltios d.c.

Como criterio de aceptación, la relación entre la lectura del minuto diez y la del minuto uno no debe ser inferior a 1.5; a esta relación se llamada INDICE DE POLARIZACION. De igual manera, en ningún caso la lectura de resistencia de un minuto debe ser inferior a 2000 Mega ohmios. [26]

En los casos en que no se cumplan las dos condiciones anteriores no se debe hacer prueba de voltaje aplicado, ya que se corre el riesgo de dañar el transformador, y debe revisarse para tomar los correctivos necesarios.

Además del método del índice de polarización, y de acuerdo a la experiencia tomada del laboratorio de alto voltaje de la Escuela Politécnica Nacional, se aplicará un voltaje continuo de 2500 voltios a los puntos de alto y bajo voltaje, igual voltaje para los puntos de alto voltaje y el tanque, y un voltaje de 1000 voltios entre los puntos de bajo voltaje y el tanque. [26]

Como criterio de aceptación se tomará la referencia de una tabla descrita en la norma ANSI C57-12 citada a continuación:

L-L voltage Class KV	Megohms	L-L voltage Class KV	Megohms
1.2	32	92	2480
2.5	68	115	3100
5	135	138	3720
8.66	230	161	4350
15	410	196	5300
25	670	230	6200
34.5	930	287	7750
46	1240	345	9300
69	1860		

Tabla 3.1: Tabla de aceptación de acuerdo a la norma ANSI C57-12.

3.13.9 PRUEBA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL LÍQUIDO AISLANTE Y REFRIGERANTE.

El objetivo es determinar el voltaje de ruptura del aceite empleado en el transformador.

El voltaje de un líquido aislante sirve para indicar la presencia de agentes contaminantes tales como: agua, suciedad o partículas conductoras, las cuales pueden estar presentes en las oportunidades que se registran valores de voltaje de ruptura relativamente bajos. [28]

Para la ejecución de esta prueba, se tomará como referencia la norma NTE INEN 2133, esta norma determina los requisitos que los aceites aislantes nuevos, a granel o envasados en tambores y utilizados para la inmersión o llenado de transformadores e interruptores, en los cuales se requiere el aceite, como aislante o como medio refrigerante, o ambos. [27] [41]

Esta norma no se aplica a aceites de alta viscosidad, ni a aquellos que se utilizan en cables o condensadores, ni a los que se emplean con propósitos especiales de impregnación.

Las pruebas de rutina realizadas en el aceite, son pruebas que deben realizarse sobre todas las unidades de un lote.

Mientras se tome como referencia la NTE INEN 2133, para determinar la clase de aceite, se recomienda seguir el método indicado en la Norma IEC 296.

A continuación, se presenta un resumen de las normas que pueden ser aplicadas, y de los diferentes tipos de electrodos, tiempos y voltajes empleados, dependiendo de cada norma. [31]

NORMA	CEI	VDE	ASTM	BS
Electrodo	Esfera Ø12.5 a 13 mm casquete esférico Ø=25 mm	Casquetes esféricos Ø=25 mm	Disco Ø 1''+ ensayo VDE	Esferas Ø = 13 mm
Separación	2.5 mm	2.5'' mm	0.1''	4.0 mm
Nº de muestra	1	1	1	3
Nº de pruebas para muestras	6	6	5	1
Incremento de voltaje	2kV/s hasta perforación	3kV/s hasta perforación	3kV/s hasta perforación	10 a 15 seg. hasta valor definido
Duración	-----	-----	-----	-----
Transformador	20 mA en Cortocircuito a 15 kV	250 VA A 60 kV	> 2 kVA	20 mA en Cortocircuito A 15 kV
Voltaje de ruptura	Promedio de 6 descargas	Promedio de las 5 últimas descargas	Promedio de 5 descargas	-----
Criterio de bondad y aceptación del aceite	Aceite no tratado min. 30 kV tratado min. 50 kV	50 kV ó 200 kV/cm	Min. 30 kV	Dos Muestras que excedan los 40 kV.

Tabla 3.2: Normas empleadas para la prueba de rigidez dieléctrica.

3.14 PRUEBAS EN LOS PARARRAYOS DE DISTRIBUCIÓN.

Las pruebas a las cuales los pararrayos deben someterse, se encuentran estandarizados para pruebas tipo o especiales, y pruebas de rutina a efectuarse por el fabricante, empleando equipo especializado, que Emelnorte no justifica la adquisición, por su alto costo y bajo beneficio.

En la norma de la IEEE C62.11 y la norma IEC 60099-4 se describen las pruebas de rutina para los fabricantes para el 100% de la producción y aplicables para pararrayos de voltaje nominal mayor a 1000V.

Estas normas indican lo que puede suceder al fallar los bloques de oxido de zinc (ZnO) únicamente, en distintos tipos de diseños para minimizar el riesgo de daños. Sin embargo hay diferencias entre los requisitos entre las ediciones actuales de las dos normas más comúnmente de pararrayos, la CEI 60099-4 y la IEEE C62.11, diferencias que pueden resumirse en: [24] [25]

CEI 60099-4

- Procedimiento bien especificado para diferentes diseños y tipos de envolvente.
- Incluye corriente de prueba alta, intermedia y baja.
- Distinción clara en cuanto a requisitos específicos para descargadores de polímero. [21]

IEEE C62.11

- Define el mismo procedimiento de prueba y modo de falla (hilo fusible) para pararrayos de estación e intermedios, con envolvente de porcelana y de polímero. Solo requiere la prueba de corriente alta y baja.
- Procedimientos diferentes para pararrayos de distribución, con envolvente de porcelana y de polímero. Define diferentes modos de falla para corriente de prueba alta, intermedia y baja, solamente para pararrayos de distribución con envolvente de polímero.

3.14.1 PROCEDIMIENTOS DE PRUEBA.

El rendimiento en corto circuito de un pararrayo de sobre voltajes es en gran medida una cuestión de riesgo estadístico y probabilidad. Por consiguiente, una ronda de pruebas exitosas o fallidas, no pueden garantizar con certeza la repetitividad en servicio. Por esta razón, se debe realizar un número considerable de secuencias de pruebas en corto circuito en la fase de diseño y desarrollo antes de elegir una solución final para fabricantes. Así se aumenta la probabilidad de que el pararrayo funcione realmente con el resultado esperado. Para esto es importante y crucial realizar pruebas en la envolvente de la unidad más larga, porque las pruebas en longitudes de envolventes menores no tienen correlación directa con el rendimiento a plena longitud. [22] [23]

La norma CEI 60099-4 define y especifica claramente el dispositivo necesario para conectar el circuito de prueba, mismo que debe realizarse de forma que represente el peor caso posible para un diseño determinado.

3.14.2 CORRIENTES DE PRUEBA.

En el pasado, se daba por supuesto que un pararrayo compatible con una determinada clase de corriente, en lo que respecta a capacidad de alivio de presión, era compatible automáticamente con todas las clases de corriente más bajas. Posteriormente se constató que ello no era así, que un diseño puede incluir “zonas grises” si sólo es probado con la amplitud de corriente más alta posible.

Unidades muy largas pueden trasladar el arco automáticamente al exterior cuando hay corrientes extremadamente altas, pero fallar violentamente con corrientes bajas. Para evitar esta incertidumbre, la norma CEI 60099-4 requiere que los pararrayos no sólo sean probados con la corriente de corto circuito más alta (100%), sino también aproximadamente el 25% y 50% de la corriente más alta. Además, también debe hacerse una prueba de corriente baja, para la

ejecución de estas pruebas se requiere de equipos muy costosos, por lo que Emelnorte no justifica su adquisición. [22] [23]

La norma CEI detalla asimismo los requisitos para duraciones de prueba y niveles de corriente de cresta válidos para un diseño determinado. En particular, los requisitos permiten probar los pararrayos en toda su longitud, algo que se considera significativo para verificar el comportamiento real en corto circuito.

3.14.3 EVALUACIÓN DE PRUEBAS.

Los criterios de aprobación básicos son que no ocurra resquebrajamiento violento y que las llamas se auto extingan dentro de 2 minutos. Sin embargo, por razones prácticas, se considera demasiado severo tener requisitos como "permanecer completamente intacto" o "no debe salir lanzada ninguna pieza" como criterios de aprobación de pararrayos de sobre voltajes sometidos a pruebas de corto circuito. Con estos criterios, un descargador no sería aprobado a pesar de tener un rendimiento general positivo. Por consiguiente, la CEI 60099-4 permite la caída fuera del envoltorio de prueba de fragmentos de material cerámico (bloque de ZnO o porcelana) de hasta 60 gramos de peso, tapas de ventilación para alivio de presión y piezas blandas de materiales poliméricos. [37]

Es aceptable que los materiales poliméricos blandos pueden causar daños menores o nulos en caso de ser lanzados. No obstante, se critica el hecho de que la norma acepte que materiales duros de hasta 60 gramos de peso puedan ser lanzados a una distancia considerable del pararrayo. Se considera que esto es un compromiso para con los fragmentos de material duro, como porcelana o bloques de ZnO, que salen del envoltorio de prueba sin una energía cinética peligrosa.

Las deficiencias es que no se hace distinción alguna con los fragmentos que son lanzados explosivamente durante la prueba. Una pieza de material cerámico de 60 gramos, cuando es lanzada con fuerza suficiente, puede causar daños materiales o personales graves. Por consiguiente se considera importante

entender la diferencia entre “no destructivo” y “no explosivo”. Así pues, aunque los fragmentos pesen menos de 60 gramos, el criterio adicional debería ser que no haya una explosión que produzca la expulsión violenta de material duro al exterior del envoltorio de prueba.

Por ejemplo, no se puede considerar con buena conciencia que un pararrayo que haya explotado con una fuerza tal que el material cerámico es pulverizado completamente, quedando solamente piezas que pesan menos de 60 gramos, ha aprobado la prueba.

3.15 PRUEBAS DE RUTINA.

Los pararrayos deberían ser sometidos a 100% de pruebas de rutina en la fábrica, de manera de garantizar la confiabilidad del equipo. Dichas pruebas son:

- a) Inspección física y visual al 100% de la producción.
- b) Voltaje aplicado en seco.
- c) Corriente de fuga al MCOV.

3.15.1 INSPECCIÓN VISUAL Y FÍSICA.

Es importante tener una revisión de visual del equipo, previa a la instalación, esto puede ahorrar costos y tiempo para la empresa.

3.15.2 VOLTAJE APLICADO EN SECO.

Este voltaje permite conocer la capacidad en kV del diseño del pararrayo, es decir su voltaje de diseño, para esto se requiere de equipo que genere altos voltajes, de manera de determinar el momento de disrupción del pararrayo sometido a la prueba, y por lo tanto no se podrá realizar por su elevado costo. [24] [25]

3.15.3 CORRIENTE DE FUGA AL MCOV.

Es la corriente determinada al máximo voltaje de operación en forma continua, es decir, al voltaje de operación.

Para la determinar el MCOV más adecuado para una aplicación específica, se procede a:

- Definir el voltaje eficaz máximo de línea de la red.
- Determinar el tiempo máximo de limpieza de falla.
- Determinar el sobre voltaje transitorio de frecuencia industrial TOV

Esta prueba se debe efectuar con voltaje alterno, para poder simular las condiciones reales a las que se va a someter al equipo en la práctica. Entonces de manera similar esta prueba requiere de equipo especial de alto voltaje.

CAPÍTULO IV

▪ EQUIPAMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO

CAPÍTULO IV

EQUIPAMIENTO Y DIMENSIONAMIENTO

El equipamiento del laboratorio de pruebas de rutina, está basado de acuerdo a las necesidades descritas en los capítulos II y III, sus requerimientos técnicos se basan en las respectivas normas empleadas para cada prueba.

4.1 CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA.

4.1.1. EQUIPO PARA MEDIDORES ELECTROMECAÑICOS.

Se debe aclarar que Emelnorte ya cuenta con equipos de contrastación, entonces, lo planteado en la elaboración de este proyecto es la unificación de dichos equipos en un solo lugar, con el objetivo de que Emelnorte cuente con un laboratorio integral, en un solo espacio físico.

Para la contrastación de medidores electromecánicos, se puede emplear métodos como el de medidor patrón, y con carga conocida, para este último, se necesitará un cronómetro, un voltímetro, un amperímetro, focos de potencia alta y conocida que actúen de carga conocida y una fuente de energía (red).

Sin embargo, el método con carga conocida no se empleará ya que se dispone de equipos que emplean el método del medidor patrón, descritos en el capítulo III y que basan su funcionamiento de acuerdo a la norma ANSI C12.1:

- Landis + Gir serie TVE 102/3 (Norma IEC 62053-21)
- AVO international ATB-3P-SIGMA (MULTI-AMP) (Norma 62053-22)
- MTE (Meter Test Equipment) PST 2.1 (Norma 62053-22)



Fig. 4.1: Medidor patrón Landis+Gir

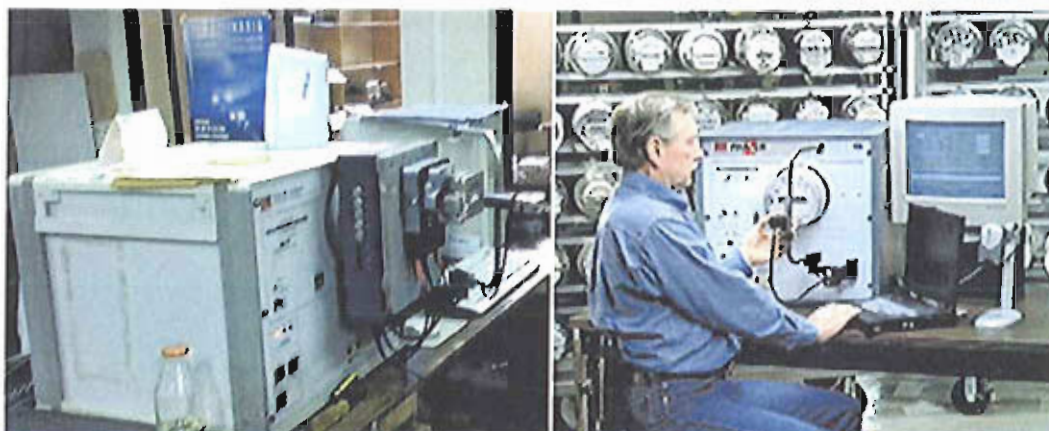


Fig. 4.2: Medidor patrón AVO



Fig. 4.3: Medidor patrón MTE

4.1.2. EQUIPO PARA MEDIDORES DIGITALES.

Para la contrastación de estos medidores de alta precisión, EMELNORTE utiliza un analizador de carga marca Dranetz BMI Power Quality Analyzers, en general, los analizadores de carga de cualquier marca son equipos de gran precisión y presentan multifunciones de gran ayuda, actualmente los equipos de medida, no son individualizados, es decir, un voltímetro, amperímetro y óhmetro, están integrados en un solo equipo de medición (multímetro), de igual manera las magnitudes como potencia, energía, factor de potencia, ahora vienen integradas

en los analizadores de carga. Este equipo trabaja bajo las normas IEEE 1159, IEC 61000-4-30 Clase A, y normas europeas EN 50160.



Fig. 4.4: Analizador de Carga.

4.2 EQUIPO PARA PRUEBAS EN LUMINARIAS.

4.2.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL APARATO DE MEDIDA DE ILUMINANCIA.

Con la finalidad de verificar la iluminancia en el sitio donde se encuentran instaladas las luminarias, y someterlas a prueba, se utiliza un equipo llamado luxómetro o fotómetro. [33]

De acuerdo a las especificaciones de la norma NTC 900, el equipo debe cumplir con las siguientes características:

- Su exactitud debe ser superior al 5 %.
- Debe tener el factor coseno efectivamente corregido hasta 85°
 - Debe tener corrección de color que siga la curva de eficiencia luminosa espectral.
 - La sensibilidad del aparato debe ser independiente de la temperatura ambiente dentro del sitio o si es sensible, se deben indicar los factores de corrección.

- Debe tener un medio de suspensión que le permita una nivelación horizontal. [33]

Este equipo es propiedad de Emelnorte y cumple con las especificaciones técnicas detalladas en las norma NTC 900.



Fig. 4.5: Luxómetro propiedad de Emelnorte

4.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL APARATO DE MEDIDA DE LUMINANCIA.

La luminancia se mide con un equipo denominado LUMINANCÍMETRO, este aparato de medida debe contener las siguientes características de acuerdo a la norma NTC 900 y a la experiencia de Empresas Públicas de Medellín: [33] [38]

- Exactitud al $\pm 2\%$ del valor exhibido.
- Ángulo de aceptación $1/3^\circ$
- Ángulo de la visión 9°
- Rango:
 - Rápido: 0.01 a 999.900 cd/m^2 (0.01 a 291.800 fl)
 - Lento: 0.01 a 499.900 cd/m^2 (0.01 a 145.900 fl)
- Factor de corrección de color.
- Pantalla de salida digital.

- Opción de descargar información. [33] [38]



Fig. 4.6: Luminancímetro

4.2.3 EQUIPO PARA EL ENSAYO DE LA BOMBILLA Y DIAGRAMA DEL CIRCUITO.

Estos ensayos son dirigidos hacia las luminarias de sodio, las de mercurio en la actualidad presentan mayor contaminación, menor rendimiento, menor vida útil, y se encuentran descontinuadas, por esta razón, se ha destinado el equipo únicamente para las luminarias de sodio, sean de alta o baja presión. [36]

Para las bombillas de sodio de alta presión se necesitará el siguiente equipo basado en la norma NTC 2243:

- Fuente de alimentación de corriente alterna.
- Un estabilizador 220 voltios $\pm 0,05\%$.
- Variador de voltaje para obtener rangos de voltaje de 0 V a 220 V.
- Transformador de aislamiento que debe tener una capacidad de por lo menos 5 veces la corriente nominal de la bombilla normal.
- Equipos de medida para obtener datos de entrada y salida del circuito (potencia, voltaje y corriente).

- Balasto de referencia debidamente ajustado para cada potencia a medir.
- Portabombilla para la colocación de la bombilla bajo ensayo ya sea de casquillo tipo E-40 o E-27.

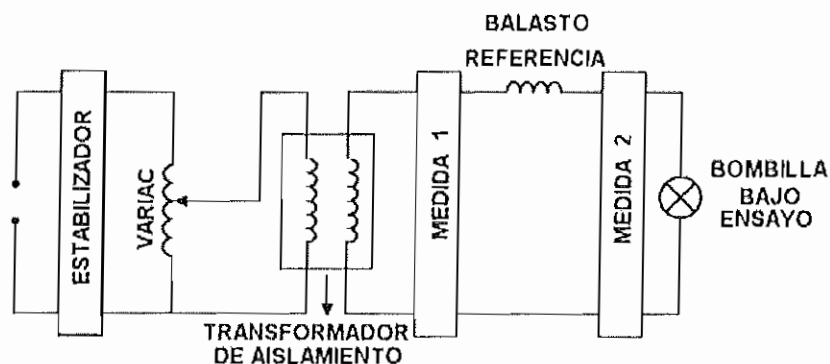


Fig. 4.7: Diagrama del circuito utilizado para ensayos de bombillas de mercurio.

Para las bombillas de sodio, en especial las de alta presión, se requiere implementar el circuito descrito en la figura 4.8, incluyendo los siguientes elementos:

- Tres interruptores.
- Un balasto adicional, que será utilizado sólo para el encendido de la bombilla.
- Un arrancador de dos terminales.

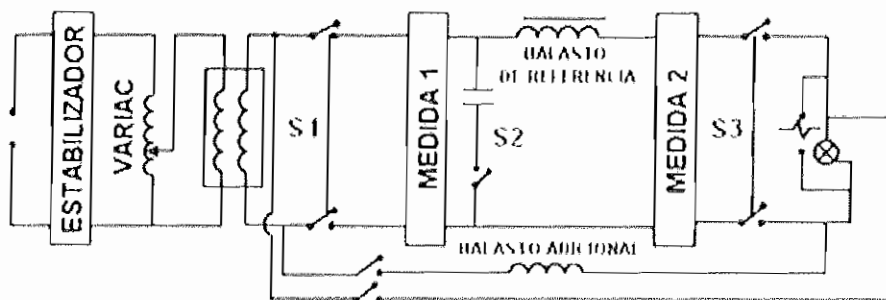


Fig. 4.8: Diagrama del circuito utilizado para ensayos de bombillas de sodio.

4.2.4 EQUIPO PARA PRUEBAS DE BALASTOS.

Para la realización de estas pruebas se requiere de los siguientes equipos de acuerdo a la norma NTC 2243: [36]

- Una fuente de alimentación de corriente alterna (Red).
- Un estabilizador $220 \pm 0.05\%$.
- Transformador de aislamiento que debe tener una capacidad de por lo menos cinco veces la corriente nominal de la bombilla.
- Variador de voltaje para obtener los diferentes rangos de voltaje.
- Balasto de referencia debidamente ajustado para cada potencia.
- Bombilla de referencia.
- Condensador, depende de la potencia del balasto a ensayar.
- Equipos de medida para potencia, voltaje y corriente, factor de potencia tanto de entrada como salida del circuito.
- Dos contactores o tres interruptores bipolares.

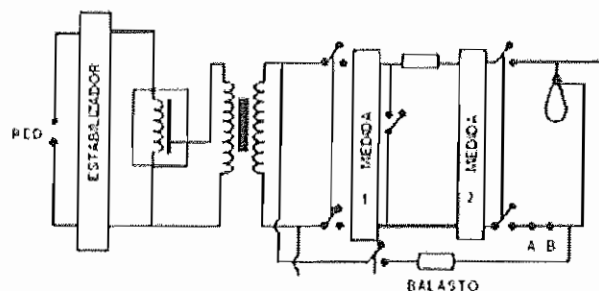


Fig. 4.9: Diagrama del circuito utilizado para ensayos de balastos tipo reactor.

Para tomar los datos de referencia con balastos y bombilla de referencia, se intercambian de posición los dos balastos.

4.2.4.1 Equipo para la medición del factor de cresta.

Para esta prueba se requiere, adicional a los equipos señalados en el numeral anterior, de una resistencia variable y un osciloscopio o multímetro de voltaje pico, esto de acuerdo a la norma NTC 2243. [36]

En el diagrama del circuito presentado en la figura 4.9, entre los puntos A y B se conecta una resistencia variable cuya caída de voltaje no debe exceder el 0.5% del valor nominal de la bombilla, es decir 218.9V.

El valor de la resistencia variable se determinará para potencias de luminarias de sodio alta presión de 70W, 100W, 150W, 250W y 400W. Dependiendo de la potencia empleada, el valor de la resistencia será:

Para la bombilla de 70 W

$$I = \frac{P}{V}$$

$$I = \frac{70W}{218.9V}$$

$$I = 0.31 A$$

Potencia de la luminaria	Valor de corriente
70W	0.31A
100W	0.456A
150W	0.685A
250W	1.142A
400W	1.827A

Tabla. 4.1: Valor de corriente para cada potencia.

Con los valores de corriente para cada potencia, se determinará el valor de la resistencia empleando la ley de ohm:

$$R = \frac{V}{I}$$

$$R = \frac{218.9V}{0.319 A}$$

$$R = 686.20 \Omega$$

Potencia de la luminaria	Valor necesario de la resistencia
70W	686.20 Ω
100W	480.04 Ω
150W	319.56 Ω
250W	191.68 Ω
400W	119.81 Ω

Tabla. 4.2: Valor de la resistencia empleado en cada potencia.

Entonces se necesitará una resistencia variable con un valor de 0 a 686.20 Ω , pero en el mercado se cuenta con valores estandarizados de 0 a 750 Ω , que será la resistencia requerida para esta prueba.

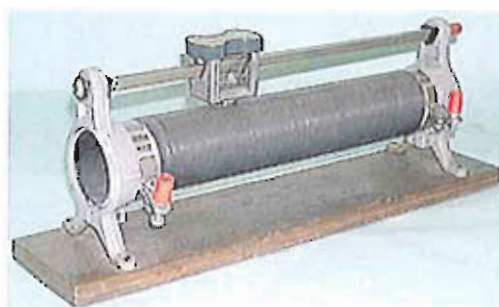


Fig. 4.10: Resistencia variable (Reóstato).

4.2.5 EQUIPO PARA DETERMINAR LA CURVA CARACTERÍSTICA DE COMPORTAMIENTO DEL BALASTO PARA BOMBILLAS DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESIÓN.

Para determinar la curva característica del balasto se requiere, adicional a los equipos señalados en la sección 4.2.4, de los siguientes elementos, de acuerdo a la norma NTC 2243: [36]

- Graficador X, Y
- Material reflector (puede ser papel aluminio)
- Formatos para las curvas del trapecio.

Para el graficador se puede emplear el mismo analizador de carga.

4.2.6 EQUIPO PARA PRUEBA DE ONDA DE IMPULSO EN LUMINARIAS.

Para realizar esta prueba se necesita del equipo que se describe a continuación de acuerdo a la norma NTC 2243 e IEC 662: [36]

- Conjunto eléctrico completo (balasto, condensador, arrancador a ensayar y bombilla)
- Osciloscopio, con un ancho de banda mayor a 100 MHz y apropiado a los tiempos de medición, alrededor de 0.1 μ s.
- Variador de voltaje (0 a 240 V)

La disposición de los equipo se presenta en la figura 3.31 del capítulo anterior.

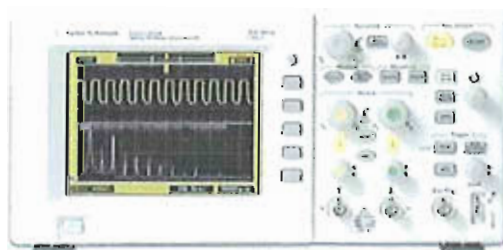


Fig. 4.11: Osciloscopio Agilent Technologies DSO3202A

4.3 EQUIPO PARA PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Los equipos para las pruebas de rutina en transformadores de distribución, se encuentran seleccionados para los transformadores trifásicos hasta 250 kVA, y en transformadores monofásicos hasta 100kVA. [30]

Considerando esto, el variador de voltaje para transformadores trifásicos, se seleccionará de la siguiente manera:

$$P = \sqrt{3} \times V \times I$$

De esta igualdad, se despeja la corriente y se tiene:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V}$$

Luego se procede con el reemplazo de los datos;

$$I = \frac{250000VA}{\sqrt{3} \times 13800V}$$

Entonces la corriente será:

$$I = 10.45 A$$

Después de obtener éste valor, se necesita conocer el voltaje de cortocircuito, mismo que según la norma NTE INEN 2129 para la determinación del voltaje de cortocircuito, señala que este valor está generalmente entre el 1% y el 15% del voltaje nominal del devanado de excitación.

El voltaje de cortocircuito se determinará de acuerdo a la experiencia del laboratorio de alto voltaje esta alrededor de 3.5% del voltaje nominal (13800V), entonces se tendrá:

$$V_{CC_{85}} = 3.5\% \times V_n$$

$$V_{CC} = 0.035 \times 13800V$$

$$V_{CC} = 483V$$

Con este valor, se seleccionará la potencia del variador de voltaje.

$$P_{VARIABLE} = \sqrt{3} \times V_{CC} \times I_{MAX}$$

$$P_{VARIABLE} = \sqrt{3} \times 483V \times 10.45A$$

$$P_{VARIABLE} = 8742.26VA$$

$$\Rightarrow P_{VARIABLE} = 10kVA$$

Siguiendo el procedimiento anterior, para transformadores monofásicos se tendrá:

$$P = V_{\phi} \times I$$

$$V_{\phi} = \frac{13800V}{\sqrt{3}}$$

$$V_{\phi} = 7967.43V$$

$$I = \frac{P}{V_{\phi}}$$

$$I = \frac{100000VA}{7967.43V}$$

$$I_{MAX} = 12.55A$$

Voltaje de cortocircuito

$$V_{cc_{85\%}} = 3.5\% \times V_n$$

$$V_{cc} = 0.035 \times 13800V$$

$$V_{cc} = 483V$$

Potencia del variador de voltaje

$$P_{VARIABLE} = V_{CC} \times I_{MAX}$$

$$P_{VARIABLE} = 483V \times 12.55A$$

$$P_{VARIABLE} = 6062.18VA$$

$$\Rightarrow P_{VARIABLE} = 6kVA \text{ M\u00ednimo.}$$

Por lo tanto, para la ejecución de estas pruebas se demandará un autotransformador trifásico de una potencia de 10kVA, y este mismo equipo puede ser empleado para las pruebas en transformadores monofásicos. El rango de voltaje deberá ser de 0 a 520 voltios. Además, éste autotransformador de voltaje variable, se puede emplear para las pruebas de luminarias donde se requiere de voltaje variable.

Las pruebas de rutina a realizarse de acuerdo a la norma NTE 2111 y a la experiencia del laboratorio de alto voltaje de la Escuela Politécnica Nacional:

- Medida de la resistencia de aislamiento.
- Prueba dieléctrica del aceite aislante.
- Relación de transformación medida.
- Prueba de circuito abierto.
- Prueba de cortocircuito.

Para realizar pruebas donde se involucre voltajes de impulso, se requerirá de equipos mucho más costosos que no justifican su inversión, además este tipo de pruebas de acuerdo a la norma NTE 2111 son pruebas tipo o especiales.

4.3.1 EQUIPO PARA EFECTUAR LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

Todos los probadores de aislamiento realizan pruebas esencialmente de la misma manera. El probador necesitado para cualquier aplicación es determinado por el voltaje en prueba y las características requeridas.

Para la realización de esta prueba se empleará un probador de aislamiento AEMC Instruments, con capacidad de voltaje hasta 5000 voltios y capacidad de medida hasta 10 TΩ. basado en la norma EN 61010-1, y en estándares de la IEC.



Fig. 4.12: Probador de aislamiento AEMC 5070

4.3.2 EQUIPO PARA EFECTUAR LA PRUEBA DIELECTRICA DEL ACEITE AISLANTE.

En el mercado existen equipos capaces de realizar la prueba de rigidez dieléctrica como la marca Hipotronics y su variedad de series OC, Emelnorte cuenta con el modelo OC60A, que cumple con las especificaciones de las normas IEC 296 y ASTM D877 y D1817.



Fig. 4.13: Equipo Hipotronics OC60A propiedad de Emelnorte.

Además todos los equipos de esta marca tienen la capacidad de realizar pruebas en los diferentes electrodos como casquetes esféricos (tipo hongo) o discos planos.



Fig. 4.14: Electrodo tipo disco norma TCDE ASTM D877.



Fig. 4.15: Electrodo tipo casquete esférico norma TCVDE ASTM D1817

En la actualidad el equipo Hipotronics serie OC60E cuenta con pantalla digital, comunicación serial RS232 que permite descargar los datos obtenidos y posibilita la impresión de resultados.



Fig. 4.16: Equipo Hipotronics OC60E de última generación.

4.3.3 EQUIPO PARA DETERMINAR LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

El equipo empleado es un medidor de relación de transformación conocido comúnmente como TTR, que emplea el método del medidor patrón, y de manera similar al literal anterior, Emelnorte dispone actualmente de este equipo que cumple con lo especificado en la norma NTE 2117 y acorde a las normas ANSI/IEEE C57.12.90. [16]



Fig. 4.17: Medidor de relación de transformación TTR marca AEMC modelo 8500

4.3.4 EQUIPO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS SIN CARGA (CIRCUITO ABIERTO).

Para las pérdidas sin carga, se requiere de:

- Un autotransformador de voltaje variable.
- Un voltímetro.
- Una pinza amperimétrica
- Un vatímetro. [14]

Y en reemplazo del voltímetro, la pinza amperimétrica y el vatímetro, se puede emplear un analizador de carga, empleado para la contrastación de los medidores digitales.

Estos equipos deben cumplir las normas IEC 61010 de medida, control y uso en laboratorios de equipos eléctricos.



Fig. 4.18: Pinza amperimétrica Fluke 902



Fig. 4.19: Medidor digital de potencia AEMC modelo 3910

4.3.5 EQUIPO PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS CON CARGA (CORTOCIRCUITO).

En la realización de esta prueba se necesita de los siguientes equipos [15]:

- Un variador de voltaje.
- Un voltímetro.
- Un amperímetro.
- Un vatímetro.
- Cable conductor para cortocircuitar las bobinas de cobre calibre 1/0.

Los equipos empleados en esta prueba son los mismos empleados en el literal anterior, además de este equipo se puede emplear un multímetro digital y también estos equipos pueden ser reemplazados por un analizador de carga.

Los equipos empleados deben cumplir con la norma IEC 61010. Y el analizador de carga es el mismo empleado en la contrastación de medidores.



Fig. 4.20: Multímetro digital Fluke 189

4.4 EQUIPO PARA PRUEBAS EN PARARRAYOS.

Para realizar las pruebas en los pararrayos se necesita de un equipo especial para poder recrear las condiciones de alto voltaje de impulso por descargas atmosféricas o por maniobras, por este motivo, el equipo tiene un costo muy elevado que no justifica tal inversión. [21] [22] [23]

En el presente proyecto se sugiere el empleo de equipos que detectan pequeñas descargas en los sistemas de aislamientos, estos equipos son muy utilizados para analizar cables, terminaciones, empalmes, generadores, motores, interruptores, condensadores y pararrayos, este equipo es empleado por la EEQ y es de la marca HiSat-25, pero en base a las especificaciones técnicas del equipo, éste no indica ninguna norma empleada, y peor aún cumplimiento de las normas IEC

60099-4 ó IEEE C62.11 de pararrayos, el funcionamiento es similar al de un megahmetro.

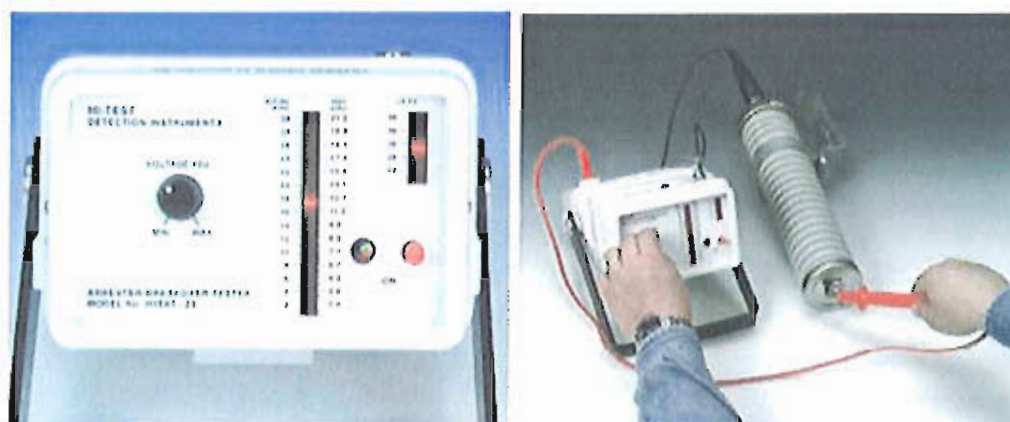


Fig. 4.21: Equipo de prueba de pararrayos HiSat-25

4.5 EQUIPO ADICIONAL.

Para las pruebas en general, se necesitará de cables de conexión, conectores, equipo adecuado para trabajo con alto voltaje, guantes de protección, herramientas de trabajo como llaves, destornilladores, cuchillas, alicates, gafas de protección. Para la manipulación de aceites que no se conozca que estén libres de PCBs, guantes de látex y evitar el contacto directo con la piel y las emanaciones de los gases.

Para el equipamiento hidrosanitario se necesitará 6 desagües de aparato, 2 desagües de piso, tubería PVC de 10 m de 4 pulgadas y 4 m de 2 pulgadas, 14 m de tubería PVC hidro3 de ½ pulgada, tubería de enlace 4 Ts, 10 codos, 9 llaves de paso, 5 uniones, 7 mangueras de instalación de aparato, 4 llaves de agua, 3 lavabos de porcelana, 2 inodoros, 2 urinarios, 1 lavabo de cocina doble. Además se necesitará de 2 extintores, 1 detector de humo, 1 colector de aceite, 2 focos ahorradores, 2 tomacorrientes trifásicos, 14 tomacorrientes dobles, 2 interruptores simples, 1 interruptor triple, 11 luminarias fluorescentes, 200 m de cable número 12 para el circuitos de luminarias, 140 m de cable número 12 para el circuito de tomacorrientes, 150 m de cable número 8 para los tomacorrientes trifásicos, 1 puesta a tierra, 1 tablero de distribución, 4 tomas de teléfonos, 4 escritorios, 1

percha, 1 armario para herramientas y equipo de seguridad industrial, 4 sillas para escritorios, 1 canaleta para recolección de aceite, 2 puertas grandes tanto para el acceso principal como para el ingreso de cara pesada, 2 puertas pequeñas para los baños.

Además para la manipulación de los transformadores se debe disponer de un montacargas, para su fácil manipulación, similar a los mostrados en las figuras 4.22 y 4.23.



Fig. 4.22: Equipo hidráulico empleado por la EEQ para transportar transformadores.



Fig. 4.23: Equipo manual empleado por la EEQ para transportar transformadores.

Tomando en cuenta que los analizadores de carga son equipos de precisión, y de manejo delicado, se requerirá de transformadores de corriente para una operación que brinde mayor seguridad, tanto del operador como del equipo.



Fig. 4.24: Transformadores de corriente de 150 a 5 amperios.

4.6 LABORATORIO.

El laboratorio de pruebas de rutina para equipos eléctricos se instalará en la ciudad de Ibarra, en terreno de Emelnorte donde en la actualidad se ubica la Subestación Diesel, el Despacho de Carga y las bodegas generales de la Empresa. Se aprovechará un espacio de 298 m² antes utilizado para funcionamiento de una central termoeléctrica, y que actualmente se emplea como bodega.

El área para el laboratorio se ha dividido en tres secciones destinadas a:

- a) Área de contrastación de medidores.
- b) Área de pruebas de rutina de transformadores y pararrayos.
- c) Áreas de pruebas de rutina de luminarias.

4.6.1 LABORATORIO DE MEDIDORES.

La zona destinada a la contrastación, alberga un armario para herramientas y equipos de seguridad industrial como: enchufes para los distintos medidores usados en el contrastador AVO, destornilladores, alicates, cables de pruebas y conexión, cuchillas, gafas de protección, guantes, llaves de varias medidas, llaves inglesas, pintura y aditivos, pinceles, brochas, compresor; además de una estantería que servirá para almacenamiento de los medidores, una zona de lavabos para limpieza de los medidores, una mesa de trabajo donde se ubicarán los equipos de contrastación, un escritorio destinado para el contrastador AVO

con su respectiva computadora y finalmente un escritorio donde se realizará la entrega y recepción de los medidores y el informe respectivo.



Fig. 4.25: Laboratorio de Contrastación de Medidores.

4.6.2 LABORATORIO DE TRANSFORMADORES Y PARARRAYOS.

El área de transformadores y pararrayos tendrá una mesa de trabajo con disponibilidad de voltaje trifásico y monofásico, para la conexión de varios equipos de prueba como el variador de voltaje y el equipo para disrupción del aceite. Una zona en la que se ubicarán los transformadores, rodeada de una canaleta colectora de aceite, que en caso de existir derrame de líquido dieléctrico, este sea recogido y almacenado en un colector; contará con un escritorio destinado a alojar un computador en el que se elaborará reportes de las pruebas, y contener un registro de los equipos sometidos a pruebas. Finalmente, tendrá un armario (armario 2), donde se almacenarán los equipos a emplearse como variador de voltaje, probador de aislamiento, equipo Hipotronics, para pruebas dieléctricas del aceite, medidor de relación de transformación, analizador de carga, pinzas amperimétrica, medidor digital de potencia, multímetros, cuchillas, llaves inglesas, destornilladores, cables de pruebas y de conexión, guantes de látex, mascarillas, gafas de protección, recipientes de recolección de aceite e implementos de limpieza, equipo para movilización de los transformadores denominados montacargas manuales descrito en la sección 4.5 sobre equipo adicional, y analizador de carga para las pruebas de circuito abierto y corto circuito.

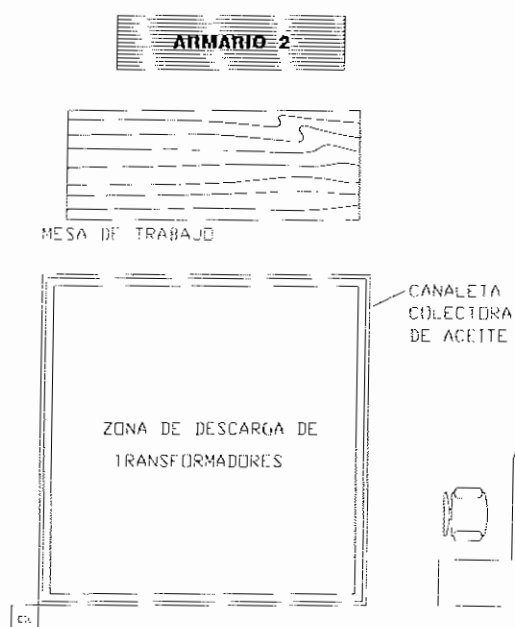


Fig. 4.26: Laboratorio de Transformadores y Pararrayos.

4.6.3 LABORATORIO DE LUMINARIAS.

El área de pruebas de luminarias contará con tres tableros, donde se ubicarán los equipos de medida y los elementos a ser probados.

El tablero # 1 se destinará a las pruebas en los arrancadores y contará con un conjunto eléctrico completo, un osciloscopio y un variador de voltaje; el tablero # 2 a pruebas en balastos que tendrá: fuente de alimentación, estabilizador de voltaje, transformadores de corriente, variador de voltaje, balastos de referencia, bombillas de referencia, condensadores de pruebas, equipos de medidas, contactores, osciloscopio y una resistencia variable; el tablero # 3 a pruebas de bombillas que contará con una fuente de alimentación de corriente alterna, un estabilizador de voltaje, variador de voltaje, transformadores de aislamientos, equipos de medida de potencia, voltaje y corriente, balastos de referencia, interruptores y portabombillas.

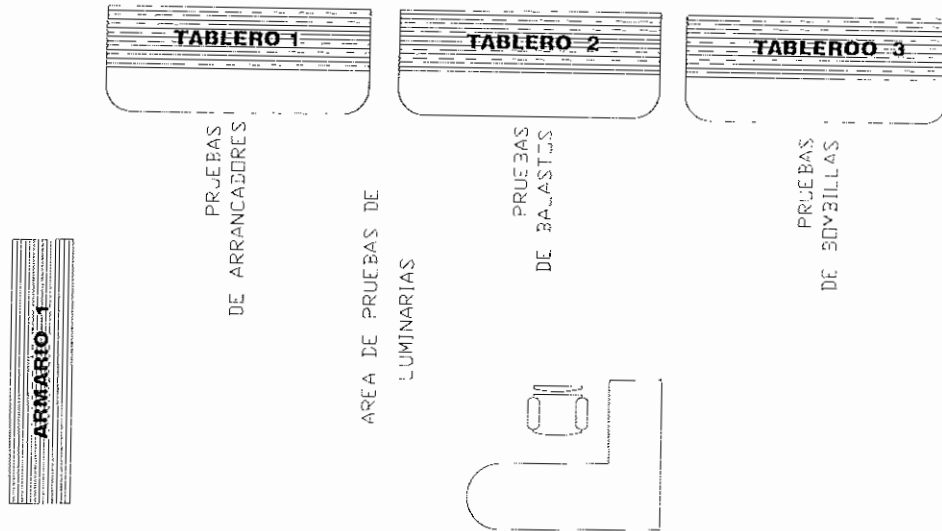


Fig. 4.27: Laboratorio de Luminarias.

Esta área también tendrá de un escritorio con un computador para almacenar datos y emitir informes de las respectivas pruebas.

4.6.4 INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y SERVICIOS HIDROSANITARIO.

La alimentación eléctrica será de un transformador trifásico de 36 kVA trifásico que tiene un voltaje nominal en el devanado primario de 6300 voltios y en el secundario de 220 voltios, utilizado por el taller de generación, que llegará a un tablero de distribución, mismo que tendrá un circuito de trifásico, un circuito de tomacorrientes monofásico y otro circuito para la iluminación.

La iluminación empleará luminarias fluorescentes, y el conductor del circuito de iluminación será con cable multifilar 2×12. Para el circuito de tomacorrientes monofásicos, se empleará un cable multifilar 3×12 y para los tomacorrientes especiales trifásicos el cable será 3×8.

Además se ha dispuesto de dos extintores, un detector de humo, instalaciones telefónicas y baterías sanitarias, contará con dos ingresos, uno principal para el personal que trabajaría en el laboratorio y otro secundario para ingreso de transformadores y carga pesada, el diseño del laboratorio se presenta en los anexos de este documento.

4.6.5 EQUIPAMIENTO DEL LABORATORIO.

A continuación se presenta un cuadro resumen de las características de los equipos requeridos, cuyos detalles se encuentran en las secciones citadas en la columna denominada referencia.

ITEM	CANTIDAD	EQUIPO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	REFERENCIA
1	1	Contrastador Landis + Gyr	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capacidad de movilidad ○ Cuenta con una unidad de generación ○ Cuenta con un patrón de referencia digital ○ Enchufes fijos y móviles para cada tipo de medidor. ○ Puerto óptico ○ Interface serial RS 232 de nueve pines DB9 ○ Cumplimiento de la norma IEC 62053-21 	<p>Capítulo 2, sección 2.3.2.</p> <p>Capítulo 3, sección 3.1.2</p>
2	1	Contrastador AVO	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capacidad de movilidad ○ Cuenta con una unidad de generación ○ Cuenta con un patrón de referencia digital ○ Sistema de cálculo de error ○ Enchufes fijos y móviles para cada tipo de medidor. ○ Lector de código de barras ○ Puerto óptico ○ Descarga de información a un ordenador ○ Software de calibración ○ Interface serial RS 232 de nueve pines DB9 ○ Bajo norma IEC 62053-22 	<p>Capítulo 2, sección 2.3.2.</p> <p>Capítulo 3, sección 3.1.3</p>
3	1	Contrastador MTE	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capacidad de movilidad ○ Fuente electrónica de generación ○ Patrón de referencia digital ○ Enchufes fijos y móviles para cada tipo de medidor ○ Puerto óptico ○ Cálculo de error. ○ Software para contrastación. ○ Bajo norma IEC 62053-22 	<p>Capítulo 2, sección 2.3.2.</p>
4	1	Analizador Digital de Carga	<ul style="list-style-type: none"> ○ Pantalla LCD de tecnología Touch screen ○ Función en modo de osciloscopio ○ Función de multímetro con valores RMS de voltaje y corriente ○ Detección y graficación de armónicos 	<p>Capítulo 2, sección 2.6</p> <p>Capítulo 3, sección 3.6</p>

			<ul style="list-style-type: none"> ○ Presentación de los diagramas de fase ○ Indicador de Flickers ○ Configuración de la capacidad de la pantalla ○ Conexión a una PC ○ Posee una tarjeta de memoria ○ Elaboración de reportes automáticos ○ Alta precisión bajo normas IEEE 1159, IEC 61000-4-30 y EN 50160 	
5	1	Luxómetro	<ul style="list-style-type: none"> ○ Su exactitud debe ser superior al 5 %. ○ Debe tener el factor coseno efectivamente corregido hasta 85° ○ Debe tener corrección de color que siga la curva de eficiencia luminosa espectral. ○ La sensibilidad del aparato debe ser independiente de la temperatura ambiente dentro del sitio o si es sensible, se deben indicar los factores de corrección. ○ Debe tener un medio de suspensión que le permita una nivelación horizontal. 	Capítulo 4, sección 4.2.1
6	1	Luminancímetro	<ul style="list-style-type: none"> ○ Exactitud al $\pm 2\%$ del valor exhibido. ○ Ángulo de aceptación 1/3° ○ Ángulo de la visión 9° ○ Rango: ○ Rápido: 0.01 a 999.900 cd/m² (0.01 a 291.800 fl) ○ Lento: 0.01 a 499.900 cd/m² (0.01 a 145.900 fl) ○ Factor de corrección de color. ○ Pantalla de salida digital. 	Capítulo 3, sección 3.8 Capítulo 4, sección 4.2.2
7	1	Estabilizador de voltaje	<ul style="list-style-type: none"> ○ Voltaje nominal de 220 V ○ Variación de $\pm 0,05\%$ ○ Frecuencia de operación de 60 Hz $\pm 10\%$ ○ Factor de potencia 1 ○ Capacidad de sobrecarga del 400% al arranque 	Capítulo 4, sección 4.2.3
8	1	Autotransformador variador de voltaje	<ul style="list-style-type: none"> ○ Trifásico de 10 kVA ○ Rango de voltaje de 0 a 520 voltios 	Capítulo 4, sección 4.3
9	5	Transformadores de corriente	<ul style="list-style-type: none"> ○ Capacidad de cinco veces la corriente nominal 	Capítulo 4, sección 4.2.4 y 4.5
10	2	Multímetros Fluke 189	<ul style="list-style-type: none"> ○ Medida de verdadero valor eficaz ○ Ancho de banda de voltaje y corriente de 100 kHz ○ Pantalla LCD ○ Registro rápido de mínimos y máximos de 250 microsegundos ○ Prueba acústica de continuidad y diodos ○ Memoria para tres días de registro 	Capítulo 4, sección 4.3.5

			<ul style="list-style-type: none"> ○ autónomo ○ Fácil cambio de baterías y fusibles sin necesidad de abrir todo el alojamiento ○ Cumplir con la norma IEC 61010 	
11	Lote	Balastos de referencia	<ul style="list-style-type: none"> ○ Insumos adquiridos por la empresa. 	
12	Lote	Portabombillas	<ul style="list-style-type: none"> ○ Insumos adquiridos por la empresa. 	
13	Lote	Condensadores	<ul style="list-style-type: none"> ○ Insumos adquiridos por la empresa. 	
14	1	Resistencia variable	<ul style="list-style-type: none"> ○ De 0 a 750 Ω 	Capítulo 4, sección 4.2.4.1
15	1	Osciloscopio	<ul style="list-style-type: none"> ○ Con ancho de banda mayor a 100 MHz ○ Con tiempos de medición de 0.1 μs 	Capítulo 4, sección 4.2.6
16	1	Probador de Aislamiento AEMC 5070	<ul style="list-style-type: none"> ○ Debe tener una capacidad de voltaje hasta 5000 V. ○ Capacidad de medida hasta 10 TΩ ○ Fácil conexión. ○ Indicador de batería baja ○ Alarma de conexión incorrecta, polaridad inversa y corto circuito ○ Funcionamiento con batería o con conexión a la red. 	Capítulo 4, sección 4.3.1
17	1	Probador de la rigidez dieléctrica	<ul style="list-style-type: none"> ○ De fácil manejo y adaptable a secuencias de las normas internacionales ○ Pre programable ○ Voltaje de salida de 0 a 60 kV ○ Voltaje de entrada de 120 V a 60 Hz ○ Precisión de \pm 2% ○ Peso de 36 Kg ○ De acuerdo a las normas IEC 296 y ASTM D877 y D1817 	Capítulo 4, sección 4.3.2
18	1	Medidor de la relación de transformación AEMC 8500	<ul style="list-style-type: none"> ○ Lecturas directas desde 0.8000:1 a 1500,0:1 ○ Exactitud: <ul style="list-style-type: none"> - Relación menor que 10 a 1 : \pm 0.2% - Relación menor igual que 10 a 1000 a1 \pm 0.1% - Relación mayor que 1000 a 1 : \pm 0.2% ○ Escala de 0 a 1000mA ○ Frecuencia de excitación de 70 Hz ○ Pantalla LCD ○ Voltaje de funcionamiento de 115 a 230 V ○ Funcionamiento a Baterías con una vida útil de 10 h en uso continuo ○ Indicador de batería baja. ○ Fusibles: <ul style="list-style-type: none"> - 115 V; 1.0A; 5*20mm, lento - 230 V; 0.5^A; 5*20mm, lento 	Capítulo 4, sección 4.3.3

			<ul style="list-style-type: none"> ○ De acuerdo a las normas ANSI/IEEE C57,12,90 	
19	1	Pinza Amperimétrica Fluke 902	<ul style="list-style-type: none"> ○ De tamaño pequeño y fácilmente manipulable ○ Termómetro de temperatura ambiente ○ Mide la corriente y voltaje de la fuente y de la carga ○ De acuerdo a las normas IEC 61010 	Capítulo 4, sección 4.3.4
20	1	Medidor de potencia AEMC 3910	<ul style="list-style-type: none"> ○ Configuraciones trifásicas y monofásicas seleccionables ○ Muestra de múltiples medidas en pantalla ○ Cuenta con una memoria para análisis de carga ○ Fácil de emplear ○ Sensor de corriente de 500 A ○ Alimentación con cuatro baterías alcalinas ○ Duración de las baterías de 50 horas de empleo continuo ○ De acuerdo a las normas IEC 348 y 61011 	Capítulo 4, sección 4.3.4
21	Varios	Cables de pruebas.	<ul style="list-style-type: none"> ○ Cables de conexión en especial para los tableros de pruebas de balastos, arrancadores y bombillas ○ Cobre aislado 1/0 para las pruebas de corto circuito en los transformadores 	
22	1	Montacargas manual	<ul style="list-style-type: none"> ○ De dimensiones pequeñas ○ De 1 toneladas de capacidad 	Capítulo 4, sección 4.5
23	1	HiSat-25	<ul style="list-style-type: none"> ○ Fácil lectura por medio de leds ○ Auto programable ○ Manual y portable ○ Utiliza baterías recargables de 12 voltios ○ Trabaja aproximadamente de 3 a 5 días sin necesidad de recargar las baterías. ○ El rango de voltaje que emplea es de 0 a 30kV como voltaje de salida. ○ Detección de pequeñas descargas en sistemas de aislamientos 	Capítulo 4, sección 4.4

Tabla. 4.3: Resumen del equipo requerido en el laboratorio.

CAPÍTULO

V

**▪ ANÁLISIS
ECONÓMICO DEL
PROYECTO**

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

En el artículo 77 sobre obligaciones de empresas distribuidoras del reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía se establece que: [29] [30]

“El distribuidor será responsable por la prestación de los servicios de alumbrado público de avenidas, calles, caminos públicos y plazas, de conformidad con lo establecido en sus contratos de concesión”.

En el numeral 3.2 del anexo 4 del contrato de concesión, acerca de las obligaciones de la empresa de distribución, se estipula que:

“El alumbrado público deberá cumplir con las regulaciones que establezca el CONCEDENTE respecto a los niveles de iluminación. El CONCECIONARIO deberá mantener el suministro de energía al alumbrado público dentro de los límites de calidad previstos en la ley.”

Al revisar la normativa se determinó que el CONELEC no ha emitido ninguna reglamentación relacionada con la calidad del alumbrado público. El CONELEC en la regulación 004/01 establece que para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable, es necesario establecer patrones mínimos de calidad.

En el informe de auditoría de gestión del período 2001-2006, entregado en Julio del 2007, se establece que Emelnorte no cuenta con mecanismos de evaluación del servicio de alumbrado público. Además, la empresa tampoco ha realizado (o contratado) estudios para determinar internamente los niveles de alumbrado. Por lo que el laboratorio, permitirá medir variables como la luminancia, que indicarán los niveles de iluminación, y, en caso de ser necesario, el aumento de dichos niveles, logrando optimizar la calidad, y estableciendo el primer estudio que determinará el estado del alumbrado público de Emelnorte.

El mismo informe, hace referencia que las mediciones de los índices de calidad pueden ser manipulables, entonces al implementar el laboratorio de diagnóstico y aceptación de equipo eléctrico, se podrá tener equipos en las redes de la empresa con calidad certificada, y que serán monitoreados continuamente. Además, uno de los objetivos de Emelnorte es adquirir los equipos necesarios, para realizar las mediciones de calidad de servicio, y será un indicativo del compromiso de la empresa con el país y la comunidad, por estas razones el laboratorio se debe implementar ya que contribuirá a la mejora de los índices de calidad de Emelnorte, y en general para cualquier empresa distribuidora de energía eléctrica.

El costo estimado de los equipos requeridos para el laboratorio de pruebas de rutina es 69100 dólares incluyendo la obra civil, como se detalla en la tabla que se presenta a continuación:

EQUIPOS DE PRUEBAS	PRECIO EN DÓLARES
EQUIPOS PARA PRUEBAS DE TRANSFORMADORES	
Autotransformador variador de voltaje de 10 kVA	5000
Probador de Aislamiento AEMC 5070	5000
Medidor de la relación de transformación AEMC 8500	3000
2 Pinza Amperimétrica Fluke 902	800
Medidor de potencia AEMC 3910	1100
2 Multímetros Fluke 189	1200
Analizador Digital de Carga	10000
Montacargas manual	1500
EQUIPO PARA PRUEBAS DE PARARRAYOS	
HiSat-25	5000
EQUIPO PARA PRUEBAS DE LUMINARIAS	
Luminancímetro Minolta	10000
Estabilizador de voltaje	400
5 Transformadores de corriente	1500
Osciloscopio	1400
Resistencia variable	200
COSTO DEL ESPACIO FÍSICO	
Construcción civil	20000
Equipo de seguridad industrial personal	3000
TOTAL	69100

Estos precios no incluyen IVA y pueden sufrir de modificaciones, dependiendo de los proveedores.

Se debe aclarar que Emelnorte ya cuenta con los siguientes equipos:

EQUIPOS PROPIEDAD DE EMELNORTE
EQUIPOS PARA PRUEBAS DE TRANSFORMADORES
Probador de la rigidez dieléctrica
EQUIPO PARA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES
AVO internacional
Landis + Gyr
MTE (Empresa)
Analizador Digital de Carga
EQUIPO PARA CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES
Luxómetro Extech

Actualmente Emelnorte cuenta con 169348 medidores, de los cuales el 80.3% se encuentran en el sector residencial (135992) y un 8.5% en el sector comercial (14488), el sector residencial y comercial suman 88.8% (150480) del total de medidores y éste es el universo que se desea contrastar.

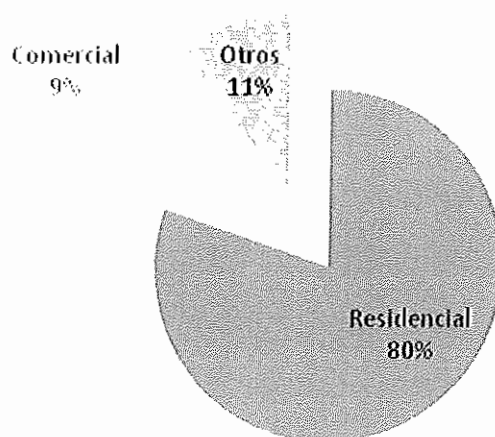


Fig. 5.1: Universo de medidores de Emelnorte.

De éste universo, por estadísticas del laboratorio se sabe que el 30% presentarían problemas, es decir que de los 150480 medidores del sector comercial y residencial, 45144 medidores presentan anomalías que perjudican a

la empresa en promedio de 10 dólares mensuales por medidor, es decir, 451440 dólares de perjuicio al mes.

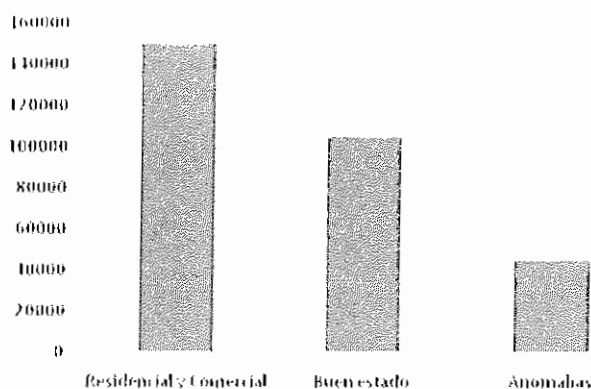


Fig. 5.2: Estado de los medidores que se desea contrastar.

El estado actual de contrastación de Emelnorte es de 30 medidores diarios contrastados, es decir que para poder contrastar todo el universo del sector comercial y residencial se tardaría 20 años aproximadamente. Esto contribuirá a la disminución de las pérdidas técnicas, se mejoraría la recaudación, y económicamente representa un ahorro de 21600 dólares anuales.

Al incrementarse el laboratorio, se mejorara el rendimiento de la contrastación de medidores, es decir que ya no se contrastarían 30 diarios sino 60, entonces el ahorro sería de 43200 dólares anuales. Evidentemente por el continuo crecimiento de la empresa, llegar a contrastar la totalidad de medidores sería muy difícil, sin embargo, aparte de mejorar el número de medidores contrastados, el laboratorio servirá para calibrar a los nuevos medidores que Emelnorte adquiera.

Por lo tanto, el laboratorio de contrastación de medidores de energía eléctrica tiene gran importancia, ya que el beneficio económico es considerable; para mejorar este beneficio, se podría implementar equipo de última generación, mismo que tiene un costo entre 125000 y 250000 dólares, dependiendo del número de medidores que simultáneamente pueda contrastar, entre 15 y 30 en un promedio de 10 minutos, disminuyendo el tiempo de contrastación de cada medidor; por ejemplo, en un escenario conservador donde se contraste 30 contadores en 1 hora, en un día laborable se contrastará 240 contadores, en una

semana 1200 y en un mes 4800. Es decir que el actual universo se contrastaría en dos años y medio.

Mediante el laboratorio, Emelnorte haría la recepción de luminarias adquiridas para su stock. Las luminarias tienen una expectativa de vida de 10 años, sin embargo, por problemas de malas conexiones, mal armado por confusión de conectores, efectos galvánicos entre materiales, insumos de mala calidad, entre otros, provocan una reducción de la vida útil de manera considerable, además de disminuir la calidad de iluminación. El equipo para pruebas de rutina de luminarias, aportará a determinar y mejorar la calidad del alumbrado, con la consecuencia de crear un plan para el mantenimiento de los niveles de luminancias adecuados, y contribuir a la calidad del servicio.

De un estudio efectuado por la empresa en el año 2002, sobre luminarias de distintas marcas y potencias, se obtuvo que en promedio las luminarias más eficientes presentan un ahorro de 2.65 vatios, este ahorro es mínimo, y no necesariamente las luminarias con menor cantidad de pérdidas son mejores o más eficientes, por esto el beneficio económico es muy bajo, aproximadamente 10 dólares anuales en todo Emelnorte, pero el beneficio además de mejorar la calidad del alumbrado, es reducir costos operativos en mantenimiento y reparación de luminarias.

Los transformadores nuevos sometidos a pruebas de rutina, de acuerdo a datos estadísticos de la EEQ, presentan un porcentaje de fallas del 1.5%, esto es de esperarse ya que son máquinas nuevas, que pretenden tener una vida útil de más de 20 años. Sin embargo los procedimientos de rutina a los que son sometidos, son de utilidad para determinar la veracidad de los protocolos de prueba y de las ofertas, de esta manera se puede tener los argumentos necesarios para poder penalizar, en el caso de incumplir con los valores declarados.

Si consideramos que la EEQ tiene un ingreso en su laboratorio de transformadores de 800 al año, y que es tres veces mayor a Emelnorte, entonces se tendría un ingreso aproximado de 260 transformadores al año, que se

someterán a las pruebas de rutina. Que se traduce en ingresos económicos en especial cuando sean transformadores de personas particulares.

Emelnorte utiliza las siguientes constantes de penalización por vatio para pérdidas:

- $K1 = 4.58$
- $K2 = 2.8$

Y el costo total de las pérdidas es:

$$CP=K1*Po+K2*Pcu.$$

Estas penalizaciones se cobrarán antes de las liquidaciones de los contratos entre Emelnorte y el ofertante. Esto beneficiará a la empresa al realizar contratos con la seguridad de que los transformadores adquiridos cumplan con las pérdidas establecidas y en caso de no cumplir, poder aplicar las multas correspondientes.

El precio de las pruebas de rutina en los transformadores será de 120 dólares para transformadores monofásicos y de 150 para trifásicos, este valor se incrementará en proporción a la capacidad del transformador y es el valor que con el laboratorio se ahorraría.

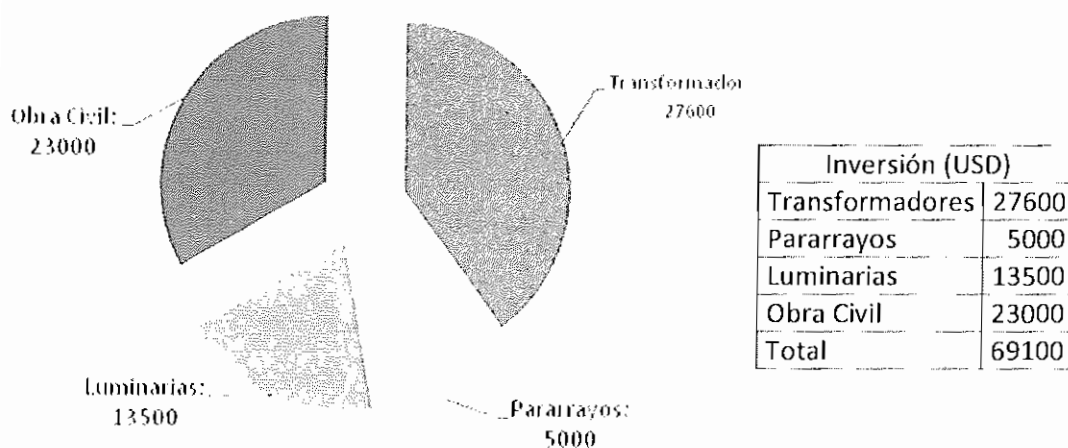
Con estos valores anualmente y en un escenario conservador, se tendría un ingreso de 24000 dólares al año.

En los transformadores se tendrá un ingreso monetario, ocasionado por el valor de las pruebas, mientras que en los contadores no, pero en estos últimos, se tendría un ahorro, que como se indicó anteriormente, es representativo.

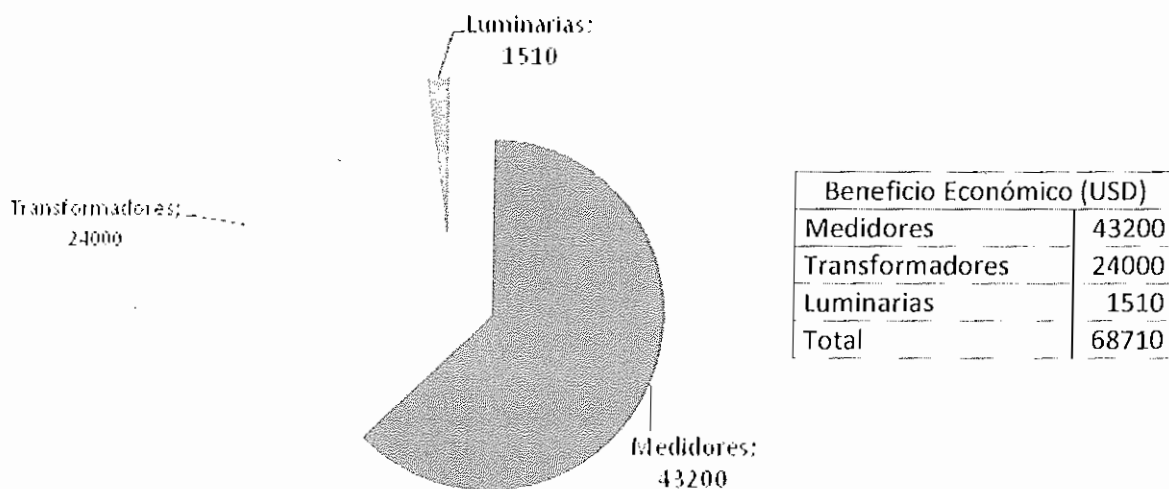
En las pruebas de luminarias se tendría un ahorro 1500 dólares al efectuar la empresa dichas pruebas y tomando en consideración que este es el precio de las pruebas de rutina de las luminarias en Latino América. Además con el laboratorio

se podrá emitir certificaciones de calidad de los equipos empleados y sometidos a pruebas.

El monto de inversión total es de 69100 dólares.



El beneficio económico del laboratorio será de 68710 dólares anuales.



Por lo tanto el proyecto es viable y la inversión se recuperaría en 1 año aproximadamente.

CAPÍTULO

VI

**▪ CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES**

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

1. Emelnorte no cuenta con un laboratorio para pruebas de rutina de luminarias, transformadores y pararrayos.
2. Se debe implementar el laboratorio ya que brinda beneficios a Emelnorte.
3. La contrastación de medidores deberá tomar un enfoque destinado hacia los medidores modernos (electrónicos y digitales), y la adquisición de equipos modernos para mejorar el rendimiento del laboratorio deberá ser prioridad de la empresa.
4. Las pruebas de rutina en las bombillas están dirigidas hacia las bombillas de sodio, y de manera singular hacia las de alta presión, por su mayor vida útil, eficiencia, rendimiento y menor contaminación ambiental, a diferencia de las de mercurio que están discontinuadas y sus características son antagónicas a las de sodio.
5. Se debe utilizar el diagrama trapezoidal para determinar características del diseño de la bombilla, información acerca de la calidad de la misma, vida útil, problemas de arranque, ciclo prematuro de encendido y apagado, nivel de iluminación, incremento de voltaje y aumento del consumo de energía. Porque con una sola prueba y un solo gráfico se puede llegar a determinar las características de la bombilla.
6. Los arrancadores tipo impulsador, ofrecen altos pulsos de onda, ideales para pruebas de balastos pero su vida útil es corta.

7. El laboratorio servirá para penalizar a los transformadores que no cumplan con lo declarado en los protocolos de pruebas, de acuerdo a las tolerancias descritas en las normas de transformadores.
8. El laboratorio contribuirá al ahorro energético, que se torna de gran importancia en épocas de estiaje, al ubicar en las redes de distribución transformadores con bajas pérdidas en vacío.
9. Con el laboratorio la empresa se beneficiará al tener que comprar lotes de luminarias en periodos más prolongados, se mejorará la calidad de balastos, bombillas, inyectores, se aumentará la vida útil de los equipos representando un ahorro de tiempo y costos de operación del personal de mantenimiento.
10. Se debe tener cuidado con los transformadores que presentan pocas pérdidas y baja impedancia, ya que tienen el defecto de tornarse más frágiles en lo referente a esfuerzos eléctricos y mecánicos, y tienden a elevar su temperatura y su corriente, por lo que su vida útil disminuye considerablemente.
11. El programa de contrastación de medidores se debe basar en el consumo histórico del abonado, y para el caso de clientes especiales la contrastación se debe realizar de forma periódica.

RECOMENDACIONES.

1. Se recomienda que Emelnorte y las empresas distribuidoras implementen un laboratorio de pruebas de rutina, y de ser posible un laboratorio capaz de realizar pruebas tipo descritas en las normas internacionales.
2. Es imprescindible tener una planificación a largo plazo y un programa de pruebas de contrastación, que sumado a un adecuado mantenimiento, garantizaría una medida exacta, mejorando la calidad del servicio, beneficiando al cliente y a la empresa.
3. El Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), debe garantizar que los equipos que ingresen al país, cumplan las pruebas de rutina que exigen las normas internacionales.
4. A las agencias de Emelnorte se les debe exigir que incrementen la cantidad de medidores contrastados.
5. Para obtener un diseño con alta eficiencia y calidad fotométrica, se recomienda centrar la atención en la calidad del reflector, en el material empleado, en la calidad del acabado. Una luminaria que emplee en el reflector materiales poliméricos (plástico), entrega un mejor rendimiento, pero sacrifica su vida útil, ya que presentan gran deterioro, al contrario de las luminarias con reflectores de aluminio con tratamiento de abrillantado o anodizado, que no presentan un rendimiento luminoso alto, pero la vida útil se ve incrementada notoriamente, estas últimas tienen un precio más elevado que sus similares de polímero.
6. Los arrancadores con menores pérdidas (0.05W con la bombilla encendida) son los que utilizan la disposición en paralelo, sin embargo, se recomienda emplear arrancadores tipo superposición, ya que son compatibles además de las bombillas de sodio de alta presión, con las bombillas de mercurio (Metal halide), este tipo de arrancadores cuentan

con una bobina interna más que sus similares en paralelo y entregan mayor cantidad de pulsos, por esta razón presentan más pérdidas, aproximadamente 0.8 a 1 vatio más.

7. Los transformadores que presenten altas pérdidas en el núcleo y corrientes altas de vacío, deben ser revisados internamente ya que esto puede ser ocasionado por láminas flojas en el núcleo y corta exposición en el horno.
8. Los transformadores con origen extranjero, deben someterse a verificación de sus características eléctricas presentadas en los protocolos de prueba, especialmente lo referente a las pérdidas, para mejorar las condiciones de ahorro que serán de utilidad en la época de estiaje.
9. Para lograr mayor eficiencia en las luminarias, se recomienda implementar tecnología de alumbrado con LEDs, que presenta un ahorro significativo y una mayor vida útil.
10. Por las regulaciones que exige el CONELEC, especialmente las dirigidas al ahorro de energía, la implementación del laboratorio de pruebas por parte de EMELNORTE se hace indispensable, por lo tanto los recursos económicos deberían ser incluidos para la proforma presupuestaria del 2008.
11. Se recomienda que todos los equipos a ser instalados en la red de distribución de Emelnorte, sean sometidos a un régimen de pruebas de rutina antes de ser instalados en la red de distribución, esto comprende equipos adquiridos por la empresa y por contratistas, así como equipos reparados.
12. Para los transformadores instalados, se recomienda crear un programa de mantenimiento, donde los transformadores con más de 20 años de vida, sean reemplazados por nuevos, y a su vez crear un programa de administración carga en los mismos, de manera de tener equipos con una carga adecuada, tendiendo a disminuir pérdidas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. JOSÉ RAMIREZ VÁZQUEZ; "Tarificación de Energía Eléctrica", Ediciones CEAC, Barcelona España, Enero 1986.
2. ELBTALWERK GMBH; "Motores Trifásicos en Tracción Eléctrica"
3. SIEMENS AG; "Tracción Eléctrica"; Catálogo.
4. ROY ALPHA; "Catálogo de Luminarias 2006";
5. PHILIPS; "Fundamentos sobre la Luz y la Iluminación"; 2006
6. SILVANIA; "Mini - Lynx"; 2006.
7. OSRAM; "Recomendaciones acerca del Mantenimiento y Rehabilitación de Equipos de Alumbrado Público"; 2006
8. ELECTROCONTROL; "Catálogo de Productos"; Medellín Colombia; 2003.
9. SILVANIA; "Lámparas Vapor de Sodio Alta Presión"; Massachuset Estados Unidos; 2000.
10. SILVANIA; "Guía de Problemas en Instalaciones con Lámparas de Descarga de Alta Intensidad"; Massachuset Estados Unidos; 2000.
11. OSRAM; "Vialox"; Madrid España; 2000.
12. OSRAM; "Vialox Nav"; 2000.
13. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2110; "Transformadores. Definiciones"; Quito-Ecuador; 1998.
14. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2113; "Transformadores. Determinación de pérdidas y corriente sin carga"; Quito-Ecuador; 1998.
15. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2116; "Transformadores. Impedancia y pérdidas con carga"; Quito-Ecuador; 1998.
16. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2117; "Transformadores. Relación de transformación, verificación de la polaridad y desplazamiento angular"; Quito-Ecuador; 1998.
17. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2118; "Transformadores. Medida de la resistencia de los devanados"; Quito-Ecuador; 1998.
18. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2119; "Transformadores. Prueba de calentamiento para transformadores sumergidos en aceite con

- elevación de 65° C de temperatura en los devanados”; Quito-Ecuador; 1998.
19. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2125; “Transformadores. Pruebas del dieléctrico”; Quito-Ecuador; 1998.
 20. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2129; “Transformadores. Determinación del voltaje de cortocircuito”; Quito-Ecuador; 1998.
 21. NORMA CEI 60099-4; “Descargadores de sobrevoltajes – Parte 4: Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.”; Edición 2.1; 2006-07.
 22. M. MOBEDJINA, B. JOHNNERFELT, L. STENSTROM, “Desing and Testing of Polimer- housed Surge Arrester”, GCC Cigré 9th Symposium Abu Dhabi, October 28-29, 1998.
 23. R.P.P. SMEETS, H. BARTS, W.A. VAN DER LINDEN, L. STENSTROM. “Modem ZnO surge arresters under short-circuit current stresses; Test experiences and critical review of the IEC Satndard”. Cigré 2004 Sesión, Technical Paper A3-105.
 24. NORMA CEI 60099-4; “Descargadores de sobrevoltajes – Parte 8: Pruebas de Rutina y Pruebas de aceptación.”.
 25. NORMA IEEE C62.11; “Normas para pararrayos de oxido de metal”; 1999.
 26. NORMA ANSI C57.12; “Aisladores- Pruebas de Resistencia”.
 27. NORMA ASTM D877-84a; “Voltaje Dieléctrico de Ruptura de Liquido Aislante usando Electrodo de Disco”; 1981.
 28. NORMA ASTM D1816-82; “Voltaje Dieléctrico de Ruptura de Aceite Aislante de Origen de Petróleo usando Electrodo VDE”; 1981.
 29. EMELNORTE S.A. “Informe de Auditoría de Gestión del Período 2001-2006”; Ibarra-Ecuador; Julio 2007.
 30. EMELNORTE S.A.; “Normas eléctricas para diseño y construcción”; Ibarra-Ecuador; 1985.
 31. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL; “Apuntes de Alto Voltaje”; Quito-Ecuador; 2004.
 32. NORMA ANSI C12-1; “Código de Medición Eléctrica”; USA; 2001.
 33. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 900; “Reglas generales y específicas para el alumbrado público”; Bogotá-Colombia; 1998.




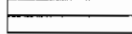

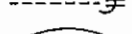
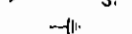



34. LUIS TAPIA; "Operación de subestaciones"; Quito-Ecuador; 2005.
35. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL; "Apuntes de Diseño en Alto Voltaje"; Quito-Ecuador; 2005.
36. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 2243; "Especificaciones Técnicas y Ensayos para Balastos y Bombillas de Sodio Alta Presión"; Bogotá Colombia; 1986.
37. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI-EMCALI EICE ESP; "Especificaciones Técnicas Detalladas de Pararrayos de Distribución"; Cali-Colombia; 2006.
38. ALCALDÍA MAYOR DE BOGOTÁ D.C.; "Manual Único de Alumbrado Público"; Bogotá-Colombia; 2001.
39. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2111; "Transformadores. Pruebas Eléctricas"; Quito-Ecuador; 1998.
40. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2127; "Transformadores. Niveles de Aislamiento"; Quito-Ecuador; 1998.
41. NORMA TÉCNICA ECUATORIANA NTE INEN 2133; "Transformadores. Aceites Aislantes Para Transformadores e Interruptores. Requisitos"; Quito-Ecuador; 1998.
42. FLUKE; "Catálogo de instrumentos de medida"; España; 2007.
43. JOSÉ ROLDAN; "Manual de Medidas Eléctricas"; Ediciones CEAC; Barcelona España 3ª edición; 1975.
44. MOTTA BITTEUCURT, HUGO LOMBARDERO, OSCAR G; "Medidor Electrónico de Energía"; Argentina.
45. LANDYS+GYR INC; "Quad 4 Plus Hardware Manual"; USA 2004.

ANEXOS



EXTINTOR
 DETECTOR DE HUMO
 COLECTOR DE ACEITE DIELECTRICO

INST. ENERGIA ELECTRICA

 FOCO AHORRADOR
 TOMA ESPECIAL TRIFASICO
 TOMACORRIENTES DOBLE
 S. INTERRUPTOR SIMPLE
 3S. INTERRUPTOR TRIPLE
 LUMINARIA FLUORESCENTE DOBLE
 CIRCUITO DE LUMINARIAS 2X#12
 CIRCUITO DE TOMACORRIENTES 2X#12
 CIRCUITO DE INTERRUPTORES 2X#14
 VARILLA COPERWELL (TIERRA)
 TABLERO DE DISTRIBUCION DE 4 CIRC.
 TOMA PARA TELEF.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CONTIENE **PROYECTO LABORATORIO DE PRUEBAS DE RUTINA
 UBICADO EN EL DESPACHO DE CARGA DE EMELNORTE (IBARRA)**

	DIR. DE DISTRIB.	Alvaro Taboada	1:100	Octubre/2007
	APROBO	PROYECTO	ESCALA	FECHA
	Construcciones		1 DE 1	
	REVISO	LEV. CAL.	DIBUJO	HOJA
				# DE PROJ.

ANEXOS

NORMA NTE INEN 2111. PRUEBAS ELÉCTRICAS.

CARACTERÍSTICAS	TOLERANCIA
1 PÉRDIDAS 1.1 Pérdidas totales 1.2 Pérdidas con carga 1.3 Pérdidas sin carga (en vacío)	+ 6 % de las pérdidas declaradas. + 10 % de las pérdidas declaradas. Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales. + 10 % de las pérdidas declaradas. Teniendo en cuenta que no se haya sobrepasado la tolerancia para las pérdidas totales.
2. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN SIN CARGA (en vacío) DE LA DERIVACIÓN PRINCIPAL (RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN PRINCIPAL) Nota: Ver numeral 5.1.1 de la norma NTE 2111	El más bajo de los siguientes valores: a) $\pm 0,5\%$ de la relación declarada. b) Un porcentaje de la relación de transformación declarada igual al 10% del voltaje de cortocircuito. Si el voltaje por espira excede esta tolerancia, la relación en las derivaciones debe corresponder a la relación de la espira más cercana.
3 VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO (U_{zn}) 3.1 Para la derivación principal (voltaje nominal de cortocircuito) 3.1.1 Transformadores con dos devanados 3.1.2 Transformadores con más de dos devanados. 3.2 Para derivaciones diferentes a la derivación principal.	Comprende a los valores indicados en las tablas 1 y 2 de las NTE INEN 2 114 y 2 115 $\pm 10\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para esa derivación. $\pm 10\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para un par especificado de devanados. $\pm 15\%$ del voltaje de cortocircuito declarado para un segundo par especificado de devanados. Para los demás pares de devanados pueden ser acordadas y establecidas sus tolerancias. $\pm 15\%$ del valor establecido para cada derivación dentro del $\pm 5\%$ de la derivación principal. Para las otras derivaciones, la tolerancia se establecerá por acuerdo entre fabricante y comprador.
4 CORRIENTE SIN CARGA (en vacío)	$\pm 30\%$ de la corriente sin carga (en vacío) declarada.
5 EFICIENCIA	De acuerdo con las tolerancias para pérdidas.
6 REGULACIÓN	De acuerdo con las tolerancias para voltaje de cortocircuito y pérdidas con carga.

Tabla N° 1.

NORMA NTE INEN 2118. MEDIDA DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS

MÉTODO DE LA CAÍDA DE VOLTAJE.

Este método consiste en observar a la caída de voltaje, conociendo el valor de la corriente que atraviesa por el devanado, cuya resistencia se determina y calcula al aplicar la ley de ohm.

$$R_o = \frac{V}{I}$$

Donde:

- V es el voltaje aplicado a los terminales del devanado medido en voltios.
- I es la corriente que atraviesa el devanado medida en amperios.
- R_o es la resistencia del devanado medida en ohmios y a la temperatura ambiente.

La exactitud de este método depende de la medida de las dos magnitudes desconocidas, si el voltímetro y el amperímetro tienen la misma clase de precisión se obtendrán mejores resultados.

El circuito a emplearse se ilustra en la figura 1 presentada a continuación y se debe tomar en cuenta que la conexión del voltímetro se realizará de acuerdo a circunstancias de exactitud, para resistencias altas (mayores a 1 ohmio) se utiliza en la ubicación 1, mientras que para resistencias bajas (menores a 1 ohmio) se utiliza la ubicación 2.

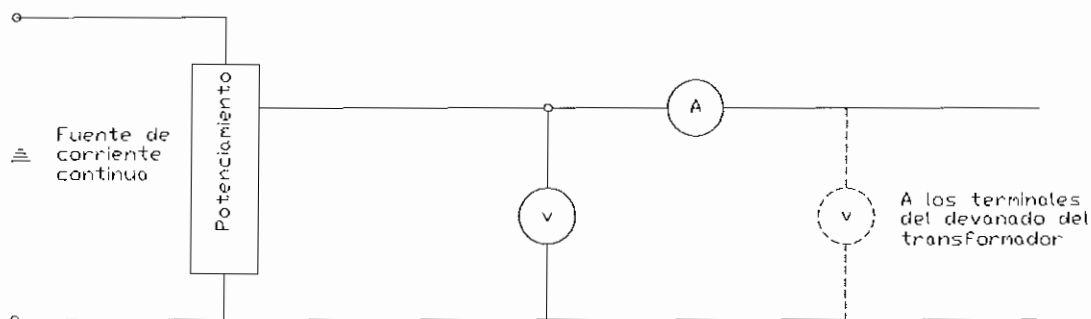


Fig. 1 Esquema del circuito utilizado para determinar la resistencia de los devanados por el método de caída de voltaje. Conexión del voltímetro según circunstancias de exactitud.

MÉTODO DEL PUENTE DE WHEATSTONE.

La figura 2 muestra el esquema de un puente de Wheatstone, donde R , R_1 y R_2 son resistencias conocidas y R_x representa la resistencia del devanado al cual se le realiza la medición. Para utilizar el puente se ajustan las resistencias hasta que el medidor de corriente M esté en cero, entonces:

$$R_x = \left(\frac{R_1}{R_2} \right) * R$$

Este método presenta ventajas como:

- Es un método de reducción a cero.
- La comparación se hace directamente con resistencias patrón, cuya exactitud puede ser muy grande.

Tanto el método de la caída de voltaje como el del puente de Wheatstone pueden tener la misma exactitud, cuando se emplean los instrumentos adecuados.

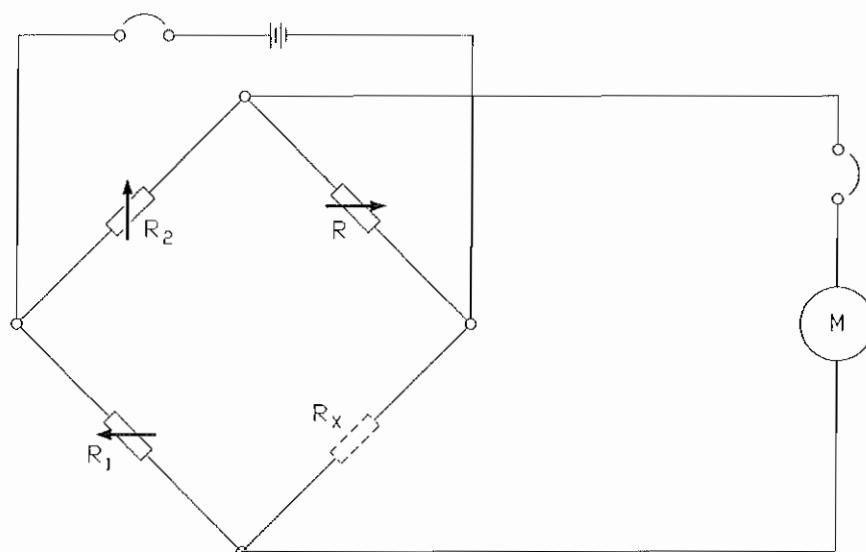


Fig. 2: Esquema del circuito utilizado para determinar la resistencia de los devanados por el método del puente de Wheatstone.

NORMA NTE INEN 2117. RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN, VERIFICACIÓN DE LA POLADAD Y DESPLAZAMIENTO ANGULAR

Medición de la relación de transformación.

Para la medición de la relación de transformación, se realiza a voltaje nominal o menor, y a frecuencia nominal o mayor, para los transformadores conectados en estrella con el punto neutro inaccesible, la prueba se realizará para todas las fases en conjunto (circuito polifásico) aplicando un voltaje simétrico con un porcentaje de asimetría de hasta 0.5%. Para los transformadores polifásicos donde cada fase sea independiente y accesible, la prueba se realiza preferentemente para cada fase (circuito monofásico) pero también puede realizarse para todas las fases en conjunto (circuito polifásico). Para transformadores con derivaciones, la medición de la relación de transformación debe efectuarse para todas las derivaciones.

Método del voltímetro.- Consiste en aplicar un voltaje alterno sinusoidal de valor conocido al devanado de mayor voltaje, midiendo este voltaje y el que aparece en el otro devanado por medio de voltímetros y transformadores de voltaje apropiados. La relación de los dos voltajes medidos será la relación de transformación. Los voltímetros deben leerse simultáneamente. Debe realizarse una segunda lectura intercambiando los voltímetros, y se tomará el promedio de las dos lecturas para compensar el error de los instrumentos.

La relación del transformador de voltaje debe ser tal, que sitúe los dos voltímetros aproximadamente en la misma lectura, de otro modo la compensación del error por intercambio de los instrumentos no es satisfactoria y es necesario emplear una conexión apropiada de los mismos.

La prueba debe hacerse con no menos de cuatro voltajes y escalonamientos de aproximadamente el 10%, el valor promedio se debe tomar como el valor verdadero. Si los valores tomados difieren en más del 1% las medidas deberán repetirse con otros voltímetros.

Cuando se deba medir la relación a varios transformadores de especificaciones nominales iguales, el trabajo puede ser simplificado aplicando el sistema enunciado a una unidad y luego comparando los restantes con ésta como patrón, de acuerdo al método del transformador patrón.

Método del Transformador Patrón (TTR).- Consiste en comparar el voltaje del transformador bajo prueba con el de un transformador patrón calibrado, cuya relación es ajustable en pequeños escalones. Con este método, el transformador en prueba y el patrón se conectan en paralelo y se aplica voltaje a sus devanados de alto voltaje, mientras los otros devanados se hallan conectados a un detector sensible cuya indicación se lleva a cero ajustando la relación del transformador patrón. En ese punto, las relaciones de ambos transformadores son iguales.

VERIFICACIÓN DE LA POLARIDAD.

En transformadores polifásicos se debe verificar la polaridad para cada una de las fases independientemente.

Método del transformador patrón.- Se conecta en paralelo el devanado de alto voltaje del transformador en prueba con el devanado de alto voltaje del transformador patrón de polaridad conocida, y con la misma relación de transformación que la del transformador en prueba, uniendo entre sí los terminales correspondientes. Análogamente se conectan también los terminales de un lado de los devanados de bajo voltaje de ambos transformadores, dejando libres los restantes. En estas condiciones se aplica un voltaje de valor reducido a los devanados de alto voltaje y se mide el voltaje entre los terminales libres del lado de bajo voltaje. Si el voltímetro indica cero un valor mínimo, la polaridad de ambos transformadores será la misma.

Método de la descarga inductiva.- Se coloca el voltímetro de corriente continua entre los terminales del devanado de alto voltaje y se hace circular corriente continua por este devanado de modo que se produzca una pequeña desviación

positiva del voltímetro al cerrar el circuito de excitación. Luego se transfiere los dos cables del voltímetro a los dos terminales del devanado de bajo voltaje directamente opuesto. Al abrir el circuito de excitación de corriente continua se induce un voltaje en el devanado de bajo voltaje lo cual produce una desviación de la aguja del instrumento. Si la aguja se mueve en la misma dirección anterior (positiva) la polaridad es aditiva y en caso contrario, la polaridad es sustractiva, como se indica en las figuras siguientes.

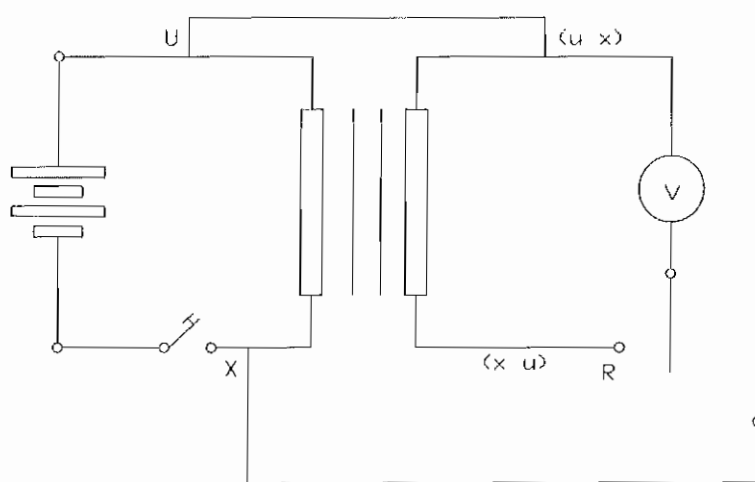
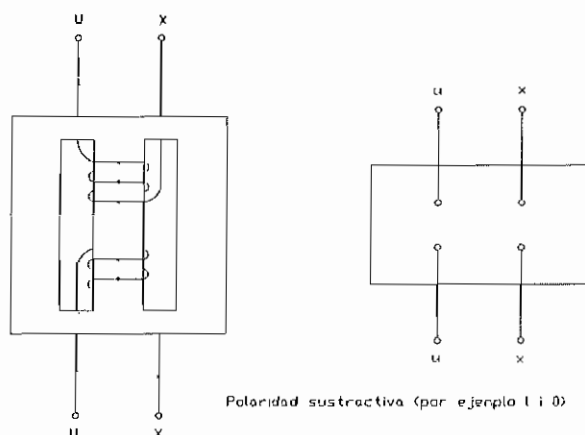


Fig. 3: Esquema del circuito utilizado en la determinación de la polaridad con el método de la descarga inductiva.



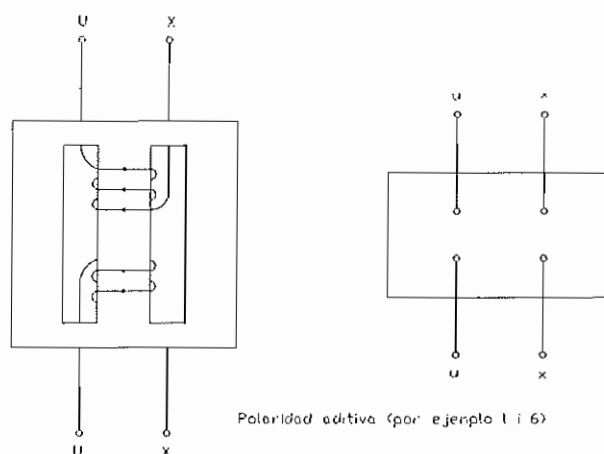


Fig. 4: Tipos de polaridad de los transformadores.

Método diferencial de corriente alterna.- Se conecta entre sí, los terminales de los devanados de alto y bajo voltaje contiguos del lado izquierdo del transformador (mirando desde el lado de bajo voltaje). Se aplica cualquier voltaje conveniente de corriente alterna al devanado completo de alto voltaje y se efectúan lecturas, primeramente del voltaje aplicado y luego del voltaje entre los terminales contiguos del lado derecho de ambos devanados. Si esta última lectura es de menor valor que la primera, la polaridad es sustractiva y si es de mayor valor que la primera, la polaridad es aditiva.

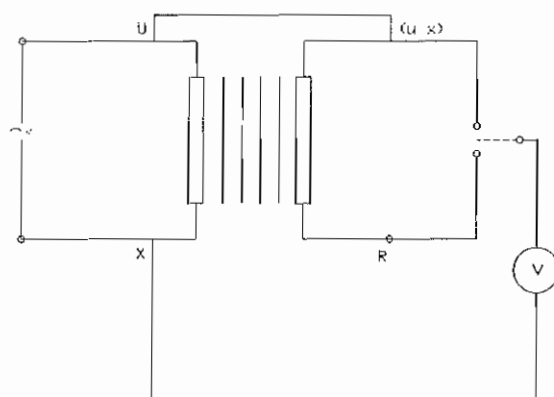


Fig. 5: Esquema del circuito utilizado en la determinación de la polaridad con el método diferencial con corriente alterna.

VERIFICACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO ANGULAR.

El desplazamiento angular entre la fases de los transformadores polifásicos, se debe verificar con el método del diagrama fasorial, siempre y cuando la relación de transformación no exceda de 30 : 1. La verificación de la secuencia cuando la relación de transformación exceda de 30 : 1 se hace con el método del indicador de secuencia.

En transformadores con más de un devanado de bajo voltaje, cada uno de estos se estudia independientemente, de acuerdo al método del diagrama fasorial y a los diagramas de conexión de transformadores descritos en la norma NTE INEN 2110, su identificación se efectúa con la letra mayúscula respectiva del devanado de alto voltaje, seguida de los símbolos literales o índices numéricos correspondientes al secundario, terciario entre otros, en orden decreciente de voltajes, para transformadores con un devanado destinado exclusivamente a compensación se señala su existencia por el símbolo literal correspondiente encerrado entre paréntesis y sin seguirlo de índice numérico.

Método del diagrama fasorial.- Se conecta un terminal de un devanado con el correspondiente del otro y se excita el transformador con un voltaje trifásico relativamente bajo, midiéndose el voltaje entre varios pares de terminales. Con estos valores de voltaje y la ayuda de los diagramas de la norma NTE INEN 2110, se puede trazar el diagrama fasorial de los voltajes, el cual se compara con los datos de placa de características.

Método del indicador de secuencia.- Se utiliza un indicador de secuencia, que puede estar constituido por un motor asíncrono trifásico o uno monofásico de fase auxiliar. Conectando el indicador a los terminales de alto voltaje se aplica a éstos un voltaje de valor adecuado y se toma nota del sentido de secuencia. Se transfiere el indicador al lado de bajo voltaje. Conectando cada terminal a su correspondiente marcación, se regula el voltaje al valor adecuado y se toma nota del sentido de la secuencia sin alterar las conexiones en el primario. La

coincidencia del sentido de la secuencia indica que ésta es igual en ambos devanados.

NORMA NTE INEN 2129. DETERMINACIÓN DEL VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO.

PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE DOS DEVANADOS.

En esta prueba uno de los devanados del transformador (del lado de alto voltaje o del lado de bajo voltaje) debe ponerse en cortocircuito y se aplica al otro devanado un voltaje a frecuencia nominal, el cual se ajusta para que circule la corriente nominal por los devanados como se indica en la figura 6. En caso de que no se puedan alcanzar los valores nominales de corriente, se puede utilizar una corriente no menor del 25% de la corriente nominal (I_n), corrigiendo el valor obtenido. La prueba debe realizarse sobre la derivación principal.

Con la corriente y frecuencia ajustadas a los valores de prueba, se toman lecturas en el amperímetro, vatímetro, voltímetro y frecuencímetro. Para esto se desconecta el transformador sometido a prueba y se lee en el vatímetro la potencia consumida, la cual representa las pérdidas en el equipo de medida.

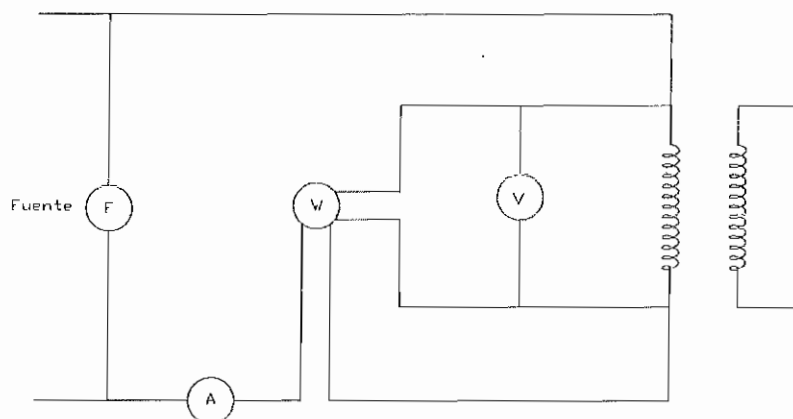


Fig. 6: Esquema del circuito utilizado en la prueba de voltaje de cortocircuito para transformadores monofásicos de dos devanados.

Es suficiente medir o ajustar la corriente solamente en el devanado excitado, debido a que la corriente en el devanado en cortocircuito, debe estar en el valor correcto (exceptuando un valor despreciable debido a la corriente de excitación). Si se coloca el equipo de medida en serie con el devanado en cortocircuito, para medir su corriente, se puede introducir un gran error en la impedancia, debido a las pérdidas y a la caída de voltaje en dicho equipo.

La temperatura del devanado debe tomarse antes y después de la medida del voltaje de cortocircuito; el promedio se toma como el valor verdadero. La temperatura del devanado antes de la prueba se considera igual a la temperatura del aceite, cuando el transformador no ha sido excitado por lo menos 8 horas antes de la prueba.

El conductor usado para poner en cortocircuito transformadores de alta corriente y bajo voltaje, debe tener una sección transversal igual o mayor que aquella de los conductores terminales del devanado correspondiente, debe ser tan corto como sea posible y mantenerse alejado de influencias electromagnéticas. Los contactos deben estar limpios y bien ajustados.

Las pérdidas I^2R de los devanados se pueden calcular con la resistencia medida (corregida para la temperatura a la cual se realiza la prueba) y la corriente utilizada en la prueba. Las pérdidas adicionales se obtienen restando de P_z las pérdidas I^2R .

PRUEBA DEL VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE AUTOTRANSFORMADORES.

Para esta prueba puede efectuarse al poner en cortocircuito los terminales de entrada o salida, y aplicando voltaje a los otros terminales, de modo que circule la corriente nominal. La conexión es la que se indica en la figura 7.

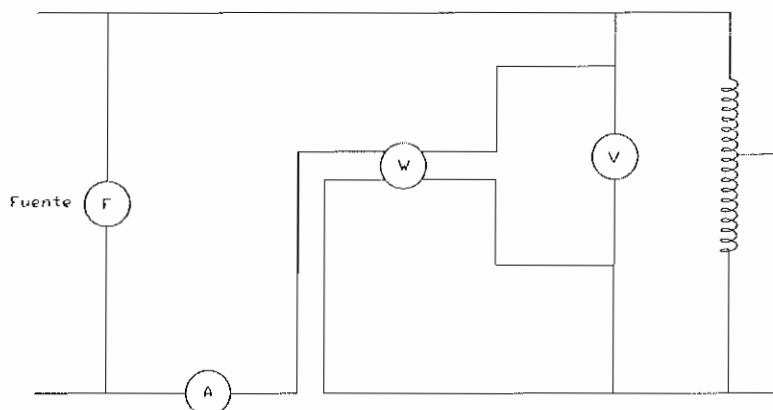


Fig. 7: Esquema del circuito utilizado en la prueba de voltaje de cortocircuito para autotransformadores.

El devanado serie y el común de un autotransformador, puede considerarse como devanados separados; uno debe ponerse en cortocircuito y el otro excitar para la prueba de impedancia. Cuando se sigue este procedimiento, la corriente debe ajustarse al valor nominal del devanado, lo cual puede o no ser igual a la corriente de línea.

Con la precaución anterior, tanto las pérdidas de cortocircuito, como la potencia aparente del autotransformador, deben ser las mismas por cualquier método. El voltaje de cortocircuito medido a través de los devanados en serie, corresponde a los terminales de alto voltaje del autotransformador. El voltaje de cortocircuito en el devanado común, corresponde a los terminales de bajo voltaje del autotransformador.

PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CON VOLTAJE TRIFÁSICO.

En esta prueba los tres terminales del devanado de alto voltaje o bajo voltaje deben unirse rígidamente y se aplica a los terminales del otro devanado, un voltaje trifásico balanceado de frecuencia nominal y valor adecuado con el fin de hacer circular la corriente nominal como se indica en la figura 8.

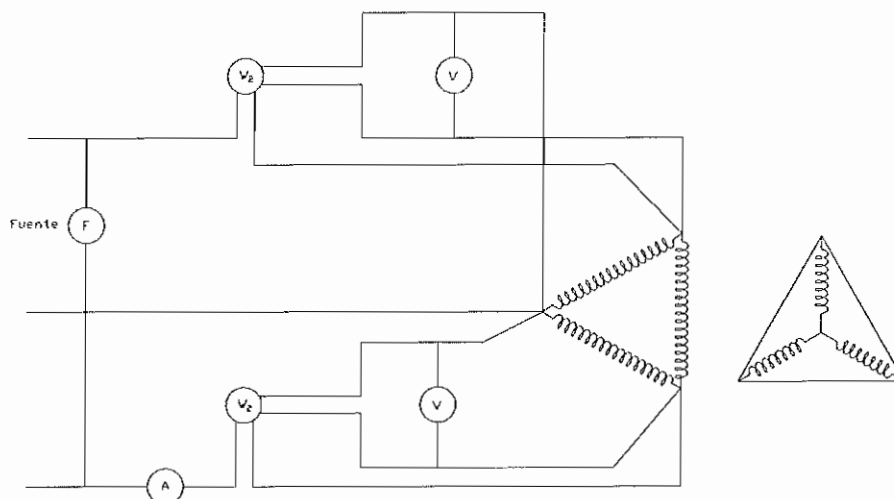


Fig. 8: Esquema del circuito utilizado en la prueba de voltaje de cortocircuito para transformadores trifásicos con voltaje trifásico.

El procedimiento es similar al seguido para transformadores monofásicos, excepto que las conexiones y medidas son trifásicas en lugar de monofásicas, las lecturas de los vatímetros deben ser aproximadamente iguales y deben sumarse algebraicamente sus valores para obtener las pérdidas totales. Si las tres corrientes de línea no pueden ser balanceadas, se toman los valores eficaces promedios.

PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CON VOLTAJE MONOFÁSICO.

El devanado al cual se aplica el voltaje debe estar conectado en delta (D) y con un extremo abierto, los otros arrollamientos pueden estar conectados en delta, para cuyo caso no es necesario ponerle en corto circuito, o en estrella (Y), caso en el cual es necesario conectar los terminales a su neutro.

Con excepción de las anteriores modificaciones el procedimiento es similar a la prueba de voltaje de cortocircuito para transformadores monofásicos.

El voltaje de cortocircuito obtenido es tres veces el voltaje de cortocircuito de una fase del transformador, esto se debe tener en cuenta para convertir valores obtenidos en porcentaje o por unidad.

Para la conversión debe utilizarse la siguiente expresión:

$$V_z\% = \frac{\text{Voltaje de cortocircuito medido}}{3 \times \text{voltaje nominal del devanado de excitación en } \Delta} \times 100$$

Este método de prueba no reproduce exactamente las condiciones de impedancia trifásica, y tiende a dar unas pérdidas mayores por introducir pérdidas de secuencia cero en la medida (la mayor parte en el tanque). El efecto es más pronunciado en transformadores del tipo columna; por consiguiente no es adecuado para transformadores de alta reactancia.

Una prueba monofásica alternativa es aplicable sin tener en cuenta cual de los devanados está conectado en D, Y, zigzag o cualquier combinación de los mismos. El neutro no se utiliza y tampoco es necesario abrir un extremo de la delta.

Se pone en cortocircuito los tres terminales de un devanado y se aplica un voltaje monofásico de frecuencia nominal a dos terminales del otro devanado como se indica en la siguiente figura, ajustándolo hasta que circule la corriente nominal.

A continuación se toma tres lecturas sucesivas de potencia y voltaje sobre los tres terminales escogidos de dos en dos H1 y H2, H2 y H3, H3 y H1.

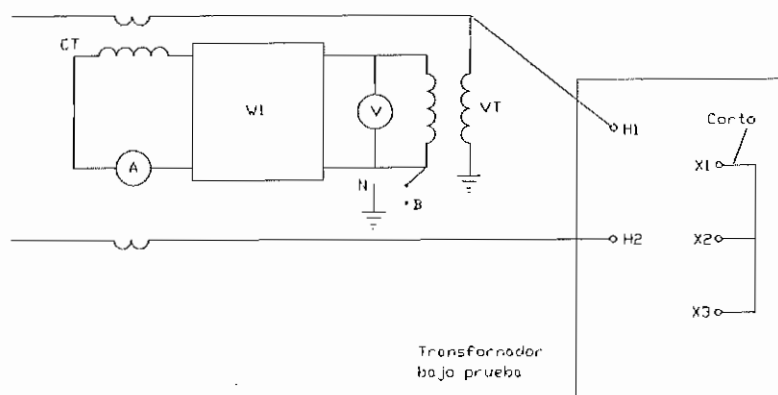


Fig. 9: Esquema del circuito utilizado en la prueba de voltaje de cortocircuito para transformadores trifásicos con voltaje trifásico.

Los valores tomados son:

- $Perdidas\ de\ cortocircuito = \frac{1.5 (P_{uv} + P_{vw} + P_{wu})}{3}$
- $Voltaje\ de\ cortocircuito = \frac{0.866 (V_{uv} + V_{vw} + V_{wu})}{3}$

Donde:

P y V son valores individuales de pérdidas y voltaje respectivamente, medidas de acuerdo a los subíndices indicados.

Las pérdidas adicionales, se pueden obtener restando de las pérdidas de cortocircuito las pérdidas I^2R en el transformador. Si R_1 es la resistencia medida entre los terminales de alto voltaje y R_2 entre los terminales de bajo voltaje, I_1 e I_2 son las corrientes nominales respectivas. Las pérdidas totales I^2R de las tres fases deben ser:

$$Total\ I^2R = 1.5(I_1^2R + I_2^2R) \text{ medida en vatios}$$

La igualdad anterior es aplicable a devanados conectados en Y o en D. Además se deben hacer las correcciones de temperatura.

PRUEBA DE VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO DE UN TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.

En un transformador sea monofásico o trifásico, de tres devanados se mide el voltaje de cortocircuito entre cada par de devanados, esto significa tres mediciones de voltaje de cortocircuito, siguiendo el mismo proceso utilizado para transformadores monofásicos.

Si la capacidad en kVA de los diferentes devanados no es la misma, la corriente utilizada para la prueba de voltaje de cortocircuito, es la correspondiente al devanado bajo prueba de menor capacidad. Cuando los datos anteriores se convierten a valores en porcentaje, debe tomarse como base los mismos kVA de salida, preferiblemente los correspondientes al devanado primario.

El voltaje de cortocircuito equivalente de cada devanado puede determinarse mediante las ecuaciones:

$$V_{z1} = \frac{V_{z12} - V_{z23} + V_{z31}}{2} = V_{23}$$

$$V_{z2} = \frac{V_{z23} - V_{z31} + V_{z12}}{2} = V_{2331}$$

$$V_{z3} = \frac{V_{z31} - V_{z12} + V_{z23}}{2} = V_{12}$$

Donde:

V_{z12} , V_{z23} y V_{z31} = Voltajes de cortocircuito medidos entre pares de devanados, en la forma indicada, expresada en los mismos kVA base.

V = Impedancia mutua equivalente entre pares de devanados.

El tratamiento de las pérdidas de cortocircuito para cada devanado, como corrección por temperatura, debe hacerse en la misma forma que para transformadores monofásicos de dos devanados. Las pérdidas totales en un transformador de tres devanados, son aproximadamente la suma de las pérdidas

en los tres devanados, determinadas para las condiciones de carga de los devanados.

NORMA NTE INEN 2116. IMPEDANCIA Y PÉRDIDAS CON CARGA.

DISPOSICIONES GENERALES.

Las pérdidas con carga son aquellas que se producen debido a una carga específica conectada a un transformador. Las pérdidas con carga incluye las pérdidas I^2R en los bobinados y elementos de protección, si los hubiere, debido a la corriente de carga y, las pérdidas parásitas debido a las corrientes de Eddy inducidas por el flujo de dispersión en los bobinados, en el núcleo, en los protectores magnéticos, en las paredes del tanque y otras partes conductoras. Las pérdidas por dispersión también pueden ser causadas por corrientes circulantes en bobinados conectados en paralelo o traslapados.

Voltaje de Impedancia.- El voltaje de impedancia de un transformador, es el voltaje requerido para que circule una corriente nominal específica por uno u otro bobinado, cuando otro bobinado se encuentra cortocircuitado con respecto al bobinado conectado al voltaje nominal de operación. El voltaje de impedancia es usualmente expresado en por unidad o en porcentaje respecto al voltaje nominal del bobinado al cual este voltaje es aplicado y medido.

El voltaje de impedancia incluye a una componente resistiva y a una componente reactiva. La componente resistiva, llamada caída en la resistencia, se encuentra en fase con la corriente y corresponde a las pérdidas con carga. La componente reactiva, llamada caída en la reactancia, se encuentra en cuadratura con la corriente y corresponde al flujo de dispersión de los bobinados. El voltaje de impedancia es el favor resultante de la suma de estas dos componentes.

El voltaje de impedancia se obtiene durante el ensayo de pérdidas con carga, como la medición del voltaje requerido para que circule una corriente nominal en los bobinados. El voltaje medido constituye el voltaje de impedancia a la temperatura de ensayo. Las pérdidas de potencia disipadas dentro del transformador, son iguales a las pérdidas con carga a la temperatura de ensayo y a una carga nominal.

El voltaje de impedancia y las pérdidas con carga pueden ser ajustados a otra temperatura, utilizando fórmulas específicas.

Los kVA de impedancia es el producto del voltaje de impedancia en kV aplicado al bobinado, por la corriente en amperios que por el circula. La relación entre las pérdidas con carga en kW y los kVA de impedancia (a la temperatura de ensayo), es el factor de potencia de las pérdidas con carga del transformador durante el ensayo, y se usa para corregir el error del ángulo de fase.

Factores que afectan a los valores de pérdidas con carga y al voltaje de impedancia.- La variación en las magnitudes de las pérdidas con carga y en el voltaje de impedancia, depende de la posición del cambiador de derivaciones en todos o en algunos bobinados. Estas variaciones se deben a los cambios de las magnitudes de las corrientes de carga, asociadas con el flujo de dispersión.

Adicionalmente, algunos otros factores afectan al valor de las pérdidas con carga y al voltaje de impedancia del transformador. Las consideraciones de estos factores, en parte explica la variación de los valores de pérdidas e impedancia para un mismo transformador bajo diferentes condiciones de ensayo. También explica las variaciones entre los valores de pérdidas con carga y el voltaje de impedancia, de diferentes transformadores de un mismo diseño. Estos factores son analizados a continuación:

Diseño. Los factores que influyen en el diseño son los siguientes:

- El material del conductor
- Las dimensiones del conductor
- El diseño de las bobinas
- La disposición de los bobinados
- El diseño del apantallamiento

Procesos. Los valores de las pérdidas con carga y del voltaje de impedancia, son afectados por los siguientes factores:

- Material del conductor

- Dimensiones de la bobina
- Conexiones de terminalés
- Partes metálicas expuestas al flujo magnético
- Variaciones en las propiedades del conductor y
- Otras partes metálicas

Temperatura. Las pérdidas con carga son función de la temperatura. El componente I^2R de las pérdidas con carga se incrementa con la temperatura mientras que el componente de las pérdidas parásitas decrece con la temperatura.

Métodos de medición. En ciertos casos se puede obtener un bajo factor de potencia en la medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia. En estos casos debe verificarse el método de medición que ha sido seleccionado. Bajo estas condiciones, los componentes del sistema de ensayo son esenciales para los resultados repetitivos.

El error en el ángulo de fase en la determinación de las pérdidas con carga del transformador bajo prueba, se debe a:

- Los transformadores de medida
- Los instrumentos de medida
- Conexiones y accesorios

El procedimiento para la corrección de las pérdidas con carga debido a los errores en el ángulo de fase.

Requisitos previos para la determinación de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia. Los siguientes requerimientos previos deberán efectuarse para garantizar la confiabilidad de los resultados del ensayo:

Para determinar la temperatura de los bobinados con una suficiente precisión, las siguientes condiciones deberán ser observadas.

- 1) La temperatura del líquido aislante se estabiliza y la diferencia entre la temperatura superior e inferior del aceite, no excederá de 5 °C.
- 2) La temperatura de los bobinados deberá ser registrada inmediatamente antes y después del ensayo de las pérdidas con una carga y del voltaje de impedancia. El promedio deberá tomarse como una temperatura rectificadora.
- 3) La diferencia de temperatura del bobinado antes y después del ensayo, no deberá exceder de 5 °C

Además de las condiciones antes mencionadas, se deberá tener en consideración:

- a. El conductor utilizado para cortocircuitar el bobinado de bajo voltaje y corriente elevada del transformador, deberá ser de una sección igual o mayor que el correspondiente a los terminales del transformador.
- b. La frecuencia de ensayo de la carga utilizada para la medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia, deberá oscilar entre $\pm 0.5\%$ del valor nominal.
- c. El valor máximo de corrección en la medición de las pérdidas con carga debido al error en el sistema de ensayo del ángulo de fase, está limitado al $\pm 5\%$ de las cargas medidas. Más arriba del 5% se requiere de una corrección de los métodos y de los aparatos de ensayo, los mismos que deberán ser establecidos para una adecuada determinación de pérdidas con carga.

Método del Watímetro, Voltímetro y Amperímetro.- Las conexiones y equipos necesarios, para la determinación de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia de un transformador monofásico, se indica en la figura 10 cuando no son requeridos equipos de transformación, mientras que la figura 11 contempla el uso de estos equipos.

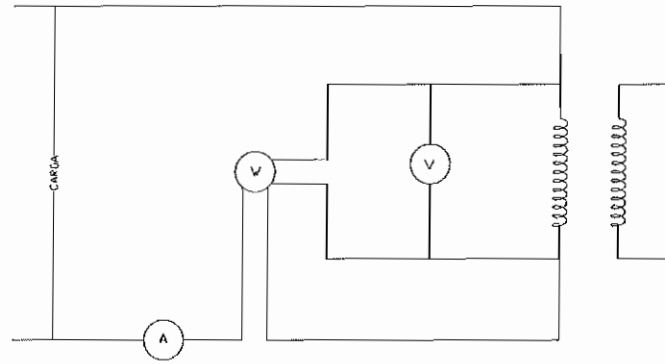


Fig. 10: Esquema del circuito utilizado en la prueba del método del vatímetro, voltímetro y amperímetro.

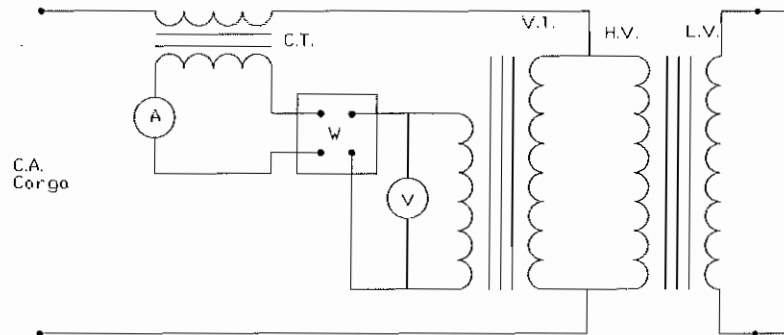


Fig. 11: Esquema del circuito utilizado en la prueba del método del vatímetro, voltímetro y amperímetro.

En transformadores trifásicos, para la medición de la potencia trifásica la utilización de dos vatímetros es posible, excepto cuando se obtiene errores considerables y un bajo factor de potencia en los ensayos de las pérdidas con carga de los transformadores.

Para transformadores trifásicos, la figura 12, muestra las conexiones y equipos utilizados en el método de los tres vatímetros.

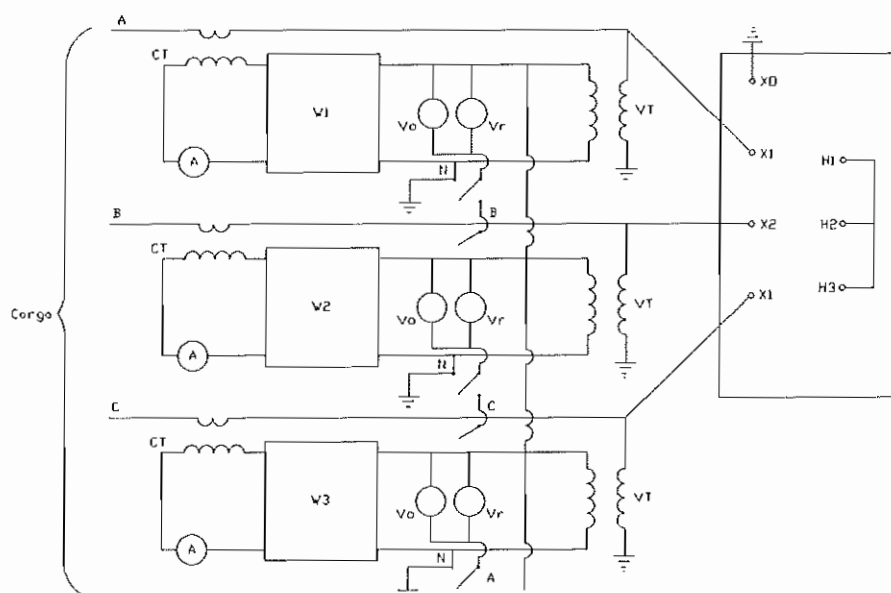


Fig. 12: Esquema del circuito utilizado en la prueba del método de los tres vatímetros.

Método del puente de impedancia.- El método del puente de impedancia puede ser utilizado como una alternativa del método del vatímetro, voltímetro y amperímetro, para la medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia. Al mismo tiempo que es posible algunas configuraciones del puente de impedancia, la elección de una red particular está determinada por las consideraciones en la facilidad del ensayo y las mediciones. En una forma general, el puente de impedancia mostrado en la figura 13, presentando una red eléctrica dispuesta proporcionalmente al voltaje y a la corriente que circula en el transformador bajo ensayo, es comparado con un voltaje referencial cuando se aplica un voltaje V_1

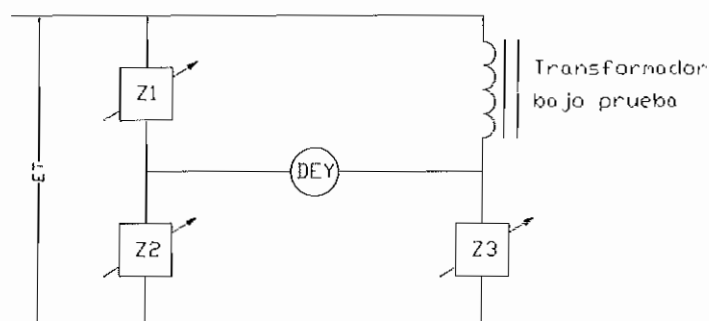


Fig. 13: Esquema del circuito utilizado en la prueba del método del puente de impedancia.

Dos puentes más comúnmente utilizados para ensayos de transformadores, se indica en la figura 14 y 15. En fig. 14 la técnica del puente se ilustra como un patrón de precisión, como un capacitor de alto voltaje y bajas pérdidas, y precisión de los transformadores de baja corriente. En general la red se ajusta para un voltaje balanceado con frecuencia dependiente; por consiguiente la excitación al puente deberá provenir de una fuente de potencia con una distorsión baja de armónicas y una excelente estabilidad de frecuencia. Los factores que impactan totalmente en la exactitud de los resultados del ensayo por el método del vatímetro, voltímetro y amperímetro, también influyen en la exactitud de los resultados por el método del puente de impedancia.

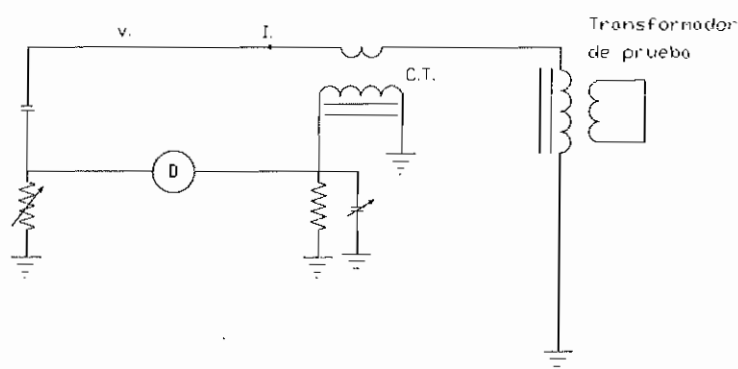


Fig. 14: Técnica del puente, como patrón de precisión.

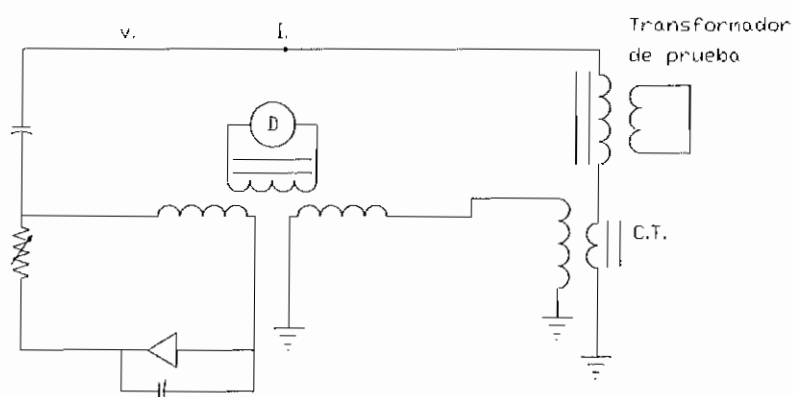


Fig. 15: Técnica del puente, como patrón de precisión

PROCEDIMIENTOS DE ENSAYOS.

Transformadores de dos bobinados y autotransformadores.- Para los ensayos de pérdidas con carga y del voltaje de impedancia, se utilizan las conexiones y equipos mostrados en la fig. 11 para transformadores monofásicos y en la fig. 12 para transformadores trifásicos.

Uno de los bobinados se cortocircuita y se aplica al otro bobinando un voltaje a frecuencia nominal, para que circule la corriente nominal en el bobinado excitado. Se toman entonces lecturas simultáneas en el vatímetro, voltímetro y amperímetro. Si es necesaria la corrección de las pérdidas en las condiciones externas y en los instrumentos de mediciones conectados, esta deberá realizarse.

El procedimiento para ensayar transformadores trifásicos es muy similar, excepto que todas las conexiones y mediciones deberán ser para tres fases en vez de una y se utilizará durante el ensayo, una fuente de potencia trifásica balanceada. Si las tres corrientes de línea no pueden ser balanceadas, el promedio de los tres valores deberá corresponder al valor deseado, tomándose lecturas simultáneas en el vatímetro, voltímetro y amperímetro.

Los autotransformadores monofásicos y trifásicos pueden ser ensayados cambiando internamente las conexiones. El ensayo se realiza utilizando las conexiones del autotransformador. Los terminales de entrada o de salida son cortocircuitados y el voltaje (a frecuencia nominal) es aplicado a los terminales y se ajusta a un valor para ocasionar una corriente nominal de línea. El circuito de ensayo se muestra en la fig. 16. Lecturas simultáneas del vatímetro, voltímetro y amperímetro son requeridas para la determinación de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia.

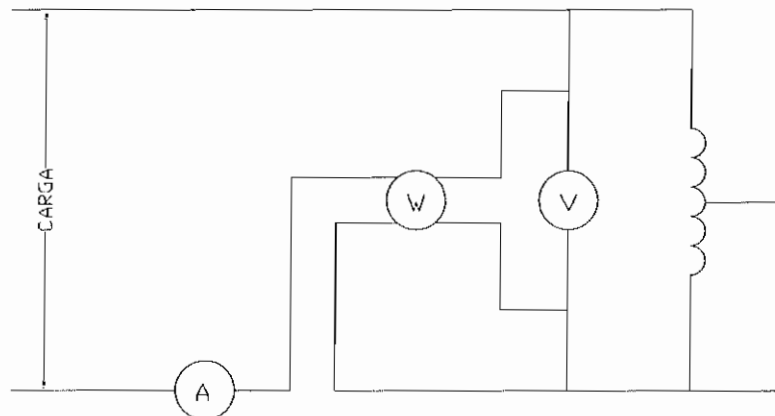


Fig. 16: Diagrama utilizado en el ensayo para autotransformadores monofásicos y trifásicos cambiando las conexiones internas.

Para los propósitos de medición de las pérdidas con carga y del voltaje de impedancia, los bobinados serie y paralelo de un autotransformador, pueden ser tratados como bobinados separados, uno de los cuales está cortocircuitado y el otro excitado. En esta situación, cuando el transformador está conectado a dos bobinas para el ensayo, la corriente tomará el valor nominal de corriente del bobinado excitado, la cual podrá ser o no la corriente nominal de línea.

Transformadores de tres bobinados.- Para transformadores de tres bobinados, los cuales pueden ser monofásicos o trifásicos, la medición tres veces de la impedancia deberá ser realizada entre pares de bobinados, siguiendo a continuación el mismo procedimiento aplicado para transformadores de dos bobinados. La medición de las impedancias Z_{12} , Z_{23} y Z_{31} será obtenida entre los bobinados 1, 2 y 3.

Si los kVA de capacidad de los diferentes bobinados no son semejantes, la corriente tomará para el ensayo de impedancia, el valor de la capacidad correspondiente al bobinado de menor rango, del par de bobinados bajo ensayo. Sin embargo, todos estos datos cuando se transforman a porcentaje, deberán ser referenciales a una misma capacidad en kVA, preferentemente a la del bobinado primario. Un equivalente de una red de impedancias de tres bobinados, se muestra en la fig. 17, que puede derivarse a partir de las siguientes ecuaciones:

$$Z_1 = \frac{Z_{12} - Z_{23} + Z_{31}}{2}$$

$$Z_2 = \frac{Z_{23} - Z_{31} + Z_{12}}{2} = Z_{12} - Z_1$$

$$Z_3 = \frac{Z_{31} - Z_{12} + Z_{23}}{2} = Z_{31} - Z_1$$

Donde:

Z_{12} , Z_{23} y Z_{31} son las impedancias medidas entre pares de bobinados, y como se indicó, todas expresadas a una misma potencia kVA base.

Estas ecuaciones implican números complejos, pero pueden ser usadas para el componente resistivo (en fase) o el componente reactivo (en cuadratura) del voltaje de impedancia o de la impedancia en voltamperios.

El tratamiento de las pérdidas con carga y del voltaje de impedancia en forma individual, para una temperatura de corrección entre otros, es el mismo que el aplicado en transformadores monofásicos y de dos bobinados. El total de las pérdidas con carga de un transformador de tres bobinados es la suma de las pérdidas en las derivaciones del circuito equivalente de la fig. 17 para un terminal en condiciones específicas de carga.

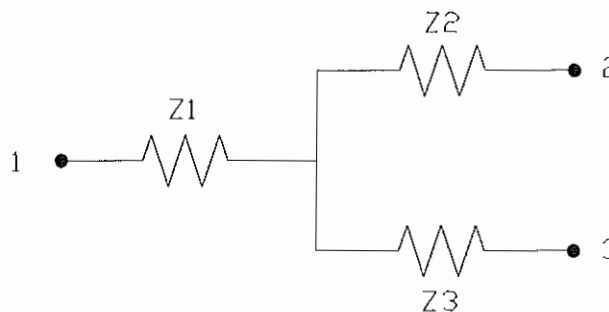


Fig. 17: Circuito equivalente de una red de impedancias de tres bobinados.

Ensayo de transformadores trifásicos con un voltaje monofásico.- La determinación de las pérdidas con carga y del voltaje de impedancia de un

transformador trifásico con un voltaje monofásico, se recomienda determinar de acuerdo a la disposición esquemática que se presenta en la fig. 18.

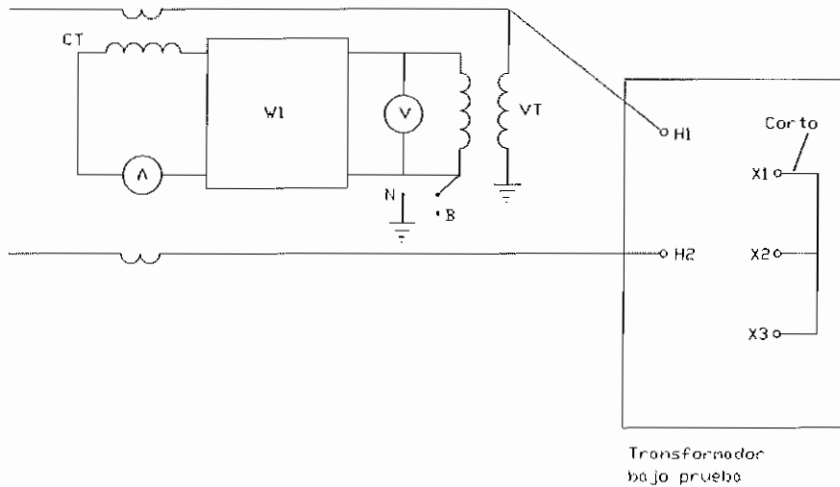


Fig. 18: Esquema para el ensayo de transformadores trifásicos con un voltaje monofásico.

Las tres líneas principales de uno de los bobinados se cortocircuitan, y se aplican un voltaje monofásico (a una frecuencia nominal) a los terminales del otro bobinado. El voltaje aplicado se ajusta para que circule una corriente nominal de línea.

Tres lecturas sucesivas son tomadas en los tres pares de terminales; por ejemplo H_1 y H_2 , H_2 y H_3 , H_3 y H_1 , entonces:

$$\text{Pérdidas medidas en } W = 1.5 \times \frac{P_{12} + P_{23} + P_{31}}{3}$$

$$\text{Voltaje de impedancia en } V = 0.866 \times \frac{V_{12} + V_{23} + V_{31}}{3}$$

Donde P y V son valores individuales de pérdidas y voltaje de impedancia respectivamente.

Las componentes de las pérdidas por dispersión, se pueden obtener restando las pérdidas I^2R a partir de la medición de las pérdidas con carga en vatios del transformador. Si R_1 es la resistencia medida entre los terminales de alto voltaje y

R_2 entre los terminales de bajo voltaje, I_1 e I_2 son las respectivas corrientes nominales de línea. Por lo tanto, las pérdidas totales I^2R de las tres fases deben ser:

$$\text{Total } I^2R(W) = 1.5(I_1^2R_1 + I_2^2R_2) \text{ en vatios}$$

Esta ecuación se aplica en los devanados conectados en D o en Y.

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS CON CARGA Y DEL VOLTAJE DE IMPEDANCIA A PARTIR DE LOS DATOS DE PRUEBA.

La medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia varían con la temperatura final, y generalmente pueden ser corregidos a una temperatura referencial. Adicionalmente, los valores de pérdidas con carga medidos pueden ser corregidos por la medida del error del ángulo de fase.

Corrección de las mediciones de las pérdidas con carga, debido a la medida del error del ángulo de fase.- Luego de las consideraciones necesarias, la magnitud del error relativo, semejante a los errores relacionados a los transformadores de medida, a la calibración de medidores, a la corrección de la medición de las pérdidas con carga debido al error del ángulo de fase en los vatímetros, el voltaje y corriente del circuito medido, deberá aplicarse en concordancia con la tabla 2 usando la siguiente fórmula de corrección:

$$P_c = P_m - V_m A_m (W_d - V_d + C_d)$$

Donde:

P_c es la lectura del vatímetro, corregida por el error del ángulo de fase.

P_m es la lectura actual del vatímetro.

V_m es la lectura del voltímetro del voltaje del elemento.

A_m es la lectura del amperímetro de la corriente del elemento

W_d es el error del ángulo de fase del vatímetro

V_d es el error del ángulo de fase del voltaje del transformador

C_d es el error del ángulo de fase en el transformador de corriente

En general, el error del ángulo de fase en el transformador, está en función de la carga y de la excitación. Así mismo, el error del ángulo de fase en el vatímetro está en función de la escala principal utilizada en el circuito del factor de potencia. En ese caso el error del ángulo de fase en los instrumentos usados para la corrección de la fórmula, deberá especificarse para las condiciones de ensayo involucradas.

Únicamente son aceptados instrumentos de clase 0.3 para las mediciones.

La utilización de la fórmula especificada más abajo, está limitada a condiciones de un factor de potencia aparente menor que 0.20 y el error total del ángulo de fase del sistema, menor a 20 minutos.

Factor de potencia Aparente de pérdidas Con carga ($PF = P_m/VA$)	COMENTARIOS
$PF \leq 0.03$	Aplicado para corregir el error del ángulo de fase
$0.03 < PF \leq 0.10$	Aplicado para corregir el error del ángulo de fase si $(W_d - V_d + C_d) > 290 \mu\text{rad.}$ (1 minuto)
$PF > 0.10$	Aplicando para corregir el error del ángulo de fase si $(W_d - V_d + C_d) > 870 \mu\text{rad.}$ (3 minutos)

Tabla. 2: Requerimientos para la corrección del error del ángulo de fase.

Si se requiere una corrección con un factor de potencia aparente del error del ángulo de fase del sistema fuera de este rango, se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$\Phi_a = \cos^{-1} \left[\frac{P_m}{V_m A_m} \right]$$

$$P_c = V_m A_m \cos(\phi_a + W_d - V_d + C_d)$$

Para la medición en transformadores trifásicos, las correcciones serán aplicadas a la lectura del vatímetro empleado. Las pérdidas con carga a la temperatura T_m se calcula de la siguiente manera:

$$P(T_m) = \sum R_v R_a P_{ci}$$

Donde:

$P(T_m)$ Son las pérdidas con carga del transformador, corregidas al error del ángulo de fase a la temperatura T_m

N es el número de fases (vatímetro)

P_{ci} es la lectura corregida del vatímetro al i^{th} vatímetro

R_v es el voltaje real relacionado al voltaje del circuito medido

R_a es la corriente real relacionada al circuito medido

Corrección de las pérdidas con carga por la temperatura.- Las pérdidas I^2R y las pérdidas parásitas de un transformador, varían con la temperatura.

Las pérdidas I^2R , $P(T_m)$, de un transformador, son calculadas a partir de la medición de la resistencia óhmica (corregida la temperatura T_m , a la cual se ha realizado la medición de las pérdidas con carga y el voltaje de impedancia) y la corriente que se utiliza en la medición de la impedancia.

Sustrayendo las pérdidas I^2R de las pérdidas medidas en vatios $P(T_m)$, se obtiene las pérdidas parásitas $P_s(T_m)$, del transformador, a la temperatura a la cual se efectuó el ensayo.

$$P_s(T_m) = P(T_m) - P_r(T_m)$$

Donde:

$P_s(T_m)$ son las pérdidas parásitas en vatios, calculadas a la temperatura T_m

$P(T_m)$ son las pérdidas con carga del transformador en vatios.

$P_r(T_m)$ son las pérdidas I^2R en vatios, calculadas a la temperatura T_m

La componente I^2R de las pérdidas con carga, se incrementa al aumentar la temperatura, en cambio que, la componente de las pérdidas parásitas disminuye con el aumento de la temperatura. Consecuentemente, cuando se desea convertir las pérdidas con carga desde la temperatura a la cual son medidas T_m , a otra temperatura T , las dos componentes son corregidas por separado:

$$P_r(T) = P_r(T_m) \left(\frac{T_k + T_m}{T_k + T} \right)$$

$$P_s(T) = P_s(T_m) \left(\frac{T_k + T_m}{T_k + T} \right)$$

Donde:

$$P(T) = P_r(T) + P_s(T)$$

Donde:

$P_r(T)$ son las pérdidas I^2R en vatios, a la temperatura T (°C)

$P_s(T)$ son las pérdidas parásitas en vatios, a la temperatura T (°C)

$P(T)$ son las pérdidas con carga del transformador en vatios, corregidas a la temperatura T (°C).

$T_k = 234.5$ °C para el cobre.

$T_k = 225$ °C para el aluminio.

Voltaje de impedancia.- El voltaje de impedancia y las componentes resistivas y reactivas, se pueden determinar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$V_r(T_m) = \frac{P(T_m)}{I}$$

$$V_x = \sqrt{V_z(T_m)^2 - V_r(T_m)^2}$$

$$V_r(T) = \frac{P(T)}{I}$$

$$V_z(T) = \sqrt{V_r(T)^2 + V_x^2}$$

Donde:

- $V_r(T_m)$ es la caída de voltaje en la resistencia en voltios, en fase con la componente de la temperatura T_m
- $V_r(T)$ es la caída de voltaje en la resistencia en voltios, en fase con la componente corregida a la temperatura T
- V_x es la caída de voltaje en la reactancia en voltios, en cuadratura con la componente de la temperatura T_m
- $V_z(T_m)$ es el voltaje de impedancia en voltios, a la temperatura T_m
- $V_z(T)$ es el voltaje de impedancia en voltios, a la temperatura T
- $P(T)$ son las pérdidas con carga del transformador en vatios, corregidas a la temperatura T
- $P(T_m)$ son las pérdidas con carga del transformador en vatios, medidas a la temperatura T_m
- I es la corriente en amperios, del bobinado excitado.

Los valores en por unidad de la resistencia, reactancia y del voltaje de impedancia, pueden ser obtenidos dividiendo $V_r(T)$, V_x y $V_z(T)$ por el voltaje nominal. Los valores en porcentajes se obtienen multiplicando los valores en por 100.

IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.

Ensayo de la impedancia de secuencia cero para transformadores trifásicos.- Las características de la impedancia de secuencia cero de transformadores trifásicos, dependen de las conexiones del bobinado y, en

algunos casos, de la construcción del núcleo. El ensayo de la impedancia de secuencia cero que se describe en esta sección, se aplica únicamente a transformadores que tengan uno o más bobinados, con neutro expuesto a las conexiones externas.

En todos los ensayos, a uno de los bobinados se le aplicará un voltaje entre el neutro y los tres terminales de línea. Las conexiones externas de los otros bobinados, deberán ser descritos en gráficos sucesivos de varias conexiones de transformadores. Los transformadores con estas conexiones, se deben ensayar para determinar la responsabilidad del diseño y su aplicación.

El voltaje y la corriente de excitación, deberán ser establecidos de la siguiente manera:

- Si no se tiene una conexión D en el transformador, el voltaje aplicado no excederá del 30% del voltaje nominal línea neutro del bobinado energizado, como tampoco la corriente de fase no deberá exceder su valor nominal.
- Si se tiene presente una conexión D, el voltaje aplicado deberá ser tal, que no excederá el valor nominal de la corriente de fase en cualquier bobinado conectado en D.
- El porcentaje del voltaje de excitación requerido para los ensayos, se anotará en los correspondientes reportes de ensayo.
- El tiempo de duración del ensayo deberá ser tal, que no exceda el límite térmico de cualquier parte del transformador.

La secuencia de impedancia cero en porcentaje de los kVA base del bobinado excitado para el ensayo será:

$$Z_o(\%) = 300 \frac{V}{V_r} \times \frac{I_r}{I}$$

Donde:

V es el voltaje de excitación medido.

V_r es el voltaje nominal fase-neutro

I es la corriente total medida, que fluye en las tres fases conectadas

I_r es la corriente nominal de cada fase, del bobinado excitado

Transformadores con neutro externo disponible, con excepción de transformadores con bobinados interconectados.- en la figura 19, se muestra las conexiones de la secuencia cero para este tipo de transformadores. El bobinado 1 tiene el neutro disponible, en tanto que el 2 y 3 no lo tienen.

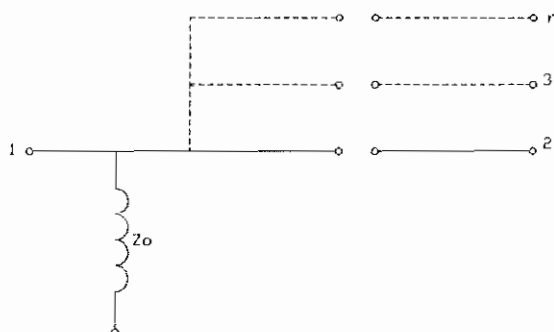


Fig. 19: Conexiones de la secuencia cero.

El ensayo de la secuencia cero, se realizará en el bobinado con el neutro disponible. Los terminales externos de los otros bobinados, pueden estar en circuito abierto o circuitados a tierra.

El término "Bobinados Interconectados", debe ser interpretado como un bobinado intermedio en el cual una o más fases eléctricas, están enlazadas por más de un circuito magnético en fase.

Transformadores con dos neutros externos disponibles, con excepción de transformadores con bobinados interconectados.- En la figura 20, se indica las conexiones de la secuencia cero para este tipo de transformadores. El bobinado 1 y 2 tienen el neutro externo disponible, mientras que el 3, 4 etc., no lo tienen. El diagrama se ha dibujado para el caso de desfase igual a 0° entre el bobinado 1 y 2.

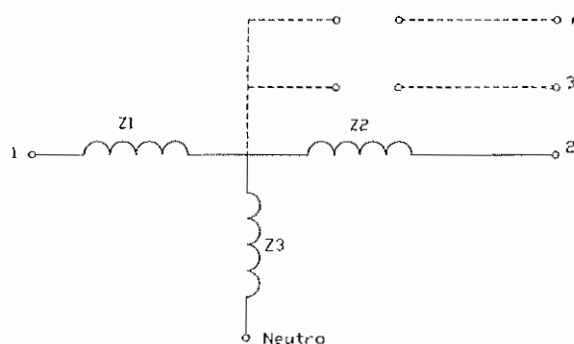


Fig. 20: Conexiones de la secuencia cero.

Pueden realizarse los siguientes 4 ensayos para determinar la secuencia cero de la red equivalente:

- Ensayo 1.** Mientras los otros bobinados se encuentran en circuito abierto, se aplica un voltaje monofásico entre el terminal de línea del bobinado 1 y el neutro. La impedancia de secuencia cero medida, se representa por Z_{1No} .
- Ensayo 2.** Mientras los otros bobinados se encuentran en circuito abierto, se aplica un voltaje monofásico entre el terminal de línea del bobinado 2 y el neutro. La impedancia de secuencia cero medida, se representa por Z_{2No} .
- Ensayo 3.** Mientras el terminal de línea y el neutro del bobinado 2 se encuentran circuitados y los otros bobinados en circuito abierto, se aplica un voltaje monofásico entre el terminal de línea del bobinado 1 y el neutro. La impedancia de secuencia cero medida, se representa por Z_{1Ns} .
- Ensayo 4.** Mientras el terminal de línea y el neutro del bobinado 1 se encuentran circuitados y los otros devanados en circuito abierto, se aplica un voltaje monofásico entre el terminal de línea del bobinado 2 y el neutro. La impedancia de secuencia cero medida, se representa por Z_{2No} .

El ensayo 4 es redundante, en tanto que el ensayo 3 no necesita ser realizado. Si de todas maneras se ejecuta, puede ser utilizado como comprobación.

Todas las impedancias de secuencia cero medidas, deben expresarse en porcentaje y referidas a un kVA base. Las constantes en el circuito equivalente son:

$$Z_3 = +\sqrt{Z_{2N_0}(Z_{1N_0} - Z_{1N_s})} = +\sqrt{Z_{1N_0}(Z_{3N_0} - Z_{2N_s})}$$

$$Z_2 = Z_{2N_0} - Z_3; Z_1 = Z_{1N_0} - Z_3$$

Si Z_{1N_0} y Z_{2N_0} se aproximan a infinito, entonces Z_3 se aproximan igualmente a infinito. El circuito equivalente se muestra en la figura 21.

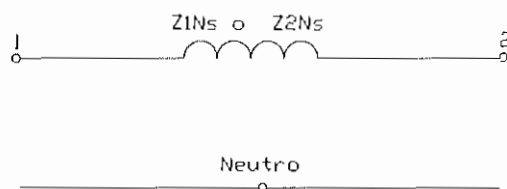


Fig. 21: Conexiones de la secuencia cero.

En el caso de transformadores conectados en Zig-Zag, la impedancia de secuencia cero generalmente es una función no lineal del voltaje aplicado, y puede requerir más de una medición para determinar su comportamiento.

NORMA NTE INEN 2113. DETERMINACIÓN DE PÉRDIDAS Y CORRIENTES SIN CARGA.

DISPOSICIONES GENERALES.

Las pérdidas sin carga de un transformador, consisten principalmente de las pérdidas en el hierro del núcleo y son una función de la magnitud, frecuencia y forma de onda del voltaje aplicado. La corriente y las pérdidas sin carga son particularmente sensibles a las diferencias en la forma de onda, y por consiguiente, las medidas de las pérdidas sin carga varían apreciablemente con la forma de onda del voltaje aplicado.

La característica distorsionada de la corriente sin carga de un transformador, puede hacer que el voltaje del generador presente ondas distorsionadas (de factor de forma diferente de 1,11) y pérdidas diferentes de las que corresponden a una onda sinusoidal. Las variaciones ordinarias de temperatura no afectan sensiblemente las pérdidas sin carga y por tanto no es necesario hacer correcciones por esta razón.

MÉTODOS DE ENSAYO.

Determinación de las pérdidas sin carga por el método de voltímetro de valor promedio absoluto, para transformadores monofásicos.- La máxima densidad de flujo corresponde al valor promedio absoluto del voltaje (no al valor eficaz) y por consiguiente, si el valor promedio del voltaje se ajusta para que sea igual al valor promedio de la onda sinusoidal de voltaje deseada y se mantiene la frecuencia apropiada, las pérdidas por histéresis deben ser las correspondientes a la onda sinusoidal deseada.

Si la onda de flujo tiene más de un máximo y un mínimo por ciclo, la lectura del voltímetro promedio no es correcta y la onda de voltaje no debe utilizarse. Este método es equivalente a utilizar un voltímetro D'Arsonval con un rectificador de

onda completa en serie, el cual permite leer el valor promedio de voltaje. Este instrumento se gradúa generalmente para dar la misma indicación numérica que la de un voltímetro de valor eficaz sobre una onda sinusoidal de voltaje, lo cual significa que está graduado en valores eficaces equivalentes de la onda sinusoidal de voltaje.

La figura 22 muestra la conexión y el equipo necesario cuando no se requiere transformadores de medida.

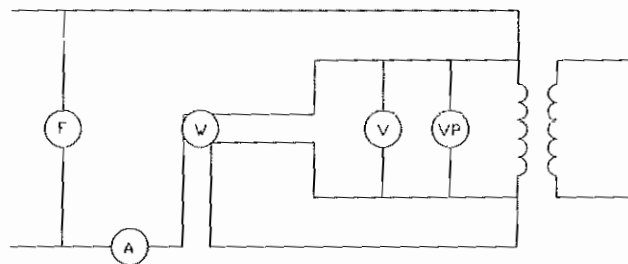


Fig. 22: Esquema de la instalación cuando no se requiere transformadores de medida.

Donde:

- F= Frecuencímetro.
- A= Amperímetro.
- W= Vatímetro.
- V= Voltímetro.
- VP= Voltímetro de valor promedio.

En la figura 22 el voltímetro debe conectarse cerca de la carga, el amperímetro cerca de la fuente y el vatímetro entre los dos, en el lado de carga de la bobina de corriente. Cuando se usan transformadores para medir las pérdidas sin carga, éstos deben ser transformadores de medida de clase 0,5 o de mayor precisión.

Cuando se requiera transformadores de medida, la figura 23 muestra su conexión y el equipo necesario.

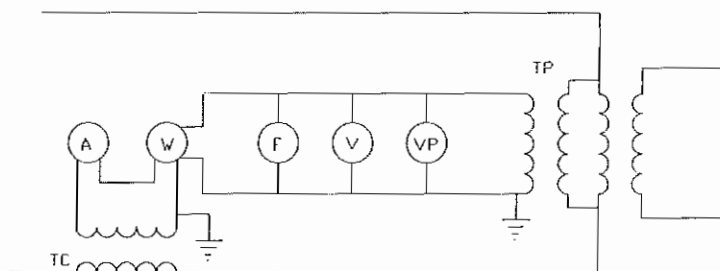


Fig. 23: Esquema de la instalación cuando se requiere transformadores de medida.

Donde:

- TP= Transformador de potencial.
- TC= Transformador de corriente.

Se deben utilizar vatímetros de bajo factor de potencia para que los resultados sean correctos. Aún cuando es factible utilizar cualquiera de los devanados de alto o bajo voltaje del transformador que se ensaya, por seguridad es aconsejable utilizar el devanado de bajo voltaje para esta prueba. Se debe utilizar todo el devanado para este ensayo. Si por alguna razón es posible utilizar una porción del devanado, dicha porción no debe ser inferior al 25% del devanado. Durante el ensayo se registra la frecuencia al valor indicado, utilizando el frecuencímetro y el voltaje de ensayo, por medio del voltímetro de valor promedio.

Se toman lecturas simultáneas de frecuencia, voltaje eficaz, potencia, voltaje promedio y corriente. Luego se desconecta el transformador bajo ensayo, se lee en el vatímetro la lectura, la cual presenta las pérdidas en los instrumentos conectados (y el transformador de potencial si se usa). Este valor debe restarse de la lectura anterior del vatímetro, para obtener las pérdidas sin carga del transformador bajo ensayo. El valor corregido de las pérdidas totales sin carga del transformador se puede determinar por medio de la siguiente ecuación:

$$P_o = \frac{P_m}{P_1 + KP_2}$$

Donde:

P_o = Pérdidas totales sin carga al voltaje V_a corregidas para una onda sinusoidal.

P_m = Pérdidas sin carga medidas en el ensayo

P_1 = Pérdidas por histéresis, por unidad, referidas a P_m

P_2 = Pérdidas por corrientes parásitas, por unidad, referidas a P_m .

$$K = \left[\frac{V_r}{V_a} \right]^2$$

Donde:

V_r = Voltaje de ensayo medido con el voltímetro de valor eficaz.

V_a = Voltaje sinusoidal eficaz, medido con el voltímetro de un valor promedio.

Se debe utilizar el valor real de pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas, pero a falta de valores relativos, los que se indican en la tabla 3 se pueden tomar como típicos:

MATERIAL DEL NÚCLEO	PÉRDIDAS POR HISTERESIS $P_1 (P_u)$	PÉRDIDAS POR CORRIENTES PARASITAS $P_2 (P_u)$
Acero al Silicio laminado en caliente	0,8	0,2
Acero al Silicio no orientado y laminado en frío	0,5	0,5

Tabla 3

Determinación de las pérdidas sin carga en transformadores trifásicos.- El método descrito anteriormente para transformadores monofásicos es aplicable a transformadores trifásicos, con las siguientes adiciones y modificaciones:

Al medir las pérdidas en el núcleo de un transformador trifásico con dos vatímetros (figura 24) se deben hacer tres grupos separados de lecturas tomando cada una de las líneas como punto común. El valor promedio de los tres grupos de lecturas se debe tomar como el verdadero valor en las pérdidas sin carga.

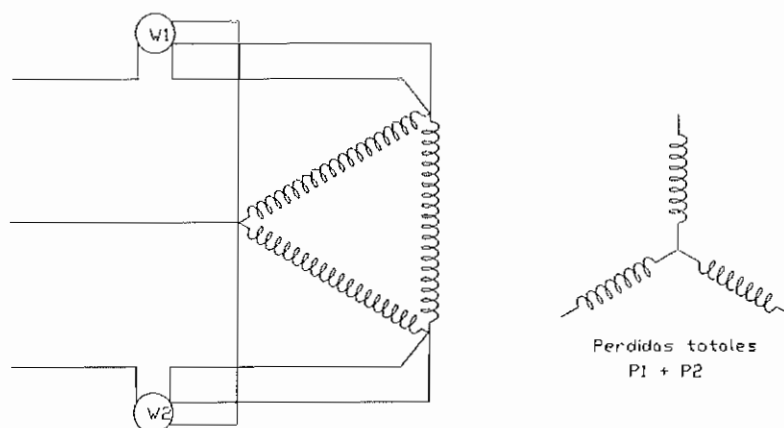


Fig. 24: Esquema de la instalación para determinar las pérdidas con dos vatímetros.

En el método de los vatímetros se debe tener cuidado de efectuar las lecturas de éstos con exactitud. Debido al bajo factor de potencia, la lectura de un vatímetro puede ser negativa y se debe restar de la otra. Las dos lecturas pueden ser del mismo orden de magnitud y una pequeña inexactitud en sus valores puede conducir a un gran error en el valor en porcentaje de sus pequeñas diferencias. Bajo tales dificultades se puede obtener la exactitud adecuada por el procedimiento alternativo siguiente:

Se realizan medidas con tres vatímetros, conectando cada circuito potencial entre una línea y el neutro de las tres fases cuando se dispone de éste (figura 25). Las tres lecturas deben sumarse para obtener las pérdidas sin carga. Si no se dispone de neutro puede derivarse un neutro artificial (figura 26). Si se necesita transformador de potencial, se debe usar una conexión en delta abierto para alimentar los vatímetros conectados en Y.

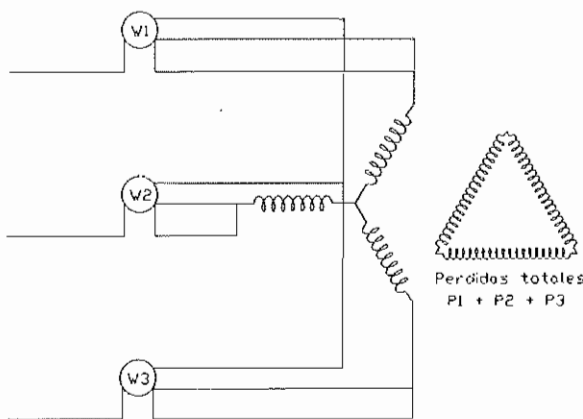


Fig. 25: Esquema de la instalación para determinar las pérdidas con tres vatímetros.

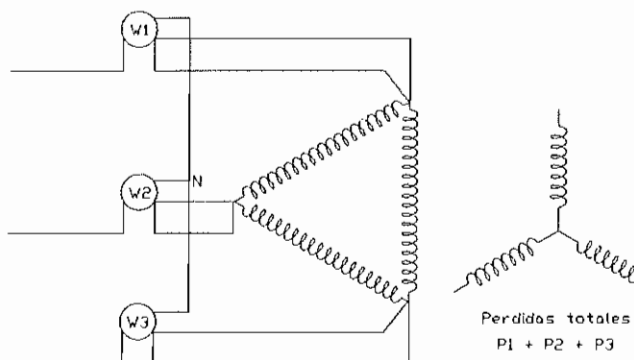


Fig. 26: Esquema de la instalación para determinar las pérdidas con neutro artificial.

Determinación de la corriente sin carga.- La corriente de excitación de un transformador es la corriente que mantiene el flujo magnético de excitación en el núcleo del transformador. La corriente de excitación es comúnmente expresada en P_u o en porcentaje del rango de corriente del devanado que es objeto de la medición.

Prueba de la corriente sin carga. El circuito para la medición de la corriente sin carga, debe ser igual al circuito utilizado en la medición de las pérdidas sin carga. Los diferentes métodos de medida, basados en los instrumentos ya utilizados, son los siguientes:

- Voltímetro y Amperímetro de valor eficaz (rms). Este método de medición es razonablemente correcto cuando el voltaje aplicado, tiene prácticamente

una forma sinusoidal. En el caso cuando la onda de voltaje difiere apreciablemente de la onda sinusoidal, como cuando el transformador tiene un rango de potencia mayor que el del generador utilizado en el ensayo, la corriente sin carga deberá ser lo más baja posible en valor, que los obtenidos con un voltaje aplicado de onda sinusoidal. El valor así obtenido, deberá ser corregido en relación a una onda sinusoidal básica.

- Voltímetro de voltaje promedio y Amperímetro de valor eficaz. Cuando son utilizados un voltímetro de voltaje promedio y un amperímetro de valor eficaz, la medida de los valores rms de la corriente sin carga, generalmente son más altos que los obtenidos con una onda sinusoidal de voltaje, cuando la onda de voltaje difiere apreciablemente de una sinusoide.

Cuando los valores obtenidos por este método están dentro de los límites garantizados, no se requiere realizar ninguna corrección. La medición de la corriente sin carga, cuando sea necesario, deberá ser corregida a una sinusoide básica por uno de los siguientes métodos:

Método del Factor de Forma

Este método es substancialmente basado en el hecho de existir una relación directa entre el valor rms de la corriente sin carga, y el factor de forma de la onda del voltaje aplicado sobre un rango extenso de factores de forma. Este es el método más exacto de medición cuando las ondas de diferente factor de forma, son aptas para efectuar una efectiva extrapolación. (Ver figura 27)

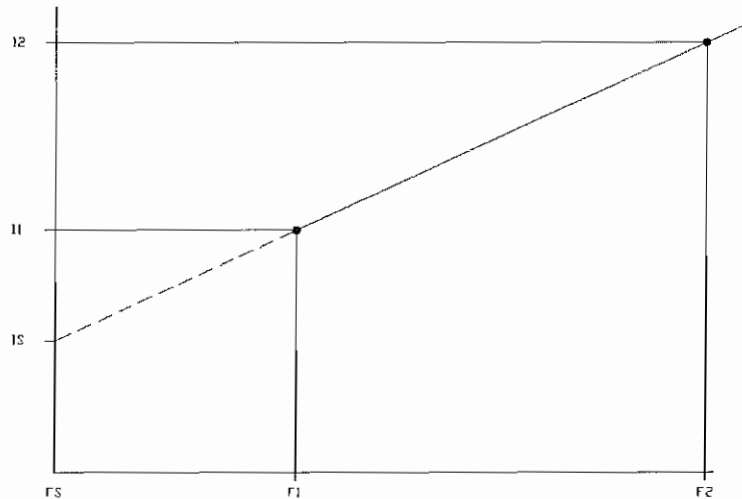


Fig. 27: Esquema de la instalación para determinar las pérdidas con neutro artificial.

Si I_1, I_2 = corriente de excitación a un factor de forma F_1, F_2

La corriente sin carga es medida con un amperímetro de valor eficaz, con dos o más voltajes aplicados que tengan diferente factor de forma, pero de un mismo valor en el voltímetro de voltaje promedio, tal como es utilizado para la reducción de las pérdidas sin carga con una senoide básica.

Los factores de forma pueden ser variados convenientemente por los cambios de excitación en el campo del generador o por la introducción de impedancias en el circuito de prueba. Los factores de forma pueden ser determinados por tomas de lecturas simultáneas en un voltímetro rms y en un voltímetro de voltaje promedio; sus valores deberán ser obtenidos por la razón de la lectura rms y la lectura del voltímetro de voltaje promedio.

La corriente sin carga I_o , correspondiente a un voltaje de onda sinusoidal, deberá ser determinada a partir del dato anterior por la siguiente ecuación:

$$I_o = I_2 - \left(\frac{I_2 - I_1}{F_2 - F_1} \right) \times (F_2 - 1.11)$$

Donde:

I_1 e I_2 son las corrientes de valor eficaz correspondientes a los factores de forma F_1 y F_2 respectivamente.

Método del amperímetro de valor máximo.

En el método del amperímetro de valor máximo, se utiliza un voltímetro de voltaje promedio y un amperímetro de valor máximo, para la lectura de los valores máximos instantáneos de las correspondientes corrientes.

Las lecturas simultáneas son tomadas en esos dos instrumentos en 100 %, 86,6 % y 50 % del voltaje. Esos datos determinan aproximadamente la fundamental, la tercera y quinta armónicas de la corriente sin carga.

La corriente sin carga I_0 correspondiente a un voltaje aplicado de onda sinusoidal deberá ser determinada a partir del dato anterior por la siguiente ecuación:

$$I_0 = \sqrt{\frac{I_1^2}{6} + \frac{I_2^2}{3} + \frac{I_3^2}{3}}$$

Donde:

I_1 , I_2 e I_3 son los valores máximos instantáneos de la corriente sin carga, correspondientes a los voltajes de excitación igual al 100 %, 86,6 % y 50 % respectivamente.

Este método no es aplicado únicamente para transformadores monofásicos, sino también con una forma ligeramente modificada, para transformadores trifásicos que son libres de voltajes armónicos de tercer grado; estos son en la práctica, los transformadores que tienen uno o más bobinados delta, o aquellos que tienen tres contactos, tres fases en su núcleo.

Las lecturas son obtenidas como se indica en el párrafo anterior, pero ahora el trazado de la corriente se encuentra constituido por el armónico fundamental y el armónico de quinto grado de la excitación amperio-vuelta requerido.

Cuando únicamente dos componentes importantes están presentes, son necesarias únicamente dos lecturas: I_1 y el 100 % del voltaje de excitación e I_2 y el 86,6 % del voltaje. La corriente sin carga I_o correspondiente a un voltaje de onda sinusoidal, puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$I_o = \sqrt{0.25 \times I_1^2 + 0.338 \times I_2^2}$$

Método promedio

Cuando la forma de onda del voltaje no es muy distorsionada, puede ser utilizado el siguiente método simplificado. Este método está basado en el hecho de que los valores de la corriente sin carga obtenidos son muy bajos cuando es utilizado un voltímetro de valor eficaz (Voltímetro y Amperímetro de valor eficaz), y son muy altos cuando se utiliza un voltímetro de valor promedio (Voltímetro de voltaje promedio y Amperímetro de valor eficaz).

El procedimiento es el similar a los anteriores:

- Para determinar la corriente sin carga tal como se indica en el método Voltímetro y Amperímetro de valor eficaz.
- La corriente sin carga tal como se indica en el método de Voltímetro de voltaje promedio y Amperímetro de valor eficaz.
- Si la lectura del voltaje eficaz y del voltímetro de valor promedio de voltaje en la prueba realizada de acuerdo al método de Voltímetro de voltaje promedio y Amperímetro de valor eficaz, no difiere más allá del 10 % de la corriente sin carga en la onda sinusoidal base, se deberá tomar como el promedio de los valores obtenidos por las pruebas descritas en el método Voltímetro y Amperímetro de valor eficaz y el método de Voltímetro de voltaje promedio y Amperímetro de valor eficaz.

NORMA NTE INEN 2125. PRUEBAS DEL DIELECTRICO.

MÉTODOS DE ENSAYOS.

PRUEBA DE VOLTAJE APLICADO

Se mide el valor de cresta del voltaje de prueba. El valor de cresta dividido por $\sqrt{2}$ debe estar de acuerdo con las tablas 1, 2 y 3 de la NTE INEN 2127.

Para transformadores de tipo seco se aplica la tabla 1 de la NTE INEN 2 127. Para transformadores sumergidos en aceite con aislamiento uniforme se aplica la tabla 2 de la misma norma. Para transformadores sumergidos en aceite con aislamiento decreciente se aplica la tabla 3 de la norma INEN de referencia.

Para las conexiones especiales indicadas a continuación la prueba se realiza de la siguiente manera:

- Devanados de voltajes nominales diferentes que se interconectan dentro del transformador.
 - El voltaje de prueba se basa en el voltaje máximo de operación del sistema o de los circuitos a los cuales se conectan los devanados. La prueba se realiza con los devanados interconectados como para servicio.
- Devanados diseñados para operar en serie con líneas de alimentación conectadas a otros aparatos.
 - El voltaje de prueba se basa en el voltaje máximo de operación del sistema, resultante de la combinación de los devanados en serie y los aparatos.

PRUEBA DE VOLTAJE INDUCIDO

Devanados con aislamiento uniforme.

Los devanados con aislamiento uniforme deben conectarse a tierra durante la prueba en cualquier punto. El voltaje inducido entre los terminales de línea del devanado de alto voltaje, deberá ser igual al voltaje de prueba especificado en las tablas 1 y 2 de la NTE INEN 2127 de referencia, siempre y cuando el voltaje entre las diferentes partes del mismo devanado, no sea más del doble de la que aparece al aplicar el voltaje nominal a los terminales de línea.

Devanados con aislamiento decreciente.

Los devanados con este tipo de aislamiento deben conectarse a tierra durante la prueba en un punto tal que se asegure la aparición del voltaje de prueba requerido entre los terminales de prueba y tierra, repitiendo la prueba si es necesario para garantizar la aplicación del voltaje de prueba a todos los terminales correspondientes.

Las pruebas se hacen de modo que se produzca entre terminales de línea y también entre aquellos y el núcleo, tanque y partes estructurales conectados entre sí y a tierra, un voltaje del valor apropiado indicado en la tabla 2, columna 3 de la NTE INEN 2 127.

Cuando se trata de transformadores trifásicos, se permite aplicar el voltaje de prueba a cada fase sucesivamente, es decir, entre cada terminal y tierra, y, se desconectan las demás fases de modo que se evite la aparición de voltajes excesivamente altos entre terminales de línea adyacentes.

NORMA NTE INEN 2133. ACEITES AISLANTES PARA TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES. REQUISITOS.

DISPOSICIONES GENERALES.

Los aceites aislantes deben ser minerales derivados del petróleo, por aditivos antioxidantes se entienden todas aquellas sustancias obtenidas a partir de un procedimiento de síntesis químico o petroquímico, las cuales se añaden deliberadamente a un aceite aislante, para mejorar sus características. No se consideran como aditivos antioxidantes, las sustancias presentes de forma natural en el petróleo o producidas durante cualquier proceso de refinado.

Si el aceite contiene aditivos, se debe indicar su naturaleza y su cuantía; los aceites aislantes nuevos deben estar exentos de materias extrañas en suspensión o sedimentadas.

MÉTODO DE ENSAYO.

Preparación de la muestra.

Se debe tener en cuenta las siguientes precauciones, cuando se realice la extracción de muestras para la realización de los ensayos:

- 1) Para evitar la contaminación de la muestra o del tambor, se debe tener el máximo cuidado con impurezas externas, tales como polvo y humedad.
- 2) Las manos del operario no deben entrar en contacto con la muestra.
- 3) Debe tenerse especial cuidado cuando se tomen muestras de aceite que se encuentren a temperatura más baja que la temperatura ambiente, para evitar contaminación por condensación. Los recipientes que contengan la muestra deben ser herméticamente cerrados y guardados, y los ensayos no deben llevarse a cabo sobre la muestra mientras su temperatura no sea igual a la temperatura ambiente.

- 4) Únicamente deben utilizarse recipientes de vidrio para tomar las muestras, y preferiblemente con tapones de vidrio. Pueden utilizarse tapas o corchos, pero cubiertos con papel de estaño o de aluminio. En ningún caso podrán utilizarse tapones de caucho.
- 5) No deben utilizarse estopas de algodón ni materiales fibrosos para limpiar los envases o aparatos.
- 6) Cuando sea necesario extraer una muestra del fondo, el recipiente que contenga el aceite (tambor o tanque), debe permanecer en reposo en el sitio de muestreo, por lo menos durante 8 horas, pero preferiblemente 24 horas, antes de extraerse la muestra.
- 7) El recipiente para la toma de muestras debe enjuagarse con parte del producto por analizar y desocuparse completamente antes de llenarlo con la muestra definitiva.
- 8) Antes de que el tambor o tanque que contenga el aceite, vaya a ser abierto, deben limpiarse su tapa y sus alrededores, para evitar el polvo y la humedad.
- 9) Las muestras que se toman para determinar los requisitos de estabilidad con respecto a la oxidación, azufre corrosivo y tangente del ángulo de pérdidas, deben ser protegidas de la luz en frascos de color ámbar.
- 10) En el caso de los aceites a granel, la muestra se debe tomar luego de que se ha dejado correr por la válvula de salida del aceite una cantidad aproximada de 10 litros.

Pruebas de rutina

Existen varias pruebas de rutina, no sola mente las referidas a la rigidez dieléctrica, entre las cuales se da cita a las siguientes:

1. Densidad a 20°C.- Mientras se adopte la NTE INEN, para determinar la densidad del aceite aislante a 20°C, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-1298 como recomienda tener en consideración los valores descritos en la tabla que se presenta a continuación:

Temperatura	Densidad g/cm ³
15°C	0,8982
20°C	0,895

Tabla. 4: Valor de la densidad a 15°C y 20°C.

2. Viscosidad cinemática.- La viscosidad cinemática, se determina según la NTE INEN 810.
3. Punto de inflamación.- El punto de inflamación en aceites aislantes, se determina según la NTE INEN 808.
4. Punto de escurrimiento (fluidez).- El punto de escurrimiento (fluidez) en aceites aislantes, se determina según la NTE INEN 1 982.
5. Azufre corrosivo combinado.- Mientras se adopte la NTE INEN para la determinación de azufre corrosivo combinado, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-1275.
6. Acidez (Número de neutralización).- Mientras se adopte la NTE INEN para determinar la acidez (número de neutralización), se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-974, o el método especificado en la Norma Internacional IEC 296.
7. **RIGIDEZ DIELECTRICA.**- Mientras se adopte la NTE INEN para determinar la rigidez dieléctrica, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-877 (EPN-EEQ) y ASTM 1816 (Ecuatran-EMELNORTE), o el método especificado en la Norma Internacional IEC 156.
8. Estabilidad a la oxidación acelerada (72 h).- Mientras se adopte la NTE INEN para determinar la estabilidad a la oxidación acelerada a las 72 horas, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-2440.
9. Contenido de agua.- Mientras se adopte la NTE INEN para determinar el contenido de agua, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-1533.
10. Tensión interfacial.- Mientras se adopte la NTE INEN para determinar la tensión interfacial, se recomienda seguir el método indicado en ASTM D-971.
11. Color.- El color de los aceites aislantes, se determina según la NTE INEN 1 496.

TOMA DE MUESTRAS Y RECEPCIÓN DEL PRODUCTO.

Lote. Los productos se presentarán a inspección, como un conjunto unitario, en las cantidades especificadas, con características similares por haber sido fabricados bajo condiciones de producción uniforme.

Tamaño de la muestra. Para verificar la conformidad del lote con los requisitos, se tomará al azar el número de muestras considerado en la tabla presentada a continuación. En el caso de aceites a granel, se debe tomar una muestra de cada envase.

Tamaño del lote (Número de tambores)	Tamaño de la muestra	Número permitido de defectuosos
1	1	0
2 a 5	2	0
6 a 20	3	0
21 a 50	4	0
51 a 100	7	0
101 a 200	10	0
201 a 400	15	0
> 400	20	0

Tabla. 5: Criterio de aceptación o rechazo.

Para la prueba de la rigidez dieléctrica se debe extraer 1 litro de muestra.

ENVASADO Y EMBALADO DE LAS MUESTRAS.

Mientras se adopte la NTE INEN correspondiente, los aceites aislantes, se envasarán en tambores metálicos que cumplan con los requisitos especificados en la norma ANSI MH2. Antes de envasar el aceite, el tambor debe estar completamente limpio y libre de humedad, de materias en suspensión y de cualquier clase de partículas que vayan en detrimento de la calidad del producto o que desmejore sus propiedades durante el transporte y el almacenaje.

Las muestras deberán tener la siguiente información:

- El nombre o la razón social del fabricante.
- La leyenda "Aceite aislante para transformadores" o (interruptores), según el caso.
- La clase.
- El contenido, en litros.
- La masa neta, en kg.
- El año y el mes de fabricación, según la NTE INEN 58.
- La identificación del lote.
- El contenido de azkarel o PCBs.

NORMA NTE INEN 2127. NIVELES DE AISLAMIENTO.

Tabla 1.

Relaciones de voltaje nominal del sistema, voltaje máximo del sistema y nivel básico de aislamiento NBA (BIL)

Aplicación	Voltaje Nominal del Sistema Vn kV ef.0	Voltaje máximo del Sistema Vm kV ef.0	Nivel Básico de Aislamiento NBA kV
Distribución Hasta 500 kVA inclusive	1.2	1.2	30.0
	2.5	2.5	45.0
	5.0	5.0	60.0
	8.7	8.7	75.0
	15.0	15.0	95.0
	25.0	25.0	150-125
	34.5	36.0	200-150
	46.0	52.0	250-200
	1.2	1.2	45.0
	2.5	2.5	60.0
	5.0	5.0	75.0
	8.7	8.7	95.0
	15.0	15.0	110.0
	25.0	25.0	150.0
	34.5	36.0	200.0
	46.0	52.0	250.0
	69.0	72.5	350.0

Tabla 2.

Interrelaciones entre los niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores con NBA (BIL) de 350 kV y menores.

Aplicación	Nivel básico de aislamiento (NBA) kV	Nivel de voltaje de aislamiento para baja frecuencia, kV eficaces	Niveles de aislamiento de impulso		
			Onda completa	Onda recortada	
			(kV cresta)	kV cresta	Tiempo mínimo al recorte (chispa) μ s
Distribución	30	10	30	36	1.0
	45	15	45	54	1.5
	60	19	60	69	1.5
	75	26	75	88	1.6
	95	34	95	110	1.8
	125	45	125	140	2.0
	150	60	150	170	2.1
	200	75	200	225	2.3
	250	90	250	280	2.4
Potencia	45	10	45	54	1.5
	60	15	60	69	1.5
	75	19	75	88	1.6
	95	26	95	110	1.8
	110	34	110	145	2.25
	150	50	150	175	3.0
	200	70	200	230	3.0
	250	95	250	290	3.0
	350	140	350	400	3.0

SIGNIFICADO DE LAS SIGLAS DE LAS PRINCIPALES NORMAS EMPLEADAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO.

INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización.
ABNT	Assiação Brasileira de Normas Tecnicas.
ANSI	American National Standar Institute.
ASTM	American Society for Testing and Materials
BS	British Estándar.
CEE	International Commission on rules of the aprobal of Electrical Equipment.
CEMA	Canadian Electrical Manufacters Association.
CSA	Canadian Standars Association.
DEMKO	Danmarks Electriske Material Control.
DIN	Deutsche Industrie Norman
IEC	International Electrotechnical Comission.
JIS	Japanese Industrial Estandar.
KEMA	Kensing van Elektrotehnische Materiales.
ÖVE	Österreichisches Varband fur Elektrotechnik.
SEN	Svensk Standar.
UL	Underwriters Laboratories Inc.
UTE	Union Technique de l'Electricité.
VDE	Verband Deutscher Elektrotechnikes.