

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **ESCUELA DE INGENIERÍA**

### **OPERACIÓN & MANTENIMIENTO DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE LA E.E.Q.S.A.**


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

**CARLOS VINICIO MONTALUISA MONTALUISA**

**DIRECTOR: LUIS TAPIA ING.**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por CARLOS VINICIO MONTALUISA MONTALUISA, bajo mi supervisión.

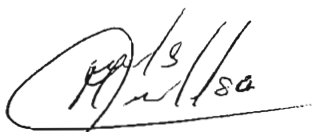
  
\_\_\_\_\_  
ING. LUIS TAPIA  
DIRECTOR DE PROYECTO

Quito, OCTUBRE 2005

## DECLARACIÓN

Yo, CARLOS VINICIO MONTALUISA MONTALUISA, declaro 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 incluye en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



---

CARLOS VINICIO MONTALUISA MONTALUISA

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres por brindarme la oportunidad de cumplir el mejor de mis sueños en base a su esfuerzo diario.

A ustedes profesores de la Escuela Politécnica Nacional por todos estos años de compartir sus conocimientos y experiencia.

## **DEDICATORIA**

A mis padres por siempre apoyarme en los buenos y malos momentos brindándome su comprensión y ternura, quienes con cariño esmero y dedicación lucharon para que llegara a ser una persona de bien.

<b>CAPITULO 1.....</b>	<b>1</b>
<b>MEDICION DE ENERGIA.....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCION .....	1
1.2. MEDIR.....	2
1.3. ERROR .....	2
1.4. MEDIDA DE MAGNITUDES ELECTRICAS.....	2
1.4.1. VALOR MEDIO .....	3
1.4.2. VALOR EFICAZ .....	4
1.4.3. VALOR EFICAZ EN MAGNITUDES CON ARMONICOS.....	5
1.5. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	7
1.5.1. CARACTERISTICAS.....	8
1.5.2. RELACION DE TRANSFORMACIÓN.....	10
1.5.3. CIRCUITO EQUIVALENTE .....	10
1.5.4. ERROR DE RELACION.....	11
1.5.5. DIAGRAMA VECTORIAL .....	11
1.5.6. ERROR ANGULAR .....	12
1.5.7. NORMA AMERICANA ASA .....	13
1.5.7.1. CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN .....	13
1.5.7.2. CLASE DE PRECISIÓN PARA PROTECCIONES.....	14
1.5.8. NORMA EUROPEA IEC .....	16
1.5.8.1. TRANSFORMADORES PARA PROTECCIÓN .....	16
1.5.8.2. TRANSFORMADORES PARA MEDIDA .....	17
1.5.9. CAUSA DE ERRORES .....	17
1.5.10. PRECAUCIONES DE SEGURIDAD.....	17
1.5.11. DIAGRAMA DE CONEXIONES .....	18
1.6. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	19
1.6.1. CARACTERÍSTICAS.....	19
1.6.2. RELACION DE TRANSFORMACION.....	20
1.6.3. CIRCUITO EQUIVALENTE .....	21
1.6.4. ERROR DE RELACION .....	21
1.6.5. DIAGRAMA VECTORIAL .....	21
1.6.6. ERROR ANGULAR .....	22
1.6.7. NORMA AMERICANA ASA .....	23
1.6.8. NORMA EUROPEA IEC .....	24
1.6.9. DIAGRAMA DE CONEXIONES .....	25
1.7. MEDIDORES ANALOGICOS .....	26
1.7.1. MEDIDOR DE BOBINA MOVIL.....	27
1.7.2. MEDIDOR DE HIERRO MOVIL .....	28
1.7.3. EL OSCILOSCOPIO .....	28
1.8. MEDIDORES DIGITALES .....	29
1.8.1. POTENCIA ELÉCTRICA .....	30
1.8.2. VALOR MEDIO DE LA POTENCIA ELECTRICA .....	31
1.8.3. PROCESAMIENTO DE LOS DATOS PARA ANÁLISIS DE LA DEMANDA .....	32
1.8.4. DIAGRAMA DE BLOQUES BASICO.....	35
1.8.5. MUESTREO .....	36
1.8.6. TIEMPO MINIMO PROMEDIADO .....	37
1.8.7. IMPLEMENTACION DIGITAL.....	38
1.9. CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICION.....	39
1.9.1. RANGO DE MEDIDA .....	39
1.9.2. RESOLUCIÓN.....	39
1.9.3. RESOLUCIÓN DEL DISPLAY .....	40
1.9.4. PRECISIÓN .....	40
1.9.5. CLASE DE PRECISIÓN .....	40
1.9.6. CAPACIDAD DE SOBRECARGA.....	41
1.9.7. VOLTAJE NOMINAL DE AISLAMIENTO .....	41
1.9.8. COEFICIENTE DE TEMPERATURA.....	41
1.9.9. POTENCIA DE SALIDA .....	41
<b>CAPITULO 2.....</b>	<b>42</b>

<b>MEDIDORES ELECTRÓNICOS INSTALADOS.....</b>	<b>42</b>
2.1. ANTECEDENTES.....	42
2.2. MEDIDORES SIEMEN LANDIS & GYR RXS4.....	43
2.2.1 CLASE DE PRECISION.....	43
2.2.2 RANGO DE CONEXION.....	43
2.2.3 COMUNICACIONES.....	44
2.2.4 ENTRADAS Y SALIDAS.....	44
2.2.5 MEMORIA.....	45
2.2.6 SOFTWARE.....	46
2.2.7 CARACTERISTICAS ESPECIALES.....	47
2.2.8 CARACTERISTICAS TÉCNICAS.....	49
2.3. MEDIDORES NANSEN SPECTRUM S FX.....	50
2.3.1 CLASE DE PRECISION.....	50
2.3.2 RANGO DE CONEXIÓN.....	50
2.3.3 COMUNICACIONES.....	50
2.3.4 ENTRADAS Y SALIDAS.....	51
2.3.5 MEMORIA.....	51
2.3.6 SOFTWARE.....	53
2.3.7 CARACTERISTICAS ESPECIALES.....	53
2.4. DIAGRAMA DE CONEXIONES.....	55
2.5. NORMAS INTERNACIONALES.....	56
2.5.1 ANSI C12.1.....	57
2.5.2 ANSI C12.10.....	58
2.5.3 ANSI C12.20.....	58
2.5.4 ANSI C12.18.....	58
2.5.5 ANSI C12.19.....	59
2.5.6 ANSI C12.21.....	59
2.5.7 COMPARACIÓN CON LAS NORMAS IEC.....	60
<b>CAPITULO 3.....</b>	<b>63</b>
<b>ESTADO OPERATIVO DE MEDIDORES.....</b>	<b>63</b>
3.1. LA EMPRESA ELECTRICA QUITO.....	63
3.1.1. MISIÓN.....	63
3.1.2 VISIÓN.....	63
3.1.3. OBJETIVO.....	64
3.1.4. AREA DE CONCESION.....	64
3.1.5. LA UNIDAD DE PERDIDAS TECNICAS.....	65
3.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.....	65
3.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR.....	65
3.2.2. NIVELES DE VOLTAJE.....	66
3.3. LEVANTAMIENTO DE LOS MEDIDORES INSTALADOS.....	67
3.4. ESTADO OPERATIVO DE LOS MEDIDORES.....	68
3.5. MEDICIONES EN SUBESTACIONES.....	70
3.4.1. CURVAS TÍPICAS.....	70
3.4.2. FACTOR DE CARGA.....	72
3.4.3. ENERGIA SUMINISTRADA.....	73
3.4.4. FACTOR DE PERDIDAS.....	75
3.4.5. PERDIDAS RESISTIVAS.....	75
3.4.6. ANÁLISIS GRAFICOS.....	77
3.4.7. REPORTES INMEDIATOS.....	78
3.6. ESTUDIO ESTADÍSTICO.....	79
3.6.1. TIPOS DE MUESTREO.....	80
3.6.2. TIPOS DE VARIABLES.....	80
3.6.3. MEDIA ARITMETICA.....	81
3.6.4. DESVIACIÓN MEDIA.....	81
3.6.5. VARIANZA.....	81
3.6.6. DESVIACIÓN TÍPICA.....	82
3.6.7. COEFICIENTE DE VARIACIÓN.....	82
3.6.8. CURVA NORMAL.....	82
3.6.9. TABLAS DE FRECUENCIA.....	83
3.6.10. HISTOGRAMAS.....	84

3.6.11. RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE LAS MEDICIONES .....	84
<b>CAPITULO 4.....</b>	<b>87</b>
<b>MEDICION REMOTA .....</b>	<b>87</b>
4.1. TELEMEDIDA .....	87
4.1.1. SENSORES O TRANSDUCTORES .....	88
4.1.2. TERMINAL REMOTA .....	88
4.1.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	89
4.1.4. CENTRO DE CONTROL.....	89
4.1.5. SOFTWARE DE SUPERVISIÓN .....	90
4.1.6. VENTAJAS DE LA TELEMEDIDA.....	90
4.2. PROGRAMA PILOTO DE TELEMEDIDA .....	91
4.2.1. LA UNIDAD REMOTA VEGA .....	92
4.2.1.1. COMUNICACIÓN.....	92
4.2.1.2. CARACTERÍSTICAS.....	93
4.2.1.3. INDICADORES EN MODO OPERATIVO .....	94
4.2.1.4. CONEXIÓN DE LA UNIDAD VEGA .....	95
4.3. SUBESTACIÓN SAN RAFAEL .....	96
4.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR .....	97
4.3.2. MEDIDORES INSTALADOS.....	97
4.4. LECTURAS CON MEDICION REMOTA .....	98
4.5. ANALISIS ECONÓMICO .....	100
4.6.1. CONSIDERACIONES.....	100
4.6.2. DEPRECIACIONES .....	100
4.6.3. COSTOS DE TRANSPORTE.....	101
4.6.4. COSTOS POR MANO DE OBRA .....	102
4.6.5. COSTO UNITARIO DE LECTURAS EN SITIO .....	103
4.6.6. COSTO UNITARIO DE LECTURAS MEDIANTE TELEMEDIDA.....	103
4.6.7. ESTUDIO ECONÓMICO DE IMPLEMENTACION.....	104
<b>CAPITULO 5.....</b>	<b>107</b>
<b>MANTENIMIENTO DE MEDIDORES .....</b>	<b>107</b>
5.1. INTRODUCCION .....	107
5.2. MANTENIMIENTO .....	108
5.2.1. OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO .....	108
5.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	109
5.3.1. VENTAJAS.....	109
5.3.2. DESVENTAJAS .....	110
5.4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	110
5.4.1. VENTAJAS.....	111
5.4.2. DESVENTAJAS .....	111
5.5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO .....	112
5.5.1. VENTAJAS.....	112
5.5.2. DESVENTAJAS .....	112
5.6. MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL .....	113
5.6.1. VENTAJAS.....	113
5.6.2. DESVENTAJAS .....	113
5.7. MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO .....	114
5.7.1. POR QUE EL MANTENIMIENTO Y LAS PRUEBAS? .....	114
5.7.2. ESCENARIOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	115
5.8. CRITERIOS GENERALES.....	116
5.8.1. CONSIDERACIONES ADMINISTRATIVAS DE MANTENIMIENTO .....	118
5.8.2. CONSIDERACIONES TECNICAS DE MANTENIMIENTO .....	119
5.9. TIPOS DE PRUEBAS .....	119
5.9.1. PRUEBAS DE AISLAMIENTO.....	120
5.9.2. PRUEBAS DE EQUIPOS DE PROTECCION.....	120
5.9.3. PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA .....	120
5.9.4. PRUEBAS DE INSPECCION INFRAROJA .....	121
5.10. MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MEDIDORES.....	121
5.10.1. SITUACIÓN ACTUAL .....	122
5.10.2. POLÍTICA DE MANTENIMIENTO.....	123
5.10.3. CONSIDERACIONES ECONOMICAS .....	123



5.11	ESTADÍSTICO DE FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	124
5.12	PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION .....	128
5.12.1	ACERCA DEL PERIODO Y CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO .....	129
5.12.2	ACERCA DE LA CALIFICACIÓN DEL PERSONAL.....	130
5.12.3	ACERCA DE LAS HERRAMIENTAS NECESARIAS .....	130
5.12.4	ACERCA DE LA SEGURIDAD ELÉCTRICA .....	131
5.12.5	ACERCA DE LAS TAREAS INVOLUCRADAS .....	132
5.13	CALIBRACIÓN DE MEDIDORES .....	133
5.13.1	INCERTIDUMBRE.....	136
5.13.2	IDEAS GENERALES Y DEFINICIONES.....	136
5.13.3	FUENTES DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDA .....	137
<b>CAPITULO 6.....</b>		<b>139</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>		<b>139</b>
6.1	CONCLUSIONES.....	139
6.2	RECOMENDACIONES .....	141
<b>CAPITULO 7.....</b>		<b>143</b>
7.1	BIBLIOGRAFIA .....	143
<b>ANEXOS.....</b>		<b>144</b>

## **OBJETIVO**

Establecer los requerimientos técnicos de nuevos equipos de medición electrónicos y los procedimientos para operar & mantener los medidores actualmente instalados en diferentes primarios del sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito. S.A.

## **ALCANCE**

El estudio comprende un análisis técnico de la situación actual de los medidores electrónicos para efectuar correctivos de ser necesario y proponiendo finalmente un programa de mantenimiento de los mismos. Teniendo como alcance los siguientes ítems.

- Efectuar un levantamiento de los medidores electrónicos instalados
- Determinar el estado actual de los medidores electrónicos
- Elaborar diagramas de conexión eléctrica, relaciones de transformación y programación de medidores
- Descripción de las características de los medidores.
- Análisis de efectuar medición remota mediante vía telefónica.
- Determinar los procedimientos para un correcto aprovechamiento de los recursos materiales y recursos humanos que intervienen en la operación de los dichos medidores.
- Presentación de resultados de las mediciones, factores de carga, factores de pérdidas y energía registrada por primario.
- Programa de mantenimiento de los medidores a fin de salvaguardar la inversión realizada por la empresa y asegurar que estos sean fuente confiable de información.
- Establecer los principales requerimientos técnicos que involucren la compra nuevos equipos de medición electrónicos.

## JUSTIFICACIÓN

El análisis de un sistema de distribución posee un aspecto esencial para poder estudiar cualquier red eléctrica que es la de disponer los instrumentos capaces de medir y registrar los principales parámetros de la misma.

La medida es necesaria para que el operador conozca el estado del sistema eléctrico, para poder controlar la calidad del suministro, para cuantificar la energía consumida, para establecer tendencias de consumo planificando así la compra necesaria de energía; entre otros usos.

Se conoce que la energía bien utilizada es el corazón de toda empresa en desarrollo, caso contrario esta pasa a ser su talón de Aquiles; para una empresa Distribuidora como la E.E.Q.S.A. el argumento anterior es totalmente válido y por tal motivo esta empresa dispuso la instalación de medidores a la salida de los alimentadores primarios y de su correcta operación depende un conocimiento cabal de la energía disponible en el sistema de distribución.

# CAPITULO 1

## MEDICION DE ENERGIA

### 1.1. INTRODUCCION

En el ámbito mundial existen 7 unidades básicas que son la base de todas las medidas modernas, enumeradas y a saber: masa (kilogramo), tiempo (segundo), cantidad de sustancia (Mol), longitud (metro) temperatura termodinámica (kelvin), intensidad luminosa (candela), y corriente (amperios); la medición de esta última magnitud es en sistemas de generación, transmisión y distribución de energía de gran importancia y este documento enfoca el registro digital de dicho parámetro.

La gama de instrumentos industriales disponibles para medida de parámetros de la red eléctrica va desde los clásicos indicadores de aguja, pasando por los indicadores digitales hasta llegar a los de última generación, llamados “analizadores de red”, que permiten no sólo medir, sino registrar datos de voltaje, corriente, potencia, energía consumida, etc. y capturar las perturbaciones con sistemas de disparo (“trigger”) más o menos sofisticados. La posibilidad de registrar y capturar determinados eventos es esencial para poder disponer de datos a la hora de diagnosticar un problema. Se tiene además que el tratamiento de las señales en la actualidad tiende a ser digital por las siguientes razones:

Las señales analógicas transmitidas a través de cualquier medio son interferidas por señales parásitas, trayendo como inconveniente la difícil recuperación de la señal original.

En cuanto a la precisión de las medidas o registros, en el caso del tratamiento analógico, depende esencialmente de la calidad de los equipos y componentes, en el caso del tratamiento digital, la precisión esta dada por la cuantificación.

Finalmente las mediciones digitales permiten el registro y manipulación de información sin producir errores adicionales de precisión.

## 1.2. MEDIR

Es la acción necesaria para cuantificar un suceso o evento, esta acción consiste en comparar una cantidad con su respectiva unidad, con el fin de establecer cuantas veces la segunda esta contenida en la primera.

Es un conjunto de operaciones tendientes a conocer, en un objeto físico o sistema, algunas de sus características físicas, de acuerdo con un procedimiento o documento escrito. [ R1]

## 1.3. ERROR

El valor de una magnitud determinado por un instrumento de medida no esta fundamentalmente exento de errores. La diferencia entre el valor medido y el real se denomina error y se expresa en unidades de la magnitud correspondiente(error absoluto); o en porcentaje de un valor referencial(error relativo en porcentaje del valor teórico). [ R1]

$$\text{Error absoluto} = \text{Valor medido} - \text{Valor real}$$

$$\text{Error relativo} = \frac{\text{Error absoluto}}{\text{Valor real}}$$

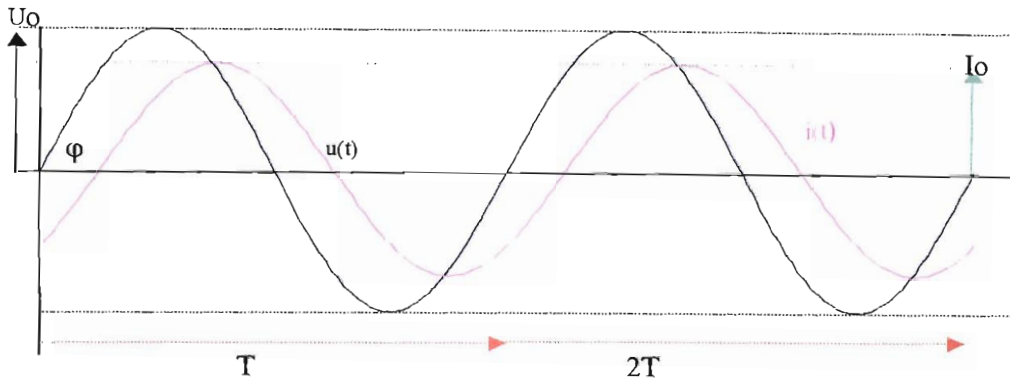
## 1.4. MEDIDA DE MAGNITUDES ELECTRICAS

Las expresiones analíticas de voltaje y corriente de un circuito cualquiera con onda senoidal, como las dibujadas mas adelante en la figura 1.1 son las siguientes: [ R2]

$$u(t) = U_o \text{sen}(\omega t)$$

$$i(t) = I_o \text{sen}(\omega t + \varphi)$$

Gráfico 1.1 Voltaje y Corriente Parámetros Fundamentales



Cualquier magnitud voltaje o corriente de tipo senoidal queda caracterizada por los parámetros indicados en la tabla 1

Tabla 1 Parámetros básicos de magnitudes alternas

Valor instantáneo	Valor en un instante determinado de tiempo, $u(t)$ para el voltaje e $i(t)$ para la corriente
Amplitud, A	Máximo Valor instantáneo de voltaje o corriente ( $U_o, I_o$ )
Periodo, T	Duración de un ciclo completo(T)
Frecuencia, f	Número de ciclos por segundo $1/T$
Frecuencia angular, $\omega$	Se define como $\omega = 2\pi f$
Desfase $\phi$	Es el retraso de una magnitud senoidal hacia otra, es medida en unidades de ángulo

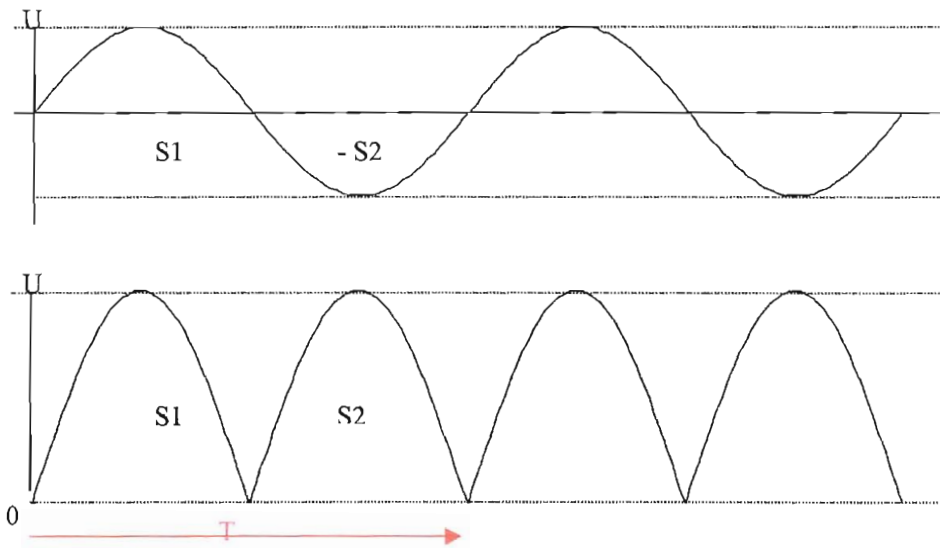
#### 1.4.1. VALOR MEDIO

En circuitos de corriente continua o rectificadas, conviene a veces medir el valor medio. Éste se calcula como la media aritmética de los valores instantáneos a lo largo de un período según la ecuación:

$$U_{med} = \frac{1}{T} \int_0^T u(t) dt = \frac{S1 + S2}{T}$$

Según esto la onda senoidal sin rectificar tiene valor medio nulo, ya que el semiciclo positivo tiene la misma área que el negativo; en cambio la onda que resulta de rectificar un voltaje senoidal si tiene valor medio no nulo. En general, cuando el valor medio de una onda no es nulo indica que dicha onda tiene una cierta componente continua. [ R2]

Gráfico 1.2 Valor Medio de una onda senoidal rectificada



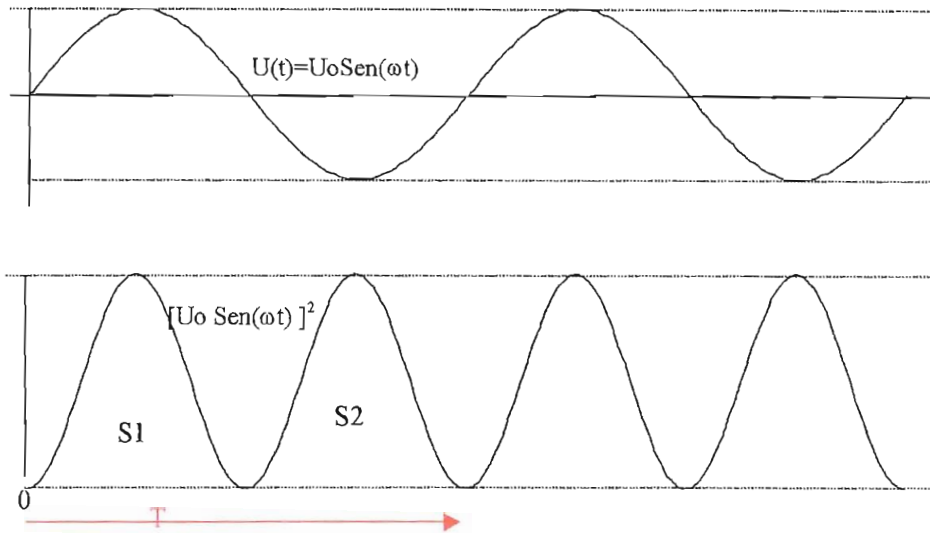
#### 1.4.2. VALOR EFICAZ

El valor eficaz RMS, Root Mean Square, de una función periódica es la media cuadrática de la función a lo largo de un período es decir: la raíz cuadrada del promedio de cuadrados de los valores instantáneos dada por la ecuación

$$U_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (u(t))^2 dt} = \sqrt{\frac{S1 + S2}{T}}$$

La figura da una representación geométrica de  $(u(t))^2$ . El valor eficaz se obtendría sumando las áreas S1 y S2, dividiendo por el período y extrayendo raíz cuadrada. [ R2]

Gráfico 1.3 Valor Eficaz de una onda de voltaje



### 1.4.3. VALOR EFICAZ EN MAGNITUDES CON ARMONICOS

Al aplicar una onda puramente senoidal de voltaje a una carga lineal, la totalidad de la onda de corriente ocurre a la misma frecuencia base que la del voltaje aplicado. Así, al aplicar una onda de voltaje de 60 Hz a través de una carga lineal únicamente se producirá una onda de corriente a 60 Hz.

Esta situación cambia drásticamente cuando la carga es no lineal, al aplicar una forma de onda de voltaje a una frecuencia fundamental determinada, se producirán corrientes a más de una frecuencia, dichas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

Cada múltiplo de la onda fundamental se la conoce como "orden de la armónica".

El análisis matemático para formas periódicas de onda de corriente o de voltaje de forma no senoidal es la misma, el método utilizado es el propuesto por Jean



Babstie J. Fourier, que demostró que cualquier forma de onda periódica acotada, puede ser descompuesta en una sumatoria de funciones seno y coseno con frecuencias múltiplos enteros de la fundamental.

Así pues sea nuestra corriente  $i(t)$  una función periódica de período  $T$ , su frecuencia fundamental es  $1/T$  y con frecuencia angular  $\omega=2.\pi.f.$  [ R2]

La corriente puede expresarse como:

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} (A_n \cos n\omega t + B_n \text{sen} n\omega t)$$

De donde se desprende:

$$i(t) = I_0 + \sum_{n=1}^{\infty} I_n \text{sen}(n\omega t + \psi_{in})$$

Donde:

$$I_0 = \frac{1}{T} \int_0^T i(t) d\omega t$$

$$A_n = \frac{2}{T} \int_0^T i(t) \cdot \cos n\omega t \cdot d\omega t$$

$$I_n = \sqrt{A_n^2 + B_n^2} \quad \psi_{in} = \tan^{-1} \left( \frac{A_n}{B_n} \right)$$

Hay que notar que en la descomposición aparecen tres tipos de términos:

- Un término constante  $I_0$ , que indica el valor medio o componente de continua de la magnitud periódica.
- Un término de amplitud  $I_n$ , del cual la primera componente es  $I_1$ , cuya frecuencia es  $f$ , (igual a la onda periódica original), se denomina componente fundamental, este es un valor rms o eficaz.
- Una serie de términos de amplitudes  $I_2, I_3, I_4, I_5, \dots, I_n$ , con frecuencia  $2f, 3f, 4f, 5f, \dots, nf$ , que se denominan componentes armónicas o simplemente armónicos, estos son valores rms o eficaces. [ R2]

Es importante resaltar que cada armónico queda caracterizado por su número de orden,  $n$ , que determina su frecuencia; por su amplitud  $I_n$ , y por su fase  $\psi_{in}$ .

Finalmente el valor eficaz de la onda total (fundamental más armónicos) en función de los valores eficaces de sus componentes armónicas viene dado por:

$$I_{ef(total)} = I_{ef} = \sqrt{\sum_0^n I_n^2} = \sqrt{I_0^2 + I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + \dots}$$

En la práctica, estos cálculos están programados en el microprocesador del instrumento de medida y por lo tanto el usuario no debe realizarlos pero si comprenderlos.

## 1.5. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Por lo general, los elementos de medida utilizados en las mediciones de corriente alterna, no están contruidos para soportar altos voltajes ni elevadas corrientes por tanto necesitan de un elemento capaz de suministrar las señales de voltaje o corriente en niveles operativos de los transformadores de medida.

Los Transformadores de medida reproducen en su circuito secundario la corriente o voltaje de su primario, conservando la relación de fase entre dichas magnitudes. [ R1]

Estos elementos tiene como función principal: aislar el circuito de alto voltaje aplicaciones en protección y medida mediante corrientes y voltajes con valores normalizados, posibilita la mediciones remotas así como un establecimiento de control automático. [ R1]

### 1.5.1. CARACTERISTICAS

Se denominan transformadores de corriente (TC), al transformador que tiene conectado el devanado primario en serie con el circuito a medir y el devanado secundario a los bornes del medidor. [ R1]

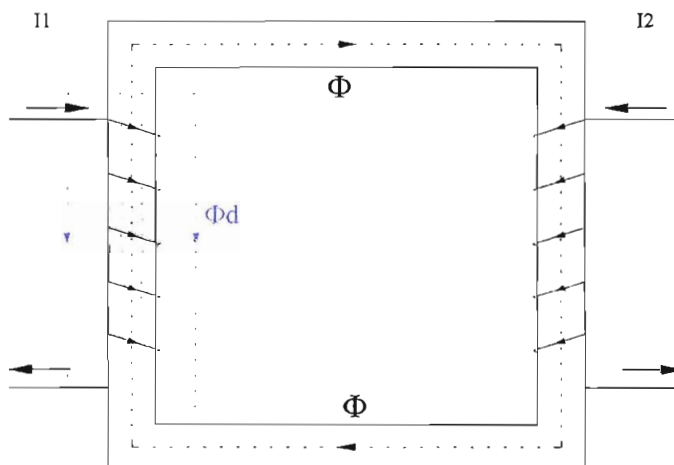
El transformador de corriente posee el principio de funcionamiento de un transformador convencional; así la corriente que circula por las espiras del devanado primario varía con la carga; de la misma forma varía también el flujo magnético producido, que acopla al devanado secundario induciendo una fuerza electromotriz variable. [ R1]

El devanado secundario de todos los transformadores de corriente corresponde a la bobina de intensidad del aparato y está cerrado siempre por medio de una resistencia muy pequeña, despreciando esta resistencia, se puede considerar que el secundario de los transformadores de intensidad está cerrado en cortocircuito. [ R1]

Las corrientes que circulan por los devanados primario y secundario tienen sentido opuesto y se rigen por la ecuación

$$N_1 I_1 = N_2 I_2$$

Gráfico 1.4 Flujos de dispersión en un transformador de corriente



Como las amperovoltas primarios y secundarios son *aproximadamente* iguales, los flujos  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$ , producidos por ellos, también serán iguales y

opuestos. Estos flujos actúan entre sí, rechazándose y desplazándose del camino común que para ellos representa el núcleo magnético; es decir que los transformadores de intensidad existen un porcentaje muy elevado de flujos de dispersión  $\Phi_d$  de forma que, para cubrir la pequeña caída de voltaje en los devanados, solamente una pequeña parte del flujo total pasa por el núcleo magnético.

En resumen debido a que  $\Phi_1$  y  $\Phi_2$  son casi iguales en valor y sentido opuesto; estos flujos casi se compensan y el flujo total es muy pequeño.

$$\Phi_1 \cong \Phi_2$$

$$\Phi_t = \Phi_1 - \Phi_2$$

Teniendo en cuenta el párrafo anterior se comprenderá por que ***los bornes secundarios de un transformador de corriente no deben dejarse nunca abiertos***

Si se abren estos bornes, no circula corriente  $I_2$ , y por tanto no se produce el flujo  $\Phi_2$  por lo que es este caso el flujo total vale:

$$\Phi_t = \Phi_1$$

Es este flujo  $\Phi_1$  que produce los siguientes efectos:

- a) Induce en el devanado primario voltajes muy elevados que pueden resultar peligrosas, especialmente en los transformadores para pequeñas intensidades secundarias, es decir con elevado número de espiras.
- b) Provoca fuerte calentamiento en el hierro por histéresis y por formación de corrientes parásitas que pueden llegar hasta la destrucción del transformador.
- c) Queda una magnetización remanente en el hierro que, cuando el transformador vuelva a trabajar en condiciones normales, provocará inadmisibles errores de medida. [ R1]

Es por esta misma razón que no deben instalarse fusibles en el circuito secundario de un transformador de intensidad, ya que si un fusible actúa, deja abierto el circuito secundario del transformador.

### 1.5.2. RELACION DE TRANSFORMACIÓN

La relación entre corriente de primario y corriente de secundario es aproximadamente igual a la relación entre las espiras y se denomina relación de transformación. [ R1]

$$n_i = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

En cuanto a la corriente del secundario, lo más habitual es que sea de 5 amperios a la nominal de primario. Así la relación de transformación se suele dar de la forma  $I_n / 5$ . Por ejemplo  $200 / 5$ , indicaría que cuando por el primario pasan 200 A por el secundario se obtendría 5 amperios; obsérvese que la constante de transformación  $a_i$  es de 40.

### 1.5.3. CIRCUITO EQUIVALENTE

Gráfico1.5 Circuito equivalente de un transformador de corriente



Del circuito equivalente se deduce que:

El núcleo debe ser de buena calidad para trabajar a bajos niveles de saturación y pocas pérdidas.

No se puede trabajar con un burden superior al nominal (se disminuiría la corriente carga y aumentaría la de excitación).

No se puede trabajar a circuito abierto, porque se puede llegar a sobresaturación, altas pérdidas, sobre temperatura en el hierro y altos voltajes en los bornes del secundario.

Sin embargo la razón de transformación  $I_2/ I_1$  difiere de la relación  $1/n$ , generando errores que se describen a continuación

#### 1.5.4. ERROR DE RELACION.

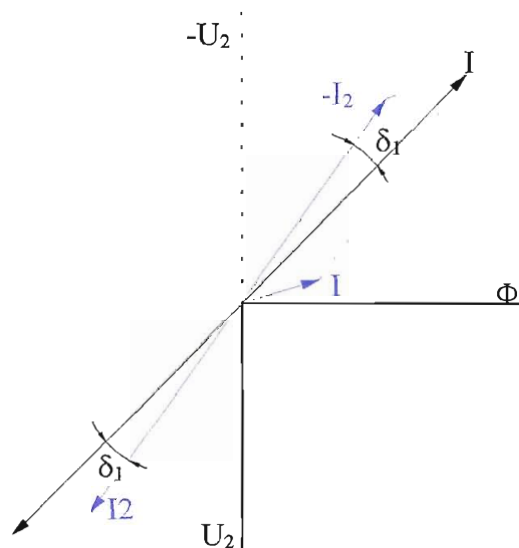
La constante " $n_i$ " no es estrictamente constante; y depende esencialmente de la intensidad de corriente primaria  $a_1$  y de la carga del secundario, es decir la impedancia resultante de los instrumentos y de la frecuencia. [ R1]

Al realizar mediciones se toma el valor " $n_i$ " como constante, esto origina un **error de relación** que representa la desviación de la corriente secundaria  $I_2$  respecto al valor teórico. Generalmente se le expresa como error relativo porcentual sobre la corriente primaria. [ R1]

#### 1.5.5. DIAGRAMA VECTORIAL

Obsérvese la siguiente figura que muestra el diagrama vectorial simplificado;

Gráfico 1.6 Diagrama vectorial simplificado y reducido al primario



la corriente primaria  $I_1$  se descompone en dos componentes: la corriente de vacío o corriente de excitación  $I_0$  destinada a producir el flujo magnético  $\Phi_1$  en

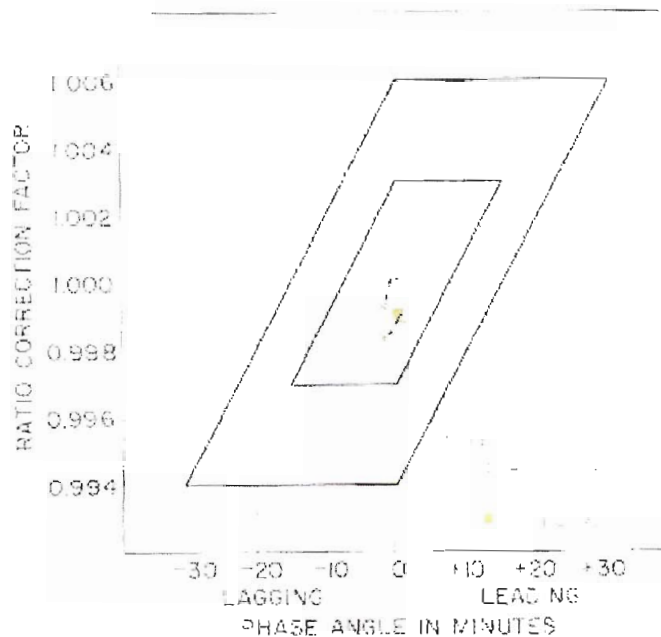
el núcleo de hierro y la corriente  $-I_2$  igual y opuesta a la corriente secundaria  $I_2$ ; así se tiene que corriente  $I_2$  no está desfasada  $180^\circ$  respecto a la  $I_1$ , sino un ángulo  $180 \pm \delta_1$ ; [ R1]

### 1.5.6. ERROR ANGULAR

La desviación de la corriente secundaria  $I_2$  respecto al valor teórico debido al desfase producido por  $\delta_1$  origina un error que se conoce como error angular y generalmente se le expresa como error relativo porcentual sobre la corriente primaria. Se considera positivo cuando la intensidad secundaria está desfasada en atraso respecto a la intensidad primaria.

La siguiente gráfica muestra varios factores de corrección a recurrir por los errores producidos en magnitud y errores de ángulo para determinar la lectura más aproximada a la real. Este dibujo corresponde a transformadores de corriente producidos por la General Electric Co. [ R1]

Gráfico 1.7 Factor de corrección en relación y ángulo TC



### 1.5.7. NORMA AMERICANA ASA

Esta norma hace una diferencia en la clase de precisión de los transformadores de corriente para el servicio de medición y protección.

Considerando que los errores en un transformador de corriente varían con el voltaje para la carga conectada en bornes de los terminales secundarios y el valor de la corriente secundaria. [ R3]

#### 1.5.7.1. CLASE DE PRECISIÓN PARA MEDICIÓN

Están definidas por los límites de error, en porcentaje de los factores de corrección del transformador para una corriente nominal secundaria del 100%. Los límites en porcentaje se doblan al 10% de corriente nominal, los límites de corriente del 100% se aplican también a la corriente secundaria correspondiente al valor de corriente térmica continua máxima del transformador de corriente

Las clases y límites de precisión definidas en las normas ASA pueden verse en la siguiente tabla. [ R3]

Tabla 2. Límites del factor de corrección del transformador de corriente

CLASE DE PRECISIÓN	LÍMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN DEL TRANSFORMADOR				LÍMITES DEL FACTOR DE POTENCIA (INDUCTIVO) DE LA LÍNEA QUE SE MIDE
	100% de la corriente nominal		10% de la corriente nominal		
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
1.2	0.988	1.012	0.976	1.024	0.6 - 1.0
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	0.6 - 1.0
0.3	0.997	1.003	0.994	1.006	0.6 - 1.0

Los valores de resistencia y de la inductancia, indicadas corresponden a transformadores de corriente con el secundario de 5 A. Para otros valores nominales pueden deducirse las cargas correspondientes de la tabla 3



Tabla 3 Cargas normalizadas para el TC normalizadas con el secundario de 5 A.

DESIGNACIÓN DE LA CARGA	CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA NORMALIZADA		IMPEDANCIA NORMALIZADA DE LA CARGA SECUNDARIA EN OHMS - F.P Y VA SECUNDARIOS NORMALIZADOS DE LA CARGA					
			Para 60 Hz y corriente secundaria de 5 A			Para 25 Hz y corriente secundaria de 5 A		
			Resistencia ohm	Inductancia mH	Impedancia ohm	VA	F.P	Impedancia ohm
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9	0.0918	2.3	0.98
B-0.2	0.18	0.232	2	5	0.9	0.1836	4.6	0.98
B-0.5	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9	0.459	11.5	0.98
B-1	0.5	2.3	1	25	0.9	0.617	15.4	0.81
B-2	1	4.6	2	50	0.9	1.234	30.8	0.81
B-4	2	9.2	4	100	0.9	2.468	61.6	0.81
B-8	4	18.4	8	200	0.9	4.936	123.2	0.81

La resistencia y la inductancia varían inversamente con el cuadrado de la variación de corriente nominal. Por ejemplo para un transformador con el secundario de 1 Amperio la carga tendría 25 veces la resistencia e inductancia mostrada en la tabla 3.

Por lo tanto para especificar completamente un transformador de corriente para el servicio de medición debe comprender las categorías de precisión de tabla 2, seguidas por la designación de la carga indicada en tabla 3.

Por ejemplo, "0.3B-0.2" describe un transformador de categoría de precisión 0.3 cuando este tiene una carga B-0.2 en los terminales secundarios.

#### 1.5.7.2. CLASE DE PRECISIÓN PARA PROTECCIONES

Las normas ASA han establecido las clasificaciones de precisión de los transformadores de corriente para el servicio de protecciones, que consta de 3 factores: el límite de error de relación porcentual, la clase de funcionamiento del transformador y el valor nominal del voltaje en los bornes del secundario. [R3]

Limite de error porcentual: Los porcentajes máximos de error en la relación de transformación son de 2.5 y 10%. Esta es la clase de precisión normalizada.

Valor nominal de voltaje en bornes del secundario: Los valores establecidos de voltaje en el secundario son: 10, 20, 50, 100, 400, y 800.

-Clase de funcionamiento: Se designa con la letra L o H.

L (baja impedancia):

Indica un transformador de corriente que es capaz de funcionar con cualquier tipo de carga conectada hasta, incluso, una carga que produzca la clase de precisión del voltaje de bornes del secundario a 20 veces la corriente nominal secundaria, para una gama de corrientes que van desde la nominal hasta 20 veces la corriente secundaria nominal, sin exceder la clase de precisión del limite de error porcentual.

H (alta impedancia):

Indica un transformador de corriente que es capaz de producir cualquier voltaje de bornes del secundario hasta, inclusive, la clase de precisión del voltaje con cualquier corriente secundaria para la gama de 5 a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder la clase de precisión del limite de error porcentual.

Por lo anterior para especificar completamente un transformador de corriente para el servicio de protección, se debe designar por su clase de precisión, tipo y voltaje máximo secundaria. Estos valores definen completamente su comportamiento.

Por ejemplo, un transformador de corriente 2.5H800, indica un transformador con clase de precisión de 2.5%, clase de funcionamiento H y voltaje máximo secundario en bornes secundarios de 800 V.

### 1.5.8. NORMA EUROPEA IEC

Esta norma recomienda para el proceso de selección los siguientes apartados:

- Seleccionar una intensidad primaria similar a la nominal de la instalación.
- Si el transformador elegido es tipo paso de barras, comprobar si las dimensiones de la ventana son suficientes para alojar al conductor primario.
- Calcular el burden, sumando las de las bobinas de corriente de los aparatos y los hilos de conexión. [R3]

La carga de los hilos de cobre se calcula de la fórmula:

$$\text{Carga (VA)} = K \cdot (L/A)$$

Donde:  $K = 0.862$  para T/C ...../5A

$K = 0.034$  para T/C ...../1A

$L =$  longitud del cable (m)

$A =$  sección del cable (m<sup>2</sup>)

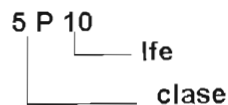
El burden calculado debe estar entre 25% y 100% del burden de precisión del transformador. La característica de saturación de los transformadores de medida están referidas a sus cargas de precisión. [R3]

#### 1.5.8.1. TRANSFORMADORES PARA PROTECCIÓN

Las corrientes secundarias son: 5A y 1A.

Las clases son: 5P y 10P, con valores límites de precisión 5 y 10, respectivamente. La carga [VA]: 10, 15, 30

Simbología



lfe: límite de factor de error (5, 10, 15, 20, 30)

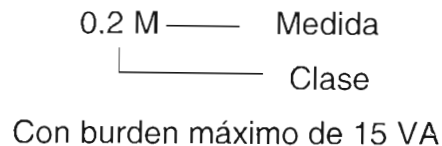
### 1.5.8.2. TRANSFORMADORES PARA MEDIDA

Las corrientes secundarias son: 5A y 1A.

Las clases de precisión son: 0.1, 0.2, 0.5, 1, 3, 5.

Las cargas [VA]: 2.5, 5, 10, 15, 30 [ R3]

Un ejemplo de transformador de medida es:



### 1.5.9. CAUSA DE ERRORES

Los errores en un transformador de corriente son debidos a la energía necesaria para producir el flujo en el núcleo que induce el voltaje en el devanado secundario que suministra la corriente a través del circuito secundario. Los amperevuelatas totales disponibles para proporcionar la corriente al secundario son iguales a los amperevuelatas del primario menos los amperevuelatas para producir el flujo del núcleo.

Un cambio en la carga secundaria altera el flujo requerido en el núcleo y varia los amperevuelatas de excitación del núcleo; el flujo de dispersión en el núcleo cambia las características magnéticas del mismo y afecta a los amperevuelatas de excitación. [ R1]

### 1.5.10. PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

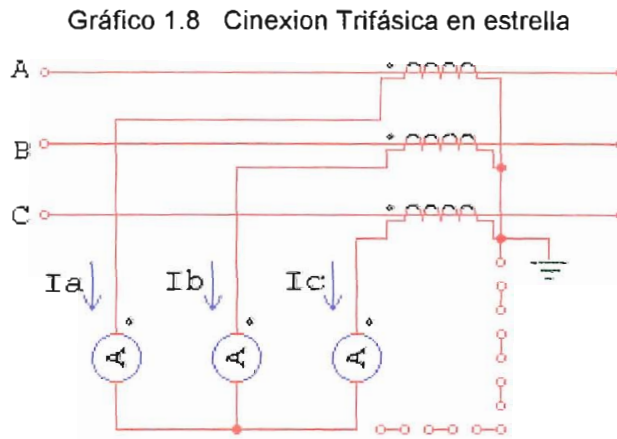
El devanado secundario siempre debe estar cortocircuitado antes de desconectar la carga. Si se abre el circuito secundario con circulación de corriente por el primario, todos los amperevuelatas primarios son amperevuelatas magnetizantes y normalmente producirán un voltaje secundaria excesivamente elevada en bornes del circuito abierto.

Todos los circuitos secundarios de los transformadores de medida deben estar puestos a tierra; cuando los secundarios del transformador de medida están

interconectados; solo debe ponerse a tierra un punto. Si el circuito secundario no esta puesto a tierra, el secundario, se convierte, de hecho, en la placa de media de un condensador, actuando el devanado de alto voltaje y tierra como las otras dos placas. [ R1]

### 1.5.11. DIAGRAMA DE CONEXIONES

Es practica universal utilizar un transformador de corriente por fase, tres transformadores de corriente para un sistema trifásico, en este caso los secundarios se conectan en estrella con el nutro sólidamente a tierra, tal como se ilustra en la siguiente figura. [ R1]



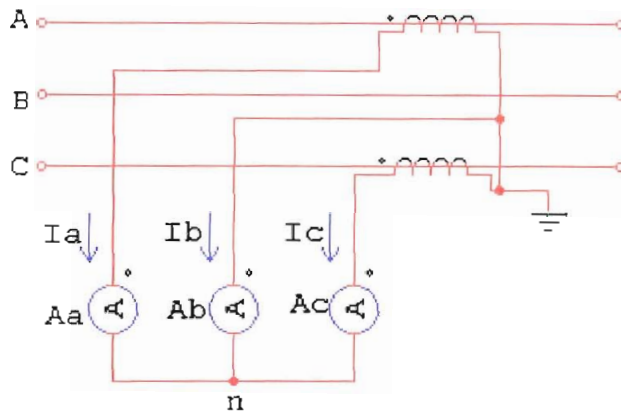
Si el circuito de potencia es un circuito de 3 hilos sin hilo neutro, la suma instantánea de las tres corrientes de línea que circulan por los primarios hacia la carga, y por lo tanto, la suma de las corrientes del secundario también debe ser nula si los tres transformadores son iguales. En consecuencia puede suprimirse la conexión entre el neutro de los secundarios conectados en estrella y el de los amperímetros, señalada en la figura con línea de trazos. En cambio, esta conexión es necesaria cuando el circuito tiene un hilo neutro.

También se puede utilizar la siguiente conexión de la siguiente figura únicamente con dos transformadores de corriente.

Los amperímetros Aa y Ac estén directamente en serie con los dos transformadores de corriente, y por lo tanto, indican las intensidades de las corrientes que circulan por las líneas A y C. La primera ley de Kirchoff aplicada al nodo n, da como relación entre las corrientes de los secundarios. [ R1]

$$i_a + i_b + i_c = 0$$

Gráfico 1.9 Cinexion Trifásica con dos TC



como  $i_a$  e  $i_c$  son proporcionales a las intensidades de las corrientes de línea de los primarios  $i_A$  e  $i_C$  respectivamente, la intensidad  $i_b$  que señala el amperímetro  $A_b$  es proporcional también a la intensidad  $i_B$  de la corriente del primario si es nula la suma de intensidades de las corrientes de primario, como debe ocurrir si el circuito de potencia es un circuito de 3 hilos.

## 1.6. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

### 1.6.1. CARACTERÍSTICAS

El transformador de potencial TP, tiene conectado el devanado primario en paralelo con el circuito de medida y el devanado secundario a los bornes del aparato de medida, que puede ser un voltímetro o un contador de energía. Es conveniente instalar fusibles al menos en el secundario para proteger el devanado correspondiente. [ R1]

Al conectar el devanado primario en paralelo con la red, se toma de ésta una pequeña corriente de excitación que produce el flujo magnético común, el cual acopla magnéticamente el devanado secundario. Dado que esta corriente es muy pequeña para mantener un flujo magnético suficientemente grande como para soportar la carga de los aparatos de medida a voltaje constante es necesario que el devanado primario este constituido por un gran número de espiras.

Para obtener un voltaje secundario, la mayor parte del flujo magnético producido en el devanado primario debe cerrarse por el núcleo de hierro, desde este punto de vista un transformado de potencial es completamente opuesto al de un transformador de corriente; así el flujo magnético común es algo menor que el flujo magnético primario; los flujos de dispersión son pequeños.

Los bornes secundarios de un transformador de potencial deben estar cerrado por medio de una resistencia elevada, como es la resistencia interior de un voltímetro por ejemplo. Si no se conecta ningún aparato de medida al transformado, los bornes secundarios deben permanecer abiertos, pues si se cierran en corto circuito o con una resistencia pequeña, por los circuitos primarios y secundarios circula una corriente muy elevada que destruye su aislamiento, quemando el transformador.

### 1.6.2. RELACION DE TRANSFORMACION

Si se considera que los devanados primarios y secundarios están magnéticamente acoplados por un flujo común que se mantiene constante en cualquier estado de carga del transformador, la relación entre los números de espiras y los voltajes primarios y secundarios son:

$$n_p = \frac{N1}{N2} = \frac{U1}{U2}$$

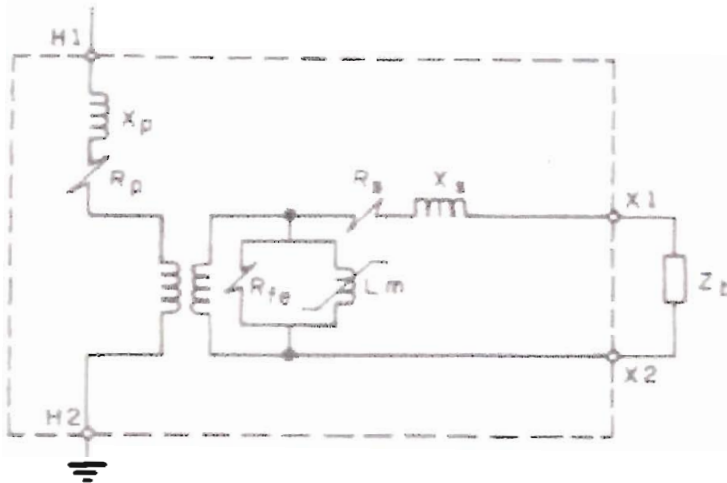
para transformadores trifásicos, los voltajes nominales se refieren a voltajes compuestos, es decir entre conductores de fase. En el caso de

transformadores monofásicos destinados a ser conectados entre el neutro y una fase de una red trifásica, los voltajes nominales primario y secundario son las voltajes fase – neutro que se expresa bajo la forma  $U/\sqrt{3}$ . En cuanto a los voltajes del secundario están normalizados a valores nominales como por ejemplo 115 y 110. [ R3]

### 1.6.3. CIRCUITO EQUIVALENTE

Los transformadores de potencial se comportan en forma similar a un transformador convencional de dos bobinas. Por lo tanto el circuito equivalente referido al secundario es el siguiente

Gráfico 1.10 Circuito equivalente Transformador de potencial



### 1.6.4. ERROR DE RELACION

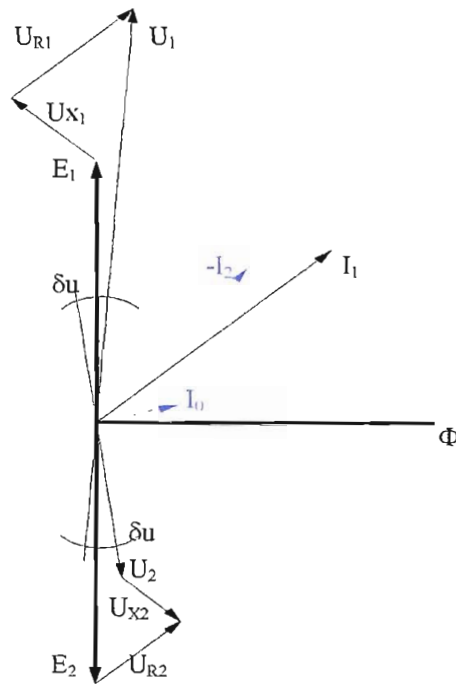
Al igual que en los transformadores de corriente al realizar mediciones se toma el valor  $n_p$  como constante, lo cual origina un error de relación que representa la desviación del voltaje secundario respecto al valor teórico. [ R1]

### 1.6.5. DIAGRAMA VECTORIAL

El diagrama vectorial está referido al lado primario con relación de transformación  $n_p = 1$



Gráfico 1.11 Diagrama vectorial simplificado y reducido al primario



En donde el voltaje  $U_1$  ha de cubrir:

$U_R$  caída de voltaje en óhmica y en fase con la corriente primaria  $I_1$

$U_X$  caída de voltaje inductiva defasada  $90^\circ$  respecto a la corriente primaria  $I_1$

La fuerza electromotriz  $E_1$ ; mediante el flujo magnético induce en el devanado secundario una fuerza electromotriz  $E_2$ , igual y opuesta a la anterior.

El voltaje secundario en bornes  $U_2$  se obtiene a partir de  $E_2$ :

$U_{R2}$  la caída de voltaje óhmica en fase con la corriente secundaria  $I_2$

$U_{X2}$  la caída de voltaje inductiva defasada  $90^\circ$  respecto a la corriente  $I_2$

La corriente primaria  $I_1$  defasada un ángulo  $\varphi$  del voltaje primaria  $U_1$  debe ser la suma vectorial del opuesto de la corriente secundaria  $-I_2$  y de la corriente de excitación o de vacío  $I_0$ , necesaria para producir el flujo magnético común.

### 1.6.6. ERROR ANGULAR

De forma similar a lo que sucedía en los transformadores de corriente los voltajes primarios y secundarios no son exactamente opuestas sino que vienen defasadas por un ángulo  $180 \pm \delta u$ ; el ángulo  $\delta u$  se denomina ángulo de

pérdidas o error angular y depende esencialmente de las caídas de voltaje en los devanados primario y secundario, como estas caídas de voltaje dependen de la carga, el ángulo  $\delta u$  será variable y además, variará también la relación de transformación de voltaje. [ R1]

El error angular es generalmente muy pequeño y se expresa en minutos.

Gráfico 1.12 Factor de corrección en relación y ángulo TP



La gráfica muestra varios factores de corrección a recurrir por los errores producidos en magnitud y errores de ángulo para determinar la lectura más aproximada a la real. Este dibujo corresponde a transformadores de potencial producidos por la General Electric Co. [ R3]

### 1.6.7. NORMA AMERICANA ASA

Estas normas han clasificadas características de precisión de los transformadores para el servicio con aparatos de medición. Considerando que la magnitud de los errores depende de la característica de la carga secundaria que se conecta al transformador de potencial. [ R3]

En el transformador de potencial interesa que los errores en la relación de transformación y los errores de ángulo entre voltaje primario y secundario se

mantengan dentro de ciertos límites. La clase y límites de precisión definidas por norma ASA, pueden verse en la siguiente tabla

Tabla 4 Carga normalizada para transformadores de potencial

Designación de la carga	Volt amperes secundarios	FP de la carga
W	12.5	0.1
X	25	0.7
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

Tabla 5 Límites del factor de corrección del transformador de potencial

CLASE DE PRECISIÓN	LÍMITES DEL FACTOR DE CORRECCIÓN DEL TRANSFORMADOR		LÍMITES DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA MEDIDA (EN RETARDO)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
1.2	0.988	1.012	0.6	1
0.6	0.994	1.006	0.6	1
0.3	0.997	1.003	0.6	1

Finalmente con esta normalización los transformadores de potencial se designan por la clase de precisión y la letra correspondiente a la carga normalizada para la cual se garantiza la precisión. Por ejemplo un transformador designado 0,6W, el error máximo de la relación de transformación no sobrepasa un 0,6% de la razón nominal, con un factor de potencia 0,1 y burden 12.5 VA al variar el voltaje entre 10% más y 10% menos del nominal.

#### 1.6.8. NORMA EUROPEA IEC

Las siguientes tablas muestran los valores de precisión, tanto para equipos de para medición y protección según la norma IEC.

Tabla 6 IEC Protección

PRECISION PARA PROTECCION		
CLASE	RELACION DE VOLTAJE %	ANGULO FASE MIN
3P	(+/-) 3.0	(+/-) 120
6P	(+/-) 6.0	(+/-) 240

Tabla 7. IEC Medición

PRECISION PARA MEDICION		
CLASE	RELACION DE VOLTAJE %	ANGULO FASE MIN
0.1	(+/-) 0.1	(+/-) 5
0.2	(+/-) 0.2	(+/-) 10
0.5	(+/-) 0.5	(+/-) 20
1.0	(+/-) 1.0	(+/-) 40
3.0	(+/-) 3.0	**

Finalmente debido a la mayor facilidad de trabajo y cómoda nomenclatura, actualmente le Empresa Eléctrica Quito S.A. trabaja con normas IEC.

### 1.6.9. DIAGRAMA DE CONEXIONES

Para conectar transformadores de potencial en forma trifásica se usan dos tipos de conexiones usualmente, estas son:

Conexión estrella-estrella: Se utiliza cuando se requiere neutro en el secundario. Conexión en delta Abierto: Esta conexión se utiliza cuando no se requiere neutro secundario, es más económica ya que se requiere solo dos transformadores de potencial. [ R1]

Gráfico 1.13 Conexión Estrella - Estrella

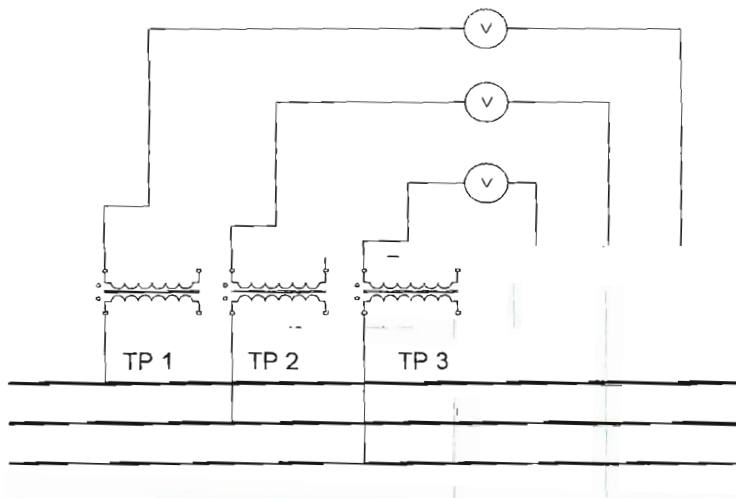
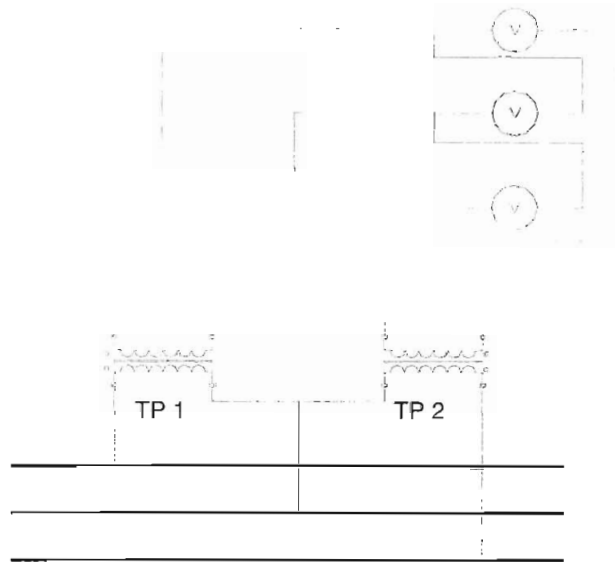


Gráfico 1.14 Conexión Delta abierto con 2 TP



## 1.7. MEDIDORES ANALOGICOS

Un dispositivo de medida analógico es aquel cuya salida varía de forma continua y mantiene una relación fija con la entrada, por lo cual realiza la medida mediante una aguja móvil o lámina que se desplaza por una escala graduada ya sea linealmente, exponencialmente o de forma logarítmica. [ R1]

La utilización de instrumentos análogos en la actualidad está muy extendida, a pesar de que los instrumentos digitales crecen de manera exponencial en número, versatilidad y en aplicaciones; esto en particular por el alto coste de varios instrumentos de carácter digital.

Los instrumentos analógicos están formados por un circuito transductor que convierte la magnitud a medir en una corriente eléctrica y un indicador que todos los caos es un galvanómetro.

El galvanómetro está basado en la desviación de una aguja por efecto de un campo magnético creado por el paso de corriente por un bobinado del mismo. Para la indicación de cualquier otra magnitud que no sea una corriente, debe convertirse dicha magnitud en una corriente proporcional admisible para el

galvanómetro. Así por ejemplo en el caso de un voltímetro hay que colocar una resistencia en serie de valor elevado y en el caso de un amperímetro, con corriente elevada hay que colocar una resistencia shunt para derivar parte de la corriente. [ R1]

Así a los instrumentos análogos se pueden clasificar en:

- a. Instrumentos en los que se utiliza el movimiento de una bobina móvil como elemento sensor. (Bobina móvil y hierro móvil).
- b. Instrumentos que utilizan un tubo de rayos catódicos (T.R.C.) como medio de visualización.(Osciloscopio).

### **1.7.1. MEDIDOR DE BOBINA MOVIL**

Esta formado por un imán permanente y anillo magnético entre los que gira una bobina con dos muelles espirales antagónicos que sitúan la aguja en el cero de escala. [ R1]

El principio de funcionamiento parte de una bobina situada en un campo magnético constante (imán permanente). Cuando una corriente pasa a través de la bobina, esta girará un ángulo alrededor de un eje proporcional a la corriente.

Los medidores de bobina móvil permitieron desarrollar un gran número de aparatos de medida que fueron la base de la instrumentación actual. Su funcionamiento es sobre la base del Mecanismo de D'Arsonval.

Estos equipos miden corriente continua y dan una indicación proporcional al valor de la misma, con una escala bastante lineal. Debido a esto, estos instrumentos pueden utilizarse para medir corrientes alternas, pero éstas deben ser previamente rectificadas.

No obstante la medida será el valor medio y por tanto, para indicar valor eficaz de magnitudes alternas debe aplicarse un cierto factor de escala y la medida será precisa si éste se mantiene constante; generalmente, solo para voltaje o corriente puramente senoidales, donde la relación entre valor eficaz y valor medio de la rectificadora se mantiene constante, y en el caso de corrientes con alto contenido de armónicos, por ejemplo, la indicación de valor eficaz medida sería errónea.

### **1.7.2. MEDIDOR DE HIERRO MOVIL**

Sistema de hierro móvil formado por dos hierros; uno fijo y otro móvil solidario por medio de un eje a la aguja de indicación. El arco de giro del hierro móvil depende de la corriente que pasa por la bobina

Con este instrumento, el campo de bobina atrae un disco de hierro dulce que es pivote. El par resultante de esta atracción es proporcional al cuadrado de la corriente a través de la bobina. [ R1]

El argumento anterior hace que este tipo de medidor sea apto sólo para medir corriente alterna y mide su Valor eficaz (RMS), sin embargo tiene el inconveniente de su falta de linealidad, con un inicio de escala comprimido.

### **1.7.3. EL OSCILOSCOPIO**

Es un instrumento electrónico muy utilizado para la medición y análisis de señales. En la actualidad están siendo reemplazados por los osciloscopios digitales, los analizadores de líneas y las tarjetas de adquisición de datos. Su principio de funcionamiento consiste en una haz electrónica que se traza sobre una pantalla con recubrimiento fosforado llamada tubo de rayos catódicos.

La pantalla del tubo de rayos catódicos es de forma rectangular o circular; y son las sustancias florecientes de los tubos de rayos catódicos los que proporciona una haz de luz.

La pantalla tiene la forma de un gráfico bidimensional que muestra cómo la señal varía con el tiempo o con alguna otra señal. El osciloscopio puede ser asimilado como un voltímetro, pero existen componentes adicionales que lo hacen ver como algo más que un voltímetro con pantalla. [ R1]

## **1.8. MEDIDORES DIGITALES**

Los medidores digitales expresan, con ayuda de indicadores de cifras o impresiones de valores, los resultados directamente en forma de números. Aparte de que los resultados así representados se pueden leer cómodamente y sin error adicional, resultan muy sencillos el almacenamiento, la transmisión a distancia y la elaboración de los valores cuantificados. [ R2]

En las mediciones digitales únicamente se puede representar, de forma discontinua, valores discretos de la magnitud de medida, con una graduación más o menos fina. El valor de medida viene dado por la suma de pequeños valores parciales, y se muestran con ayuda de indicadores de cifras o impresiones. Como la mayor parte de las magnitudes de medida pueden variar de forma continua, hay que cuantificarlas primeramente, es decir dividir las en escalones a los que se ha asignado una señal de medida discreta. [ R2]

La exactitud de los métodos de medición digital depende exclusivamente del grado de fineza de los escalones de cuantificación y se pueden aumentar arbitrariamente pero aumentando igualmente los costes.

La ventaja principal de los métodos de medición digital radica en la posibilidad de almacenar las señales de medida cuantificadas y elaborarlas sin que produzcan errores adicionales.

Para conocimiento del funcionamiento de los medidores eléctricos primeramente se dan ciertos fundamentos teóricos.



### 1.8.1. POTENCIA ELÉCTRICA

La potencia eléctrica (P) es la relación entre la cantidad de energía (W) y la unidad de tiempo (t). Matemáticamente se la expresa como:

$$P(t) = \frac{dw}{dt}$$

Por definición

$$e(t) = \frac{dw}{dq}$$

$$i(t) = \frac{dq}{dt}$$

de ahí que la potencia eléctrica sea:

$$P(t) = e(t).i(t)$$

Donde P(t)= potencia instantánea en vatios.

e(t) = diferencia de potencial o voltaje en voltios

i(t)= intensidad de corrientes en amperios.

Para el caso de corrientes senoidal en estado permanente (corriente alterna), se expresa así:

$$e(t) = E_{\max} \text{sen} \omega t;$$

$$i(t) = I_{\max} \text{sen}(\omega t - \varphi);$$

La potencia instantánea vendrá expresada por:

$$P(t) = E_{\max} I_{\max} \text{sen} \omega t \text{sen}(\omega t - \varphi);$$

Desarrollando se tiene:

$$P(t) = \frac{1}{2} E_{\max} I_{\max} \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) - \frac{1}{2} E_{\max} I_{\max} \text{sen} \varphi \text{sen} 2\omega t;$$

Los valores eficaces están dados por:

$$\begin{aligned} \text{Voltaje eficaz} &= V_{ef} = \frac{E_{\max}}{\sqrt{2}} \\ \text{Corriente eficaz} &= I_{ef} = \frac{I_{\max}}{\sqrt{2}} \end{aligned}$$

$$P(t) = V_{ef} I_{ef} \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) - V_{ef} I_{ef} \sin \varphi \sin 2\omega t;$$

Sean  $P$  y  $Q$  las siguientes expresiones:

$$P = V_{ef} I_{ef} \cos \varphi$$

$$Q = V_{ef} I_{ef} \sin \varphi$$

donde:  $\varphi$  es el ángulo de fase entre voltaje y corriente nueva será:

$$P(t) = P(1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t;$$

expresión que corresponde a la potencia instantánea. [ R2]

### 1.8.2. VALOR MEDIO DE LA POTENCIA ELECTRICIA

Aplicando el concepto de valor medio a la expresión de la potencia instantánea se tiene:

$$\begin{aligned} P_m &= \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt \\ P_m &= \frac{1}{T} \int_0^T P(1 - \cos 2\omega t) dt - \frac{1}{T} \int_0^T Q \sin 2\omega t dt \\ P_m &= P = V_{ef} I_{ef} \cos \varphi \end{aligned}$$

La expresión dada, representa la potencia activa, medida en vatios (w).

Evaluando la integral

$$\frac{1}{T} \int_0^T Q \sin 2\omega t . dt = 0;$$

por tanto este termino no aporta al valor de la potencia activa promedio

$$Q = V_{ef} i_{ef} \sin \varphi;$$

La última expresión: es el valor del segundo termino de la potencia instantánea y se le conoce como potencia reactiva medida en volta-amperios reactivos (VAR). [ R2]

### **1.8.3. PROCESAMIENTO DE LOS DATOS PARA ANÁLISIS DE LA DEMANDA**

El procedimiento básico de la medida, se hace vía inducción de un pulso generado por la interfaz óptica del medidor digital, estos pulsos tienen un valor fijo en wh/pulso y mediante un circuito de entrada ingresan al interior de medidor.

En el medidor, el microcontrolador realiza los cálculos en base a la cantidad de pulsos y la constante de medida, integrando el periodo y la lectura constantemente, luego se muestran en el LCD la energía total acumulada y fecha actual, a la vez que por otro lado se determina el valor medio actual de la demanda y el display continua actualizándose mientras transcurre el periodo de integración.

Al final del periodo de integración (15 minutos), el microprocesador compara el valor medio presente de la demanda con el máximo valor almacenado de la demanda, y el que resulte mayor entre los dos, será el nuevo valor de la demanda máxima. Similar procedimiento se hace para el calculo de la

demanda mínima. Si ocurre una demanda máxima o mínima el medidor guarda la fecha y hora de ocurrencia. [ R2]

Al concluir el periodo de tarifación ( 1 mes ), el mayor valor de la demanda, determina el valor de la demanda máxima, de igual forma el menor valor de la demanda determinará el valor mínimo de la demanda. Estos datos serán grabados en los registros mensuales destinados para este propósito. Al finalizar el mes se calculan los valores de energía consumida mensual y energía acumulada, y se los guarda en memoria. [ R2]

El microprocesador al final de cada periodo de tarifación determina la energía consumida, estableciendo la diferencia entre el estado de energía registrada al comienzo y al final del periodo de tarifación, este valor es almacenado en su respectivo registro y corresponde a la energía consumida por el usuario durante un mes.

Con la ayuda del indicador LCD, el consumidor o el operador de la empresa eléctrica, puede acceder individualmente a los contenidos de los registros de la memoria y observar los valores de las medidas almacenadas en el medidor. Para el caso del operador de la empresa eléctrica quedará registrado en el medidor la fecha y hora en que realizó la lectura del medidor.

Puesto que las mediciones realizadas serán temporizadas necesitamos contar con un reloj -calendario de tiempo real, para determinar claramente con exactitud las ocurrencias de los eventos.

Dentro del conjunto de cálculos que debe realizar el medidor híbrido, toman importancia aquellos que tienen que ver con el cálculo de la demanda, ya que estos datos servirán para determinar el comportamiento del uso de la energía en forma individual para cada usuario. Normalmente se calcula dos tipos de demanda:

A cada intervalo o período de integración de demanda (15 minutos para nuestro medidor), los pulsos recibidos son convertidos en wh y el resultado multiplicado por la constante de tiempo  $1/t = 1/15$  minutos. [ R2]

Así por ejemplo:

Si el microcontrolador receipta 50 pulsos en los 15 minutos, asumiendo que el medidor tiene una constante de medida  $C=10$  wh / rev, el consumo energético será  $E_{p1} = 500$  wh, obviamente  $1 \text{ rev} = 1$  pulso.

La demanda se calcula multiplicando el valor de  $E_p$  por la constante  $1/15$  min., así la Demanda =  $E_p * 1/t$ , es decir  $D = 500 \text{ wh} * 1/15 \text{ min} = 2000 \text{ w}$ . En consecuencia si la demanda de este período de integración al compararla con la demanda máxima, resulta que es mayor, 2 Kw será la nueva demanda máxima.

Al finalizar el periodo de tarifación ( 1 mes ), esa demanda es leída y almacenada en un registro correspondiente a ese mes. Seguidamente la demanda máxima es inicializada.

Para la demanda mínima el procedimiento es parecido al anterior, permite calcular la demanda mínima; es decir, que si la demanda calculada en uno de los períodos de integración (15 minutos), resulta ser menor que la demanda mínima, este valor renueva el registro correspondiente.

De igual forma, al finalizar el mes, el valor de la demanda mínima es leída y almacenada en un registro destinado para el efecto correspondiente a ese mes. Seguidamente la demanda mínima es inicializada

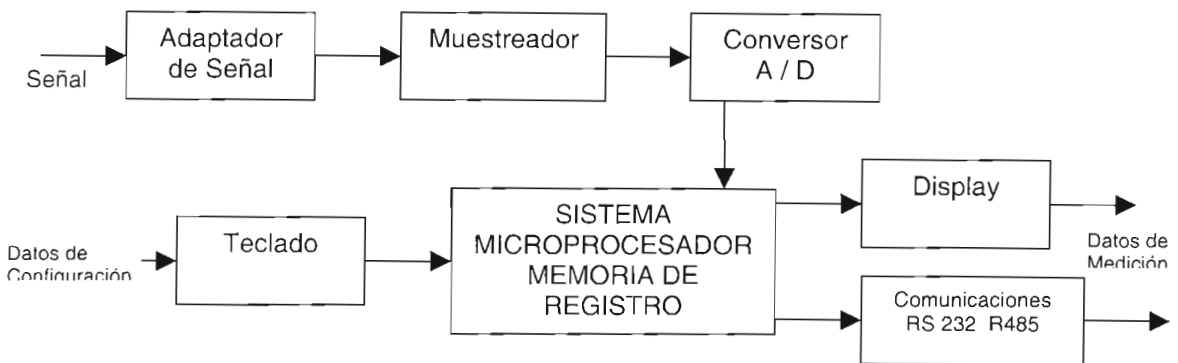
Es importante recalcar que el cálculo de la demanda se hace en base a un intervalo de tiempo, establecido en base al reloj en tiempo real que contiene el medidor.

Al finalizar el año con los datos que han sido recopilados , los valores de demanda máxima y mínima pueden ser útiles para efectos de planificación de la empresa eléctrica y eventualmente de control de distintos tipos de usuarios.

#### 1.8.4. DIAGRAMA DE BLOQUES BASICO

Los instrumentos digitales están basados en un sistema microprocesador dotado de un sistema conversor analógico /digital (A/D) para la adquisición de datos. El diagrama de bloques genérico para estos instrumentos es el que se muestra en la figura

Gráfico1.15 Diagrama de bloques genérico de un instrumento de medida digital



Algunos bloques que se han representado en dicha figura pueden estar ausentes. Así podemos distinguir básicamente tres categorías de instrumento:

**Instrumentos Básicos.** Miden el valor de una única variable eléctrica y la muestran en el display. No tienen la capacidad de registro ni de comunicación.

**Instrumentos con registro.** Miden más de una variable, obtienen otras por cálculo y registran determinados valores, ya sea periódicamente o gobernados por un “trigger”. Generalmente todo ello es programable mediante un teclado. No disponen de comunicaciones.

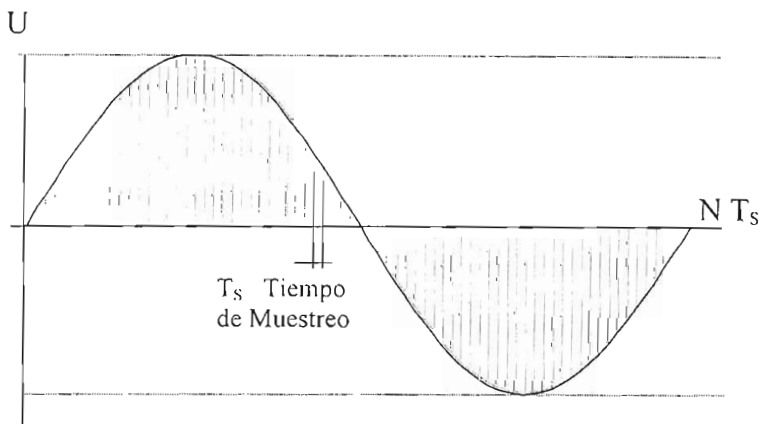
Instrumentos con registro y comunicaciones. Disponen de medida cálculos y registro de variables y además disponen de algún sistema de comunicación, generalmente con un ordenador personal. Esto permite el procesamiento de datos y su incorporación en sistemas de control. [ R2]

### 1.8.5. MUESTREO

La forma común de los medidores electrónicos de capturar y procesar los datos consiste en tomar muestras de las ondas de voltaje y/o corriente y obtener los valores instantáneos en cada uno de los puntos de muestreo. [ R2]

La figura 1.8 muestra esquemáticamente como se toman las muestras puntuales de una onda senoidal.

Gráfico 1.16 Muestreo de una onda



En cada punto se obtiene un valor numérico. Posteriormente se procesan los valores numéricos de uno a varios ciclos, obteniéndose los valores eficaces, las potencias e información sobre perturbaciones de todo tipo de métrica.

Los valores importantes, que definen la resolución y la precisión de un instrumento digital son la frecuencia de muestreo  $f_s$  y el número de bits,  $B$ , de cada adquisición puntual. En lugar de la frecuencia de muestreo se usa a veces

su inverso, el período de muestreo  $T_s$  o, en el caso de medidas en la red, el número de muestras por ciclo, que designaremos por  $N$

El término métrica (kM) se refiere a cualquier unidad eléctrica que se mide. Las métricas típicas son watt-hora, VA-hora VA, kVA, kVAR, voltios, y amperios, entre otros. Otros valores, como el factor de potencia, se basan en estas mediciones.

Root mean square, o métricas de RMS, El término “mean” significa promedio o valor medio de una serie de números a través del tiempo. Si los números individuales de la serie son multiplicados por si mismos, o elevados al cuadrado, esto crea una serie de valores cuadrados. Al tomar la raíz cuadrada del valor cuadrado del promedio de esta serie, se obtiene el valor RMS. Es así que un valor RMS es la raíz cuadrada del promedio de la suma de valores cuadrados.

El valor RMS del voltaje es representado por una  $V$  mayúscula y el RMS de la corriente es representado por una  $I$  mayúscula. La  $V$  multiplicada por la  $I$  es la métrica VA, una métrica RMS.

En un sistema estrella de cuatro hilos, el  $V_{Arms}$  se calcula al multiplicar los voltajes RMS de fase a neutro por las correspondientes corrientes RMS de fase a neutro después sumando los tres productos para llegar al VA total. [ R2]

#### **1.8.6. TIEMPO MINIMO PROMEDIADO**

Es importante mencionar que la mayor parte de instrumentos digitales no pueden presentar en display ni registrar todos los valores que miden. Entonces, todos ellos presentan promedios de medida durante ciertos intervalos. Es por ello que el parámetro tiempo mínimo de promediado (TMP) tiene una gran importancia para poder comparar los resultados de determinadas medidas o incluso para poder interpretar dichos resultados, sobre todo si la magnitud medida varía durante el intervalo de medida. [ R2]



Por ejemplo si se tienen dos medidores digitales, entonces: comparar los valores eficaces de voltaje si esta señal tiene variaciones con periodo de variación inferior al segundo.

Medidor 1 M1 con TMP de 1 segundo

Medidor 2 M2 con TMP de 5 segundos.

El valor medio será:

$$U_{MEDIO} = \frac{1}{5} \left[ \left( \sqrt{\frac{1}{f_s} \sum_{i=1}^{f_s} u_i^2} \right)_{seg1} + \dots + \left( \sqrt{\frac{1}{f_s} \sum_{i=1}^{f_s} u_i^2} \right)_{seg5} \right]$$

$$U_{MEDIO} = \left( \sqrt{\frac{1}{5f_s} \sum_{i=1}^{5f_s} u_i^2} \right)$$

Donde **fs** es el número de muestras por segundo, que suponemos igual en ambos instrumentos.

Por tanto; sólo en el caso que el voltaje medio sea constante resultarán iguales los valores mostrados por ambos instrumentos. Aún más, las frecuencias de muestreo de ambos instrumentos no son iguales puede haber desviaciones en las indicaciones de ambos.

Así, el hecho de tener que promediar para poder condensar la cantidad de datos hace que perdamos detalle de la medida y que sólo sean comparables los valores obtenidos si la magnitud medida se mantiene constante dentro del intervalo de medida, esto para magnitudes y corrientes en sistemas de distribución resulta extremadamente imposible.

### 1.8.7. IMPLEMENTACION DIGITAL

Para una implementación digital, las formas de onda de corriente y voltaje deben transformarse en formato digital. Una vez digitalizados, los valores

deben usarse para calcular las métricas, estas se graban y estarán disponibles para el uso final. Las métricas son presentadas en la pantalla de cristal líquido PCL o leídas de la memoria por medio de un puerto de comunicación [ R2]

## 1.9. CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICION

Este apartado tiene como objeto enumerar las características que definen el correcto funcionamiento de los equipos(convertidores) de medición antes mencionados como son los medidores y transformadores de corriente o potencial. [ R1]

### 1.9.1. RANGO DE MEDIDA

Entenderemos por rango de medida, todo el conjunto de valores de las magnitudes a medir, entre un máximo y un mínimo, dentro de los cuales el instrumento mantiene su precisión. El rango se ha de especificar junto con las condiciones ambientales extremas (temperatura, humedad, otros) en las que es válida la precisión.

### 1.9.2. RESOLUCIÓN

Es la mínima diferencia entre dos valores que el instrumento es capaz de apreciar e indicar con unas determinadas condiciones ambientales, dentro de todo el campo de medida. En el caso de los instrumentos digitales la resolución va ligada al número de bits del convertidor A/D y al número de dígitos del display. La ecuación permite calcular la resolución de un instrumento de n bit que deba medir un rango

$$resolución = \frac{U_{max} - U_{min}}{2^n}$$

Así la resolución máxima de un instrumento con un rango de 500 Voltios y un convertidor A/D de 10 bits sería:

Para 10 bits  $2^{10} = 1024$  puntos o valores que el convertidor puede obtener.

Resolución =  $500 \text{ V} / 1024 \text{ puntos} = 488 \text{ mV} / \text{ punto}$

### 1.9.3. RESOLUCIÓN DEL DISPLAY

En instrumentos digitales el display puede inducir a error en cuanto a la resolución del instrumento. Es habitual encontrar instrumentos con indicadores de 5 dígitos, es decir, que pueden marcar hasta el fondo de escala 99999, basados en un convertor de 10 bits (1024 puntos). Aunque el display puede dar la sensación de que la resolución es de  $1 / 1\,000.000$ , lo cierto es que quien marca la máxima resolución es el convertidor A/D con los 1024 puntos, es decir  $1 / 1024$  del fondo de escala.

### 1.9.4. PRECISIÓN

Es la propiedad que indica el máximo error de medida de un instrumento con respecto a un instrumento patrón debidamente calibrado y en unas determinadas condiciones ambientales.

### 1.9.5. CLASE DE PRECISIÓN

Las Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) establecen que todos los aparatos de medida deben llevar un signo de calidad en el que indiquen la cualidad de los equipos de medición; de acuerdo a estas normas la clase de precisión indica el error porcentual de la diferencia entre el valor indicado y el valor correcto de la magnitud medida en cualquier punto dentro del rango de medida, es decir error debido a la medida y no al fondo de escala.

Así por ejemplo un medidor clase 0.2 indica un error de indicación del  $\pm 0.2\%$  del valor correcto de la magnitud registrada

Aparatos de medida de precisión Clases 0.1; 0.2; 0.5.

Aparatos de medida industriales Clases 1; 1.5; 2.5; 5

### **1.9.6. CAPACIDAD DE SOBRECARGA**

Esta propiedad indica la capacidad del instrumento o convertidor para poder soportar, en la entrada de medida, valores superiores a los nominales sin que sufra efectos irreversibles. Fuera del rango de medida la indicación puede ser incorrecta.

### **1.9.7. VOLTAJE NOMINAL DE AISLAMIENTO**

Es el valor del voltaje según la cual se determinan los voltajes de prueba dieléctricas del equipo.

### **1.9.8. COEFICIENTE DE TEMPERATURA**

Entenderemos por coeficiente de temperatura, al error añadido que se produce en el instrumento o convertidor al trabajar fuera de la temperatura de referencia a la que fue calibrado. Normalmente este coeficiente se expresa en ppm / °C (partes por millón por grado centígrado).

### **1.9.9. POTENCIA DE SALIDA**

Indica el valor nominal de la potencia en voltamperios (VA - burden), con la cual puede cargarse la salida de un equipo ,manteniendo este equipo los límites de error admisibles.

## **CAPITULO 2**

### **MEDIDORES ELECTRÓNICOS INSTALADOS**

#### **2.1. ANTECEDENTES**

La Empresa Eléctrica Quito S.A. mantiene en operación un medidor electrónico por alimentador primario y uno por alimentación en barra de media voltaje, con el fin de registrar los diferentes parámetros propios de la red eléctrica y así determinar con mayor precisión las magnitudes que determinan el funcionamiento operativo del sistema de distribución.

Los medidores electrónicos instalados son de dos marcas y procedencias diferentes a saber:

Medidor Landis & Gyr RXS4 fabricado por la compañía SIEMENS –U.S.A.

Medidor Spectrum S-FX fabricado por la compañía NANSSEN - Brasil

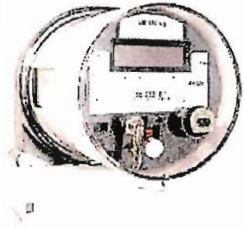
La información contenida por estos medidores es recuperada mensualmente por la Unidad de Pérdidas Técnicas y sus datos son de gran importancia pues actualmente de éstos se desprende el análisis que determina la energía suministrada en redes de distribución del sistema de la E.E.Q.S.A., así como los diferentes estudios que involucran el cálculo de pérdidas técnicas y modelos de flujos de carga en media tensión.

El siguiente contenido pretende enfocar las características propias más importantes e influyentes de los medidores Landis & Gyr RXS4 Y Spectrum S-FX y enfrentando en lo posible ambos medidores y de ninguna manera se pretende condensar el análisis profundo que contiene su respectivo manual, pero si enumerar las diferentes bondades de cada tipo de medidor.

Es así que continuación se describe estos medidores instalados en las diferentes subestaciones de distribución así como sus principales funciones y características.

## 2.2. MEDIDORES SIEMEN LANDIS & GYR RXS4

Gráfico 2.1 Medidor Landis RXS4



El RXS4 utiliza una técnica de muestreo digital para medir el voltaje y la corriente en la carga del cliente; calcula la potencia aparente, reactiva, y activa. La potencia aparente se calcula como el producto de la raíz cuadrada del valor promedio cuadrado de la corriente ( $I_{rms}$ ) y el voltaje ( $V_{rms}$ ). Los cálculos incluyen las armónicas fundamentales, hasta e inclusive la 23<sup>ra</sup> armónica.

Los pares de corriente y voltaje son leídos por los convertidores digitales a una velocidad de muestreo de 3.33 Mhz. [ R4]

### 2.2.1 CLASE DE PRECISION

El RXS4 es un medidor modular de estado sólido con una clase de precisión 0.5 según las normas ANSI e IEC.( Según requerimientos del usuario)

El diseño modular del medidor RXS4 posee la flexibilidad de añadir mayor funcionalidad en el futuro, dejando espacio tanto para tarjetas de comunicación como para tarjetas de procesamiento de funciones avanzadas y tarjetas de relés de entrada /salida. [ R4]

### 2.2.2 RANGO DE CONEXION

El RXS4 posee la capacidad de conexión directa o indirecta, multi-rango comprendido entre 0V, 60V, 104V, 120V, 208V, 240V, 416, 480V

### 2.2.3 COMUNICACIONES

El medidor tiene como opciones de comunicación mediante seriales RS232 ó RS485 y Módem interno. Las tarjetas de comunicación, tales como el módem interno o la tarjeta RS232, podrán ser instaladas en la fábrica junto con el medidor o fácilmente añadidas a un medidor en el sitio de instalación. (Tarjeta no adquirida)

Además un puerto de comunicaciones ópticas de tipo II de ANSI montado en el medidor provee comunicaciones bidireccionales entre el registro y un lector o programador externo (mediante software).

Todas las posiciones de memoria en el registro se pueden leer por medio del puerto óptico. Las comunicaciones por el puerto óptico se llevan a cabo a 9600 baudios (bits por segundo). y de manera asíncrona. La transferencia de información es compatible con un puerto serial de PC. [ R4]

### 2.2.4 ENTRADAS Y SALIDAS

Una tarjeta opcional de entrada / salida provee hasta cuatro relés de estado sólido con el propósito de accionar equipos de control que dependerán de los niveles de demanda o corriente así como la programación efectuada en el medidor.

Dos entradas externas para grabar pulsos de una fuente remota. Se puede usar una de las entradas externas para cambiar las tarifas en tiempo real o para lectura automática. Se puede añadir la tarjeta fácilmente sin que necesite herramientas especiales o soldadura. [ R4]

Las diferentes salidas son utilizados en particular para

- Control de carga
- Alarma de bajo factor de potencia

(estas tarjetas no fueron adquiridas por la E.E.Q.S.A.)

### 2.2.5 MEMORIA

El Medidor RXS4 puede contener memoria de masa con capacidad de 32 kbytes ó 128 kbytes de memoria, para almacenar datos hasta en 15 canales de información del perfil de carga (magnitudes eléctricas). [ R4]

El medidor tiene la capacidad de grabar cualquier combinación de las siguientes magnitudes eléctricas:

- Voltios -rms-hora por fase
- Corriente -rms-hora por fase
- Corriente -rms-hora calculado en corriente neutral
- + kW hora (enviado)
- - kW hora (recibido)
- KVA rms hora adelanto
- KVA rms hora atraso
- KVAR rms hora adelanto
- KVAR rms hora atraso
- Altibajos (picos /valles) de voltaje

En este punto es muy importante recordar que **demanda** es la potencia promedio en un intervalo de tiempo específico conocido como intervalo de demanda[ R1]. Por tanto el termino “hora” hace referencia a la longitud del intervalo de demanda con el cual el medidor este programado.

El número de canales es programable y el tiempo en días de memoria según el tamaño de la memoria disponible así como el intervalo de demanda se describen en la tabla 8.

Después de llegar al final de la memoria de masa, los datos son reescritos formando un ciclo. Este evento es bautizado como memoria de masa cíclica. La figura 2.2 muestra un esbozo de la propiedad cíclica de la memoria. La

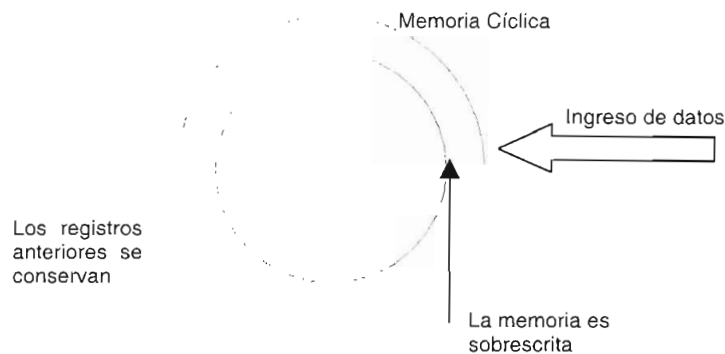


memoria disponible es del tipo cíclica y se distribuye igualmente entre cada canal. Los medidores adquiridos tienen memoria de 128 kbytes en capacidad.

Tabla 8 Memoria interna en días

INTERVALO DE DEMANDA MINUTOS	MEMORIA (K BYTES)	
	Días disponibles para 4 canales	
	32 K	128 K
1	2.8	10.8
5	14.1	54
10	28.2	107.6
15	42.2	160.9
30	83.5	318.6
60	163.8	624.6

Gráfico 2.2 Diagrama de la Propiedad Cíclica de la Memoria.



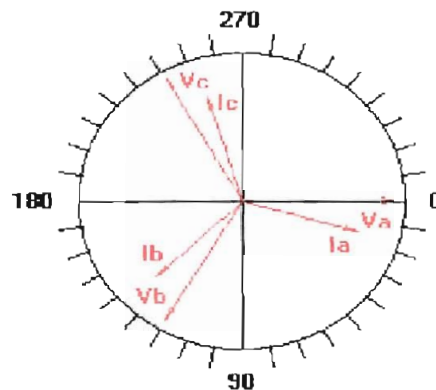
### 2.2.6 SOFTWARE

Posee un paquete computacional para análisis de recuperación y programación de los diferentes registros contenidos dentro de la memoria del medidor se lo realiza mediante el interface denominado "DG1100" (programación - lecturas) y "DG1150" (para análisis de lecturas) para los medidores Landis & Gyr , software basado en ambiente MS-DOS. [ R4]

Se puede definir interface como la forma que el usuario interactúa con la computadora. El Sistema Operacional Windows por ejemplo, que se utiliza para ejecutar este documento también puede ser comprendido como una interfase. La interfase del “DG1100” y “DG1150” comprenden varios componentes, visuales o no, que promueven el intercambio de datos-informaciones entre el software- computadora y el usuario.

Una importante información como el diagrama fasorial de las magnitudes registradas en el medidor se obtiene a través del software DG1100 y se muestra en la siguiente gráfica.

Gráfico 2.3 Diagrama fasorial On – line DG110



### 2.2.7 CARACTERISTICAS ESPECIALES

- Reloj de cristal de 32 kHz con una precisión de  $\pm 0.02\%$  por mes.
- Reconocimiento automático denominado “Service Scan”, con la cual el medidor automáticamente detectará el tipo de servicio (3 hilos – 4 hilos) y el nivel de voltaje.
- El medidor además vigila la polaridad de fase, fases inactivas, desplazamiento de ángulo de fase, desequilibrio de fase, y polaridad de flujo

de energía de la instalación, proveyendo información en tiempo real tal como los ángulos de fase, fases de voltaje, fases de corriente “ GyrBox”. (visualización mediante display)

- Con el GyrBox la información de voltaje y de corriente por fase que el medidor calcula automáticamente y muestra en la pantalla indica 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.
- El GyrBox es compatible con estos tipos de servicio: red, 3 hilos delta, 4 hilos estrella, y 4 hilos delta.
- Permite el registro de la energía activa hasta con 5 tarifas horarias(multi -tarifa), esta característica aún no es aplicable en el país pues no se factura por tarifa horaria y existe solo tarifas de acuerdo al tipo de consumidor.
- El tiempo de uso de la batería se mide para registrar el tiempo acumulativo de su uso. El Tiempo de Uso puede regresarse a cero cuando se instala una batería nueva y cuando el registrador se inicia en frío. El tiempo de la batería puede ser mostrado en pantalla si así se desea además el tiempo de uso mínimo de la batería para el medidor RXS4 con una batería proveída de fábrica se estima de 2 años
- PCL Pantalla de Cristal Líquido, que contienen los indicadores de potencial para cada una de las fases, voltaje del servicio nominal, indicadores de cuadrantes de potencia, estado de conexión en estrella o delta. De igual forma para visualización de los diferentes canales programados.

La tabla 9, describe la carga cuando dicho cuadrante está seleccionado.

Tabla 9 Lecturas por cuadrantes

Cuadrante I	Watts positivos (emitidos)	VAR (emitidos) / (Fp atrasado)
Cuadrante II	Watts negativos (recibidos)	VAR (emitidos) / (Fp adelantado)
Cuadrante III	Watts negativos (recibidos)	VAR (recibidos) / (Fp atrasado)
Cuadrante IV	Watts positivos (emitidos)	VAR (recibidos) / (Fp adelantado)

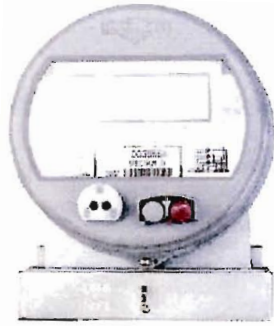
## 2.2.8 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Tabla 10 Características técnicas RXS4

Voltaje Nominal	120 -480	V
Variación de Voltaje	80 - 115	%
Frecuencia	60 +/- 5 %	Hz
Humedad	95	%
	sin condensación	
Consumo del medidor		
Corriente Fase A&B	0.22	A
Voltaje Fase A&B	0.25	V
Corriente Fase C	10	A
Voltaje Fase C	0.25	V
Voltaje de Impulso 1.2/50 ms IEEE std 587	6	kV
Capacidad de Corriente		
Nominal	2.5	A
Maxima	20	A
Corriente de Arranque	0.04	A
NORMAS	ANSI C12.1 ANSI C12.10 ANSI C12.20 IEC 687	1995 1987 1998 1992

## 2.3. MEDIDORES NANSEN SPECTRUM S FX

Gráfico 2.4 Medidor Nansen S FX



### 2.3.1 CLASE DE PRECISION

El S - FX es un medidor modular de estado sólido con una clase de precisión 0.5 según las normas IEC.

Con diseño modular el medidor posee la flexibilidad de añadir mayor funcionalidad en el futuro, dejando espacio tanto para tarjetas de comunicación como para tarjetas de procesamiento de funciones avanzadas y tarjetas de relés de entrada/salida. [ R5]

### 2.3.2 RANGO DE CONEXIÓN

El S FX posee la capacidad de conexión directa o indirecta, multirango comprendido entre 0 V, 520 V

### 2.3.3 COMUNICACIONES

El medidor tiene como opciones de comunicación mediante serial RS485 y a través de módem externo. La tarjeta de comunicación RS485, podrá ser instalada en la fábrica junto con el medidor o fácilmente añadida a un medidor en el sitio de instalación. Con esta placa podemos monitorear los valores de todas las magnitudes eléctricas que el Spectrum S - FX es capaz de medir de forma instantánea. [ R5]

Tal como los medidores Landis, los Nansen poseen un puerto de comunicaciones ópticas de tipo II de ANSI montado en el medidor que provee comunicaciones bidireccionales entre el registro y un lector o programador externo .

La transferencia de información es compatible con un puerto serial de PC con una configuración establecida de la siguiente manera.

Tasa de transmisión 9600

Paridad ninguna

Bit de datos 8

Bits de parada 1

#### **2.3.4 ENTRADAS Y SALIDAS**

Dos tarjeta opcionales de entrada / salida proveen hasta seis salidas con informaciones en las salidas predefinidas(no adquirida):

- Ciclos de energía activa
- Alarma de demanda máxima
- Energía activa reversa
- Ciclos de energía reactiva inductiva
- Ciclos de energía reactiva capacitiva
- Señal de fin de intervalo

#### **2.3.5 MEMORIA**

El Spectrum S FX puede contener memoria de masa con capacidad de 500 kbytes de memoria, para almacenar datos hasta en 12 canales de información del perfil de carga (magnitudes eléctricas).

El medidor tiene la capacidad de grabar cualquier combinación de las siguientes magnitudes eléctricas rms :

- Voltios -hora por fase
- Corriente -hora por fase
- Factor potencia -hora por fase
- Factor de potencia -hora trifásico
- Factor de potencia -hora reverso
- + kW -hora (enviado)
- - kW -hora (recibido)
- kVA -hora adelanto
- kVA -hora atraso
- kVAR inductivo -hora adelanto
- kVAR inductivo -hora atraso
- kVAR capacitivo -hora adelanto
- kVAR capacitivo -hora atraso
- THD voltaje -hora

El número de canales es programable y el tiempo en días de memoria según el tamaño de la memoria disponible así como el intervalo de demanda se describen en la tabla 11.

Tabla 11 Memoria en días

INTERVALO	5 SEG	1 MIN	5 MIN	15 MIN
	DURACION			
CANALES	DIAS	DIAS	DIAS	DIAS
3	4	51	256	768
6	2	25	128	384
9	1.5	17	85	255
12	0.5	12	64	192

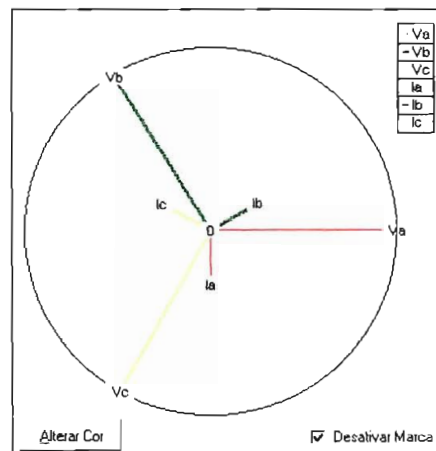
La memoria disponible es del tipo cíclica y se distribuye igualmente entre cada canal.

### 2.3.6 SOFTWARE

El paquete computacional para análisis de recuperación y programación de los diferentes registros contenidos dentro de la memoria del medidor es posible mediante el interface denominado “Draco” para los medidores Nansen Spectrum S FX , software basado en ambiente Windows

Una importante información como el diagrama fasorial de las magnitudes registradas en el medidor es obtenida a través del software Nansen (igual que en los medidores Landis) y se muestra es la siguiente gráfica.

Gráfico 2.5 Medidor Nansen S FX



### 2.3.7 CARACTERISTICAS ESPECIALES

- El Spectrum SF X puede ser conectado en diferente tipo de instalaciones (3hilos – 4hilos) detectando automáticamente de que forma fue instalado y se auto ajusta para ejecutar la medición.
- Medición de energía con componentes Harmónicas, el Spectrum S FX tiene la capacidad de registrar la energía debido a la ocurrencia de otros componentes además de la fundamental y es posible definir si será o no considerada la presencia de esas componentes harmónicas en el calculo de la energía consumida.



Tabla 12 Características técnicas medidor Nansen

Voltaje Nominal	120 - 240	V
Variación de Voltaje		%
Frecuencia	60 +/- 5 %	Hz
Temperatura	-10 a +55°C -20 a +60°C	Normal Máximo
Consumo del medidor Corriente Fase Voltaje Fase	0.020 4-5	VA VA
Voltaje de Impulso 1.2/50 ms IEEE std 587	2.5	kV
Capacidad de Corriente Nominal Máxima	2.5 20	A A
Corriente de Arranque	2.5	mA
NORMAS	ANSI C12.1 ANSI C12.10 ANSI C12.20 IEC 687	1995 1987 1998 1992

- El medidor además despliega información sobre las fases inactivas, desequilibrio de voltajes y corrientes, desplazamiento de ángulo de fase, y polaridad de flujo de energía de la instalación,
- La lectura en tiempo real (lectura on line) provee información tal como los ángulos de fase de voltaje y corriente, fases de voltaje, fases de corriente vistas de manera visual mediante el diagrama fasorial de la instalación.

- Permite el registro de la energía activa hasta con 4 tarifas horarias(multi tarifa).
- El tiempo de uso de la batería uso mínimo de la batería para el medidor SF X con una batería proveída de fábrica se estima de 2 años
- PCL Pantalla de Cristal Líquido, que contienen los indicadores de potencial para cada una de las fases, indicadores de flujo de potencia, estado de conexión en estrella o delta. De igual forma para visualización de los diferentes canales programados.

## 2.4. DIAGRAMA DE CONEXIONES

Siendo equipos electrónicos de medición estos presentan similitudes en cuanto a la sus diagramas de conexión, ya que ambos son medidores trifásicos que poseen tres bobinas de corriente y tres bobinas de voltaje.

A continuación se muestra las formas de conexión encontradas en el levantamiento de los medidores; estas contiene la simbología mostrada en el gráfico 2.8

Gráfico 2.6 Conexión cuatro hilos en estrella

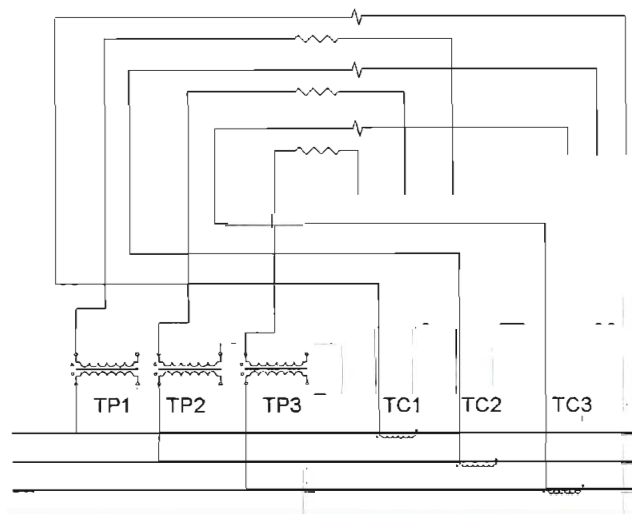


Gráfico 2.7 Conexión tres hilos en delta abierto

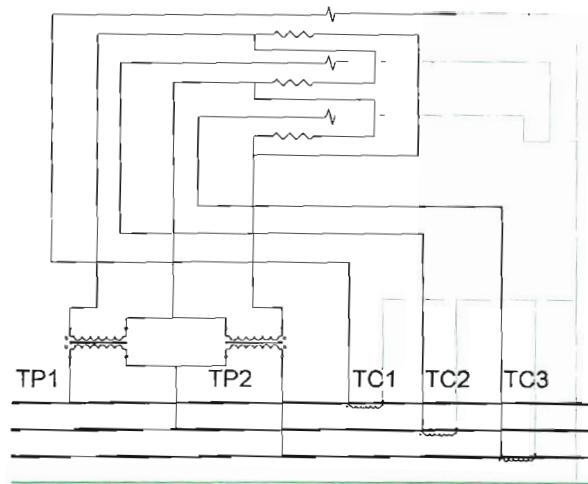
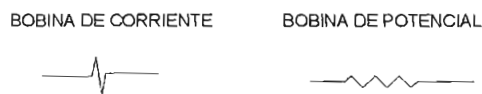


Gráfico 2.8 Simbología



## 2.5. NORMAS INTERNACIONALES

Las normas para medir magnitudes eléctricas usadas alrededor del mundo varían, pero la mayoría puede rastrear sus orígenes ya sea al Instituto de las Normas Nacional Americano (ANSI) o la Comisión de Electrotécnica Internacional (IEC). Es común la utilización de las normas de la referencia de ambas organizaciones. Algunas entidades instalan medidores de cada tipo en el mismo sistema, y los adelantos en el diseño de medidores electrónicos puede permitir obedecer los requisitos de ambas normas. [ R6]

Como las series de las normas IEC para mediciones eléctricas, las series de ANSI C12 cubren tanto equipos para las mediciones eléctricas y protocolos de comunicación para los medidores. Hay tres normas activas para equipos de medida y tres normas activas para las comunicaciones con los medidores.

Tabla 13. Normas ANSI

DESIGNACION	TITULO
ANSI C12.1-2001	Code For Electricity Metering
ANSI C12.10-1997	Electromechanical Watthour Meters
ANSI C12.18-1995	Protocol Specification for ANSI Type 2 Optical PORT
ANSI C12.19a-2001	Utility Industry End Device Tables
ANSI C12.20-1998	Electricity Meters 0.2 and 0.5 Accuracy Class
ANSI C12.21-1999	Protocol Specification for Telephone Modem Communications

Hay normas ANSI de comunicación adicionales en proceso, y ANSI publica las revisiones periódicamente a todas las normas. Una explicación corta de cada norma activa de ANSI se da en las próximas secciones. [ R6]

### 2.5.1 ANSI C12.1

ANSI C12.1 es la actuación global de equipo desarrollado para los medidores de magnitudes eléctricas. Incluye el desarrollo y características técnicas, de influencia para los medidores electromecánicos; así como las especificaciones comunes a todos los medidores de ANSI, como las condiciones de la referencia, los planes de aceptación y procedimientos de pruebas, pruebas de aislamiento, pruebas de sobrecargas, pruebas medioambientales y pruebas mecánicas. En un sentido general, esta norma es similar a una combinación de IEC 62052-11, y un requisito general de IEC 62053-11 para los medidores electromecánicos. [ R6]

### 2.5.2 ANSI C12.10

ANSI C12.10 sirve principalmente para especificar el contorno y las dimensiones terminales de los medidores. Los medidores IEC son diferentes, son redondos y típicamente tiene las borneras al posterior eso se diseña para montarlo en un zócalo. Las normas de ANSI permiten varios conexiones en terminales diferentes como el de una sola fase, el de dos elementos, el tres elementos y un transformador nominal autosuficiente. Esta norma especifica las conexiones eléctricas que se hacen a cada uno de las bornes del medidor. [R6]

### 2.5.3 ANSI C12.20

ANSI C12.20 especifica la exactitud de la medición realizada y los límites de influencia para medidores de precisión 0.2% y 0.5%. Esta norma es similar a IEC 62053-22 en Medidores Estáticos de la clase 0.2S y 0.5S. En particular especifica los requisitos para el desempeño de la carga, la acción de factor de potencia, la acción de variación de voltaje, la acción de variación de frecuencia, la igualdad de circuitos (para los medidores multifases), efecto de calentamiento interno en el proceso de las mediciones, efecto de temperatura ambiente, y el efecto de sobrecargas. [ R6]

### 2.5.4 ANSI C12.18

ANSI C12.18 es una norma que especifica cómo transportar los datos. En esta norma el lenguaje PSEM (Protocol Specifications for Electric Metering) Las Especificaciones de Protocolo para el Medidor Eléctrico se ha diseñado para proporcionar un interfaz entre el dispositivo de medida y cualquier otro dispositivo sobre un medio de comunicaciones de punto a punto. Esto es usando sobre el medidor un puerto óptico. Especifica los detalles de niveles bajos como la velocidad de tráfico binario, el esquema de descubrimiento de error, y tiempo fuera. También especifica la consulta log-on /log-off de registro:

lea o escriba, y comandos de estructuras, así como las dimensiones y las intensidades ópticas para el puerto óptico del medidor. [ R6]

#### **2.5.5 ANSI C12.19**

ANSI C12.19 es idéntico al IEEE 1377-1997. Define la tabla estructural de servicios para la aplicación datos para ser pasados entre un medidor y una computadora. No define el lenguaje del dispositivo o protocolo. Define las estructuras de los datos por transportar y de los dispositivos receptores. Define un juego de tablas que les permiten a múltiples vendedores hacer los productos para leer, escribir, y configurar un aparato de medida.

Una descripción breve de las tablas debe incluir las especificaciones para la configuración de consumo ( kWh y otros), el mando del display del medidor, seguridad, tiempo de uso según horario, las definiciones de perfil de carga, que eventos registra, y las tablas definidas por el usuario. La norma también especifica el formulario y formato de tablas del fabricante, tablas para permitir innovación y la diferenciación en el diseño del medidor, mientras permite el transporte de los datos e interpretarlos de las maneras estandarizadas. Los fabricantes pueden definir las nuevas reglas sin romper los sistemas existentes.

[ R6]

#### **2.5.6 ANSI C12.21**

ANSI C12.21 es una extensión de C12.18 que permite el uso de un canal de comunicaciones remoto punto a punto, particularmente por la telefonía. Incluye adiciones para una autenticación, el control del canal conectado, desconectado, y temporizado. ANSI C12.22 todavía está en la revisión; especificará las adiciones para extender la comunicación a una arquitectura tipo red. [ R6]

### 2.5.7 COMPARACIÓN CON LAS NORMAS IEC

Mirando un medidor de ANSI típico y un medidor típico del IEC, la diferencia más obvia es que el medidor de ANSI es redondo y se diseña para encajar en un zócalo, considerando que el medidor del IEC es rectangular y diseñado con un bloque terminal para aceptar los alambres desnudos. [ R6]

Hay muchas similitudes entre las normas. Porque ambos medidores IEC y ANSI realizan la misma función primaria, las normas especifican muchas de las mismas pruebas. Los dos especifican la acción de pruebas como corriente de arranque, variaciones, y precisión sobre un rango de corrientes de carga, voltajes y factores de potencia. Ambas normas también especifican la inmunidad a las influencias externas como los sobre voltajes, sobre corrientes, campos magnéticos, descarga de la electro-estática, e interferencia de la radiofrecuencia. Sin embargo, debido a las diferencias en las especificaciones de niveles de las pruebas y condiciones de la pruebas, los medidores IEC y de ANSI no se prueban bajo condiciones idénticas ya que ambas normas están aplicables en las frecuencias de 50 Hz o 60 Hz. [ R6]

Un aspecto significativo que se omite en las normas del IEC es las dimensiones del bloque terminal. Las normas de ANSI especifican el tamaño y forma de las conexiones externas al medidor.

Hay dos hechos para que un lector se familiarizarse con la puesto a punto de las normas y le ayuda entender y comparar el ANSI e IEC en normas de medición. El primero es el método de definir la corriente nominal. Las normas de ANSI definen un número de valores de corriente máxima (por ejemplo 200A o 10A) y todos los otros requisitos son basados en la acción de la carga y en esa clasificación son basados. En las ANSI el punto medio-escala de calibración se llama los amperios de la prueba (TA). Recíprocamente, las normas del IEC usan el punto medio-escala de calibración para basar los otros requisitos de producto. El término la corriente básica ( $I_b$ ) se usa para conectar directamente medidores IEC y el término corriente nominal ( $I_n$ ) se usa con el transformador con que operó los medidores. En los medidores IEC la corriente

máxima es separadamente especificada de la corriente básica o la corriente nominal. [ R6]

El segundo el hecho importante es el uso de la término clase. En las normas de ANSI, la clase es la máxima corriente nominal del medidor. Por ejemplo una clase de medidor ANSI 20 este medidor debería tener una corriente máxima nominal de 20 amperios. En las normas del IEC, el término clase es la especificación de precisión. Por ejemplo, una clase del medidor IEC 0.5 debería tener una precisión básica nominal del 0.5 por ciento. [ R6]

Hay muchos protocolos de comunicación usados en los medidores electrónicos. Históricamente, cada fabricante desarrolló y apoyó su propio protocolo. Recientemente, sin embargo, se han desarrollado las normas públicamente disponibles que permite un solo dispositivo para leer los medidores de los vendedores múltiples. Por ejemplo, las normas ANSI de comunicaciones básicas son ahora soportadas por múltiples fabricantes. [R6]

Hay alguna compatibilidad entre las normas de comunicaciones ANSI e IEC el reciente lanzamiento de la norma protocolar IEC permite el uso de las tablas de ANSI C12.19. Por razones seguridad y protección medidores ANSI e IEC usan un camino de comunicaciones óptico, a través de la tapa. El espacio físico y los señales ópticas son los mismos entre ANSI e IEC para las normas de medición. Sin embargo el transmisor óptico y receptor se invierten en posiciones y el mecanismo del cierre magnético es diferente entre las dos normas. A pesar de estas diferencias, es posible hacer una punta óptica y adaptador que pueden usarse con cualquier tipo de medidor. [ R6]

El resumen las normas ANSI C12 para mediciones eléctricas se usan en muchos países alrededor del mundo. Mientras los mercados más grandes para los medidores ANSI están en Canadá, México y los Estados Unidos, ellas también están usándose por muchas entidades en partes de Asia, Centroamérica y América del Sur, entre otros países. [ R6]



Para ambos medidores tanto IEC como de ANSI, las normas mantienen un juego de documentos conveniente para el uso por los fabricantes, entidades y reguladores. Mientras cada norma refleja los requisitos de su historia, estas también se ponen al día periódicamente para reflejar el avance de la nueva tecnología. [ R6]

## **CAPITULO 3**

### **ESTADO OPERATIVO DE MEDIDORES**

Dado la naturaleza del proyecto inicialmente se realiza una introducción hacia el sistema en donde se encuentran ubicados los medidores electrónicos motivo de estudio.

#### **3.1. LA EMPRESA ELECTRICA QUITO**

La Empresa Eléctrica Quito S.A. es una empresa de carácter privado, fundada en 1955 y a partir del 24 de abril de 1998 sus accionistas son los siguientes: Fondo de Solidaridad; Municipio de Quito; Cámara de Industria & Comercio de Quito; y, Consejo Provincial de Pichincha. [ R7]

##### **3.1.1. MISIÓN**

La Empresa Eléctrica “ Quito S.A. es una empresa ecuatoriana, de servicio que tiene como misión: generar, distribuir y comercializar energía eléctrica en los sectores urbano, urbano marginal y rural de la Ciudad de Quito, gran parte de la provincia de Pichincha y sectores de las provincias de Napo, e Imbabura, mediante el esfuerzo conjunto de sus accionistas funcionarios y trabajadores, en las mejores condiciones humanas, técnicas, económicas y de preservación del medio ambiente, a fin de entregar un servicio de calidad, confiabilidad y seguridad a un precio justo y rentable, impulsando así el desarrollo de la comunidad. [ R7]

##### **3.1.2 VISION**

La Empresa Eléctrica Quito S.A. crecerá y conservará el liderazgo en el sector eléctrico del Ecuador. Será la empresa más eficaz y eficiente en producción, productividad y atención al cliente. Mantendrá un recurso humano altamente calificado, ético, creativo y competitivo, que proyecte a la comunidad una imagen de excelencia, con una estructura moderna y flexible que le permita adaptarse a las exigencias del mercado. Incorporará tecnología de punta y dispondrá de un sistema moderno de información. [ R7]

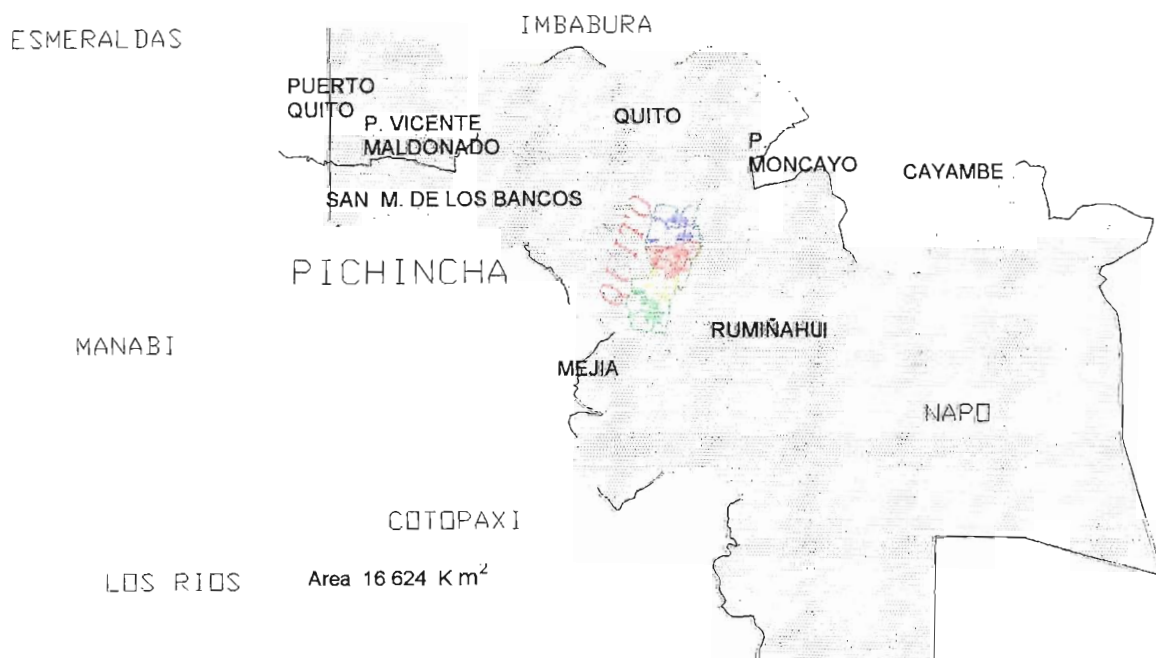
### 3.1.3. OBJETIVO

Contribuir, como empresa que forma parte del sector estratégico de la economía, al desarrollo socio - económico e integral del país en su área de concesión y al bienestar de todos quienes en ella residen, mediante el suministro oportuno de energía, al menor costo social y en la cantidad y calidad requeridas; de conformidad con la Ley de régimen del Sector Eléctrico y demás leyes de la República, como de sus estatutos. [ R7]

### 3.1.4. AREA DE CONCESION

En Ecuador la distribución de energía se lo realiza mediante veinte Empresas Distribuidoras que poseen su respectiva área de concesión en donde la Distribuidora realiza sus actividades de distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Gráfico 3.1 Area de conseción de la E.E.Q.S.A.



La Empresa Eléctrica Quito S.A. es una Empresa Distribuidora que mantiene un área de concesión de 16 624. 9 Km<sup>2</sup> que comprende gran parte de las

provincias de Pichincha y Napo cuya área consta actualmente con aproximadamente 588 332 abonados que se clasifican según la tabla.

Tabla 14 Clasificación de abonados

TIPO DE ABONADO	NUMERO DE CLIENTES	
RESIDENCIAL	505 377	85.90%
COMERCIAL	64 717	11.00%
INDUSTRIAL	8 237	1.40%
OTROS	5 883	1.00%
TOTAL	588 332	100.00%

### 3.1.5. LA UNIDAD DE PERDIDAS TECNICAS

La Unidad de Pérdidas Técnicas es una unidad dependiente de la Dirección de Distribución, que tiene como misión: proponer estrategias y coordinar la ejecución de actividades tendientes a la reducción de pérdidas técnicas de energía eléctrica en el área de concesión de la E.E.Q.S.A., a niveles óptimos, garantizando la seguridad de sus trabajadores y una rentabilidad económica para la Empresa. [ R8]

Es una unidad de apoyo que sin tener contacto con el público establece procedimientos optimizados y controles para ser aplicados por las áreas ejecutoras en el control de las pérdidas técnicas. Utiliza registradores electrónicos con tecnología de punta y las aplicaciones del software para ubicar las pérdidas, e implementa acciones para corregirlas. [ R8]

## 3.2. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

### 3.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR

Actualmente el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito S.A. posee dentro del área de concesión de la empresa distribuidora 31 subestaciones de distribución de las cuales se desprenden para el suministro de energía eléctrica

diferentes alimentadores primarios a Media Tensión<sup>1</sup> y sus correspondientes redes secundarias en baja voltaje. ANEXO 1 (Diagrama unifilar)

### 3.2.2. NIVELES DE VOLTAJE

Las subestaciones de distribución poseen su respectiva denominación y codificación que permite reconocer de entre una u otra subestación, a demás dentro del sistema de distribución actualmente no existe un único nivel de voltaje para los alimentadores primarios de Media Tensión; así el sistema presenta tres niveles de voltaje fase - fase que son: 22.8 KV, 13.2 KV y 6.3 KV

Las siguientes tablas describen por nivel de voltaje las subestaciones y nombres con sus correspondientes números de primarios

Tabla 15 Subestaciones con nivel de voltaje 6.3 KV

<b>SE</b>	<b>NOMBRE</b>	<b># PRIMARIOS</b>
01	OLIMPICO	5
02	LULUNCOTO	4
03	BARRIONUEVO	7
04	CHIMBACALLE	6
06	ESCUELA SUCRE	5
07	SAN ROQUE	5
08	LA MARIN	6
09	MIRAFLORES	4
10	DIEZ	4
11	BELISARIO QUEVEDO	4
12	LA FLORESTA	3
13	GRANDA CENTENO	6
15	EL BOSQUE	5
16	RIO COCA	9
17	ANDALUCIA	6
24	CAROLINA	7
28	IÑAQUITO	4
32	SAN PABLO	4
53	PEREZ GUERRERO	6

<sup>1</sup> Media Tensión: Es el nivel de voltaje comprendido entre 600 V y 40 KV (CONELEC)

Tabla 16 Subestaciones con nivel de voltaje 13.2 KV

SE	NOMBRE	# PRIMARIOS
49	LOS BANCOS	4

Tabla 17 Subestaciones con nivel de voltaje 22.8 KV

SE	NOMBRE	# PRIMARIOS
18	CRISTIANIA	7
19	COTOCOLLAO	6
21	EPICLACHIMA	6
27	SAN RAFAEL	5
34	MACHACHI	4
36	TUMBACO	6
37	SANTA ROSA	4
55	SANGOLQUI	4
57	POMASQUI	5
58	EL QUINCHE	4
59	EUGENIO ESPEJO	4

### 3.3. LEVANTAMIENTO DE LOS MEDIDORES INSTALADOS

Se efectuó el levantamiento en sitio y constatación física de los diferentes medidores instalados dentro de las subestaciones de distribución contenidas dentro del área de concesión de la E.E.Q.S.A. Además se recopiló información referente a las diferentes relaciones de transformación tanto en lo que a transformadores de corriente como de voltaje correspondientes.

En este punto se destaca que inicialmente se planteó la necesidad de realizar un levantamiento más detenido a fin de conocer características más significativas de los equipos de transformación (ya que actualmente ningún departamento posee dicha información escrita y detallada); sin embargo esta no pudo ser concretada debido al alto riesgo que involucra acceder hacia los equipos que en su totalidad se encuentran energizados en voltajes superiores a los 6 KV, esto con respecto a los transformadores de medida.

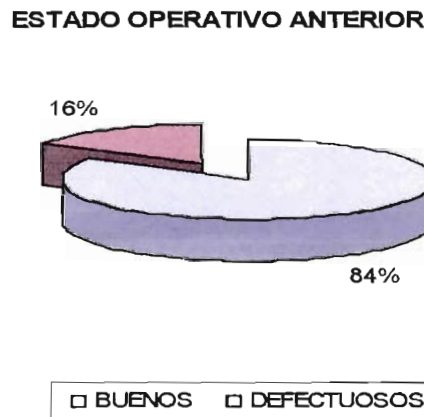
El ANEXO 2 muestra los Medidores en Subestaciones de Distribución.

### 3.4. ESTADO OPERATIVO DE LOS MEDIDORES

Una vez realizado el levantamiento se efectuó simultáneamente un mantenimiento correctivo inicial en la totalidad de los medidores es así que actualmente estos se encuentran operando normalmente en un 99.46%, del total de medidores instalados.

Sin embargo es importante mencionar los resultados obtenidos por efecto del mantenimiento preliminar de dichos medidores, así se tiene que si analizamos datos contenidos en la siguiente figura, resulta preocupante el encontrar anteriormente un 16 % de los medidores en mal funcionamiento; pues como se describe a continuación estos datos son fuente fundamental de varios estudios de ingeniería de distribución.

Gráfico 3.2 Porcentajes de funcionamiento



También son significativos los corolarios obtenidos frente a la incidencia de fallas en los medidores defectuosos, de donde enumeraremos cada uno de ellos a continuación:

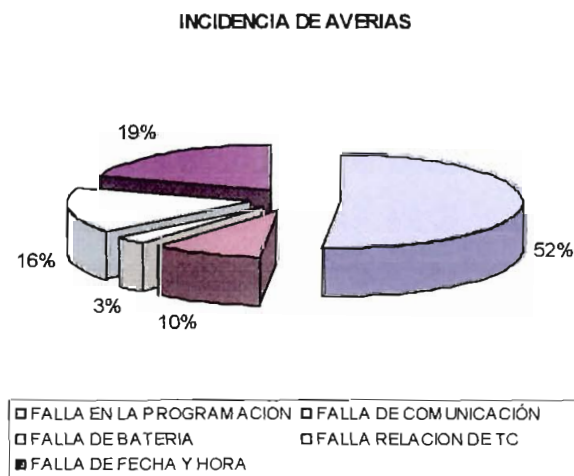
- Falla en la programación, este evento se presenta cuando el medidor se ve alterado en su parametrización; es decir alteración en su programación y seteo, afectando de esta manera programaciones como: el intervalo de demanda y las magnitudes (canales) a registrar, entre las principales.

- Falla del estado de la batería interna, este suceso no afecta las mediciones en si, ni la parametrización mientras el medidor se mantenga conectado a una alimentación de voltaje; sin embargo al ocurrir su desconexión todos los registros contenidos en su memoria serán suprimidos definitivamente.

- Falla en la fecha y hora, esto hace que no concuerden la fecha y hora actual con las contenidas en el medidor, lo que resulta en un desfase de los registros y que después de la falla en la parametrización es la segunda causa de errores en las mediciones.

- Falla en la comunicación, esta resulta la más severa falla que puede presentar un medidor, y se podría incluso prever su daño permanente, pues el medidor se encuentra asilado en si mismo. Pese a esto luego de proceder al denominado Reset del medidor hasta la fecha únicamente un medidor ha sido dado de baja.

Gráfico 3.3 Porcentajes de incidencia de fallas



- Falla en el ingreso de la relación de transformación, ya sea de los transformadores de corriente o potencial, este suceso es catalogado como un error humano pues es el operador quién da ingreso a estos parámetros durante la programación individual del medidor.



Tabla 18 Desglose de averías

DESCRIPCION DE AVERÍA	CANT.	%
FALLA EN LA PROGRAMACION	16	52%
FALLA DE FECHA Y HORA	6	19%
FALLA RELACION DE TC	5	16%
FALLA DE COMUNICACIÓN	3	10%
FALLA DE BATERIA	1	3%
MEDIDORES DEFECTUOSOS	31	100%

Por tanto es importante tener presente dichas fallas (muchas de ellas de carácter humano) y su incidencia al momento de realizar el mantenimiento según procedimiento descrito en el capítulo 5.

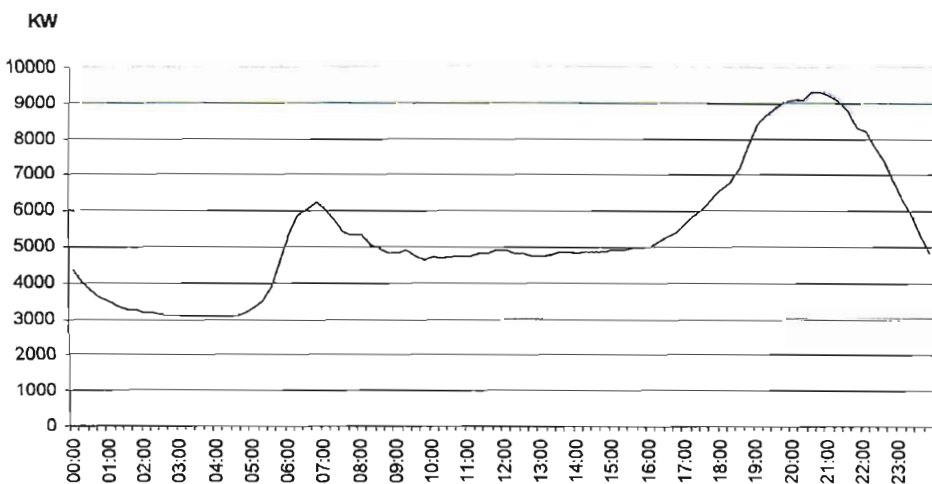
### 3.5. MEDICIONES EN SUBESTACIONES

El siguiente punto señala los resultados que se tienen de la operación vigente de los medidores y su importancia actual dentro del Sistema Operativo de Distribución.

#### 3.4.1. CURVAS TÍPICAS

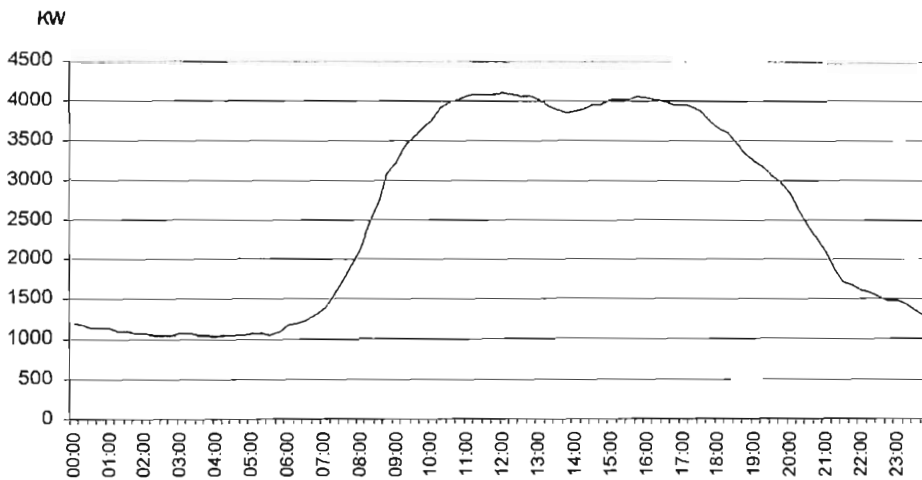
Una vez realizadas y procesadas las lecturas; su flexibilidad así como su importancia se puede observar visualmente, un ejemplo muy claro es el caso de las curvas de carga en donde se aprecia el comportamiento de la carga. Es por ello que a continuación se presentan varias curvas típicas de alimentadores primarios que muestran una clara representación de uno u otro tipo de usuario.

Gráfico 3.4 Carga Tipo Residencial Primario 21B



Un claro ejemplo de una carga típicamente residencial evidencia la figura anterior en donde las actividades y hábitos de consumo inician desde las 06:00 am hasta las 08:00 am y especialmente son notorias en demanda máxima cuyo pico tiene una formación a partir de las 18:00 pm – 21:00 pm; horas en que los usuarios residenciales inciden su consumo simultáneamente en equipos de iluminación y entretenimiento.

Gráfico 3.5 Carga Tipo Comercial Primario 28A



De similar forma se puede decir que la curva anterior corresponde a una carga netamente comercial, pues las actividades comerciales son un acontecimiento periódico que inician drásticamente desde las 9:00 am y finalizan de igual forma hacia las 20:00 pm, observando además un ligero receso para el almuerzo en horario de 13:00 a 14:00 pm

En ambas curvas presentadas anteriormente se tiene dos acontecimientos básicos como son las denominadas horas pico – demandas máximas- y las horas valle, estas últimas provenientes fundamentalmente por parte del consumo en alumbrado público.

Una forma ideal de consumo representa la curva para el sector industrial, como la mostrada continuación, en donde el uso constante las 24 horas del día por parte de industrias evidencia un consumo sin la presencia de pico y valles que pueden alterar su producción o incrementarla drásticamente.

Gráfico 3.6 Carga Tipo Industrial Primario 27C



Estas curvas permiten identificar el comportamiento que tienen los diferentes usuarios durante el transcurso del día y operativamente conocer los niveles de corriente que son maniobradas dentro de un determinado período.

Las diferentes curvas de carga obtenidas para cada subestación se presenta en el ANEXO 3.

Otros resultados de dichas mediciones se definen a continuación:

### 3.4.2. FACTOR DE CARGA

El factor de carga ( $F_C$ ) es la relación entre la demanda promedio ( $D_{Promedio}$ ) en un periodo determinado de tiempo y la demanda máxima ( $D_{Max}$ ) ocurrida en tal periodo. También se puede decir que es la demanda promedio expresada en por unidad referida a la carga máxima. [ R9]

$$F_C = \frac{D_{Promedio}}{D_{Pmax}}$$

El factor de carga nos indica el aprovechamiento de la potencia instalada para satisfacer la demanda; así un bajo factor de carga indica picos de demanda excesivamente grandes frente a una demanda promedio que podría ser atendido con equipos de capacidades menores.

Obtenidos las diferentes lecturas se presenta en el ANEXO 4 los correspondientes factores de carga para cada alimentador primario del sistema de distribución de igual manera se muestra las curvas de carga para el mes de enero de 2005.

### 3.4.3. ENERGIA SUMINISTRADA

Conocida los parámetros de la curva de carga en los diferentes primarios, el conocimiento de la energía suministrada ( $E_s$ ) por dicho primario está implícito mediante la ecuación. [ R9]

$$KWh = \sum D_{pi} \times \Delta t_i$$

donde:

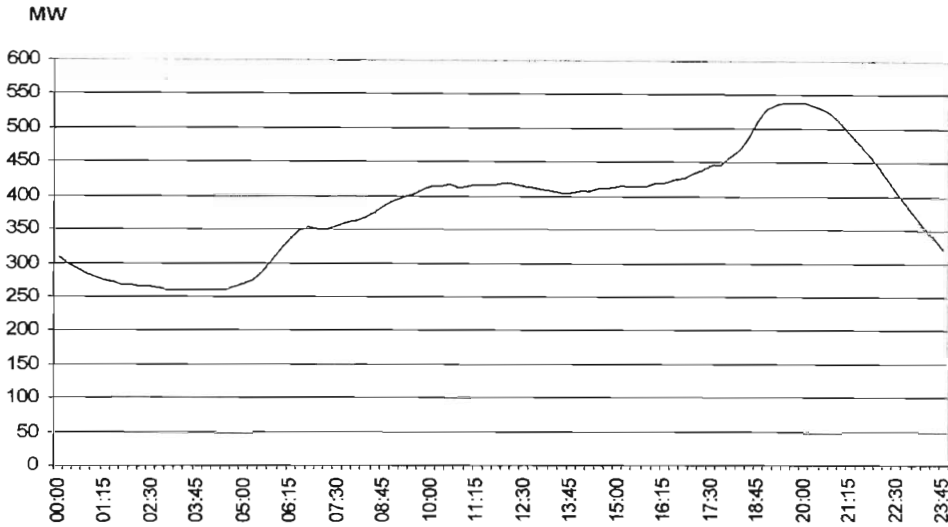
$D_{pi}$  es la potencia promedio en un intervalo de tiempo específico conocido como intervalo de demanda  $\Delta t_i$ .

Así el conocimiento de la energía suministrada por primario lleva al conocimiento de la energía suministrada por subestación y similar análisis por subestación conduce a la energía suministrada del sistema.

El siguiente gráfico muestra la curva de carga para el sistema completo de la Empresa Eléctrica Quito S.A. con fecha 08 de diciembre del 2004 determinado como el día de demanda máxima del sistema para dicho año.

Se debe informar que esta fecha es considerada por efecto de disponer simultáneamente de las mediciones tanto electrónicas como manuales en todas las subestaciones y alimentadores primarios; pues como se indicó anteriormente no se dispone medición electrónica en todos ellos.

Gráfico 3.7 Demanda Sistema E.E.Q.S.A.



En la figura anterior se advierte claramente una influencia en regímenes de consumo del tipo de los abonados residenciales y esto ratifica la influencia de 505 377 abonados residenciales que contemplan el 85.90 % de los usuarios totales del E.E.Q.S.A.

Los siguientes datos son representativos para la curva de carga del sistema E.E.Q.S.A. mostrada anteriormente:

$$D_{\text{MAX EEQSA}} = 539.3 \text{ MW}$$

$$F_C \text{ EEQSA} = 0.713$$

$$E_s \text{ EEQSA} = 9.2228 \text{ GWH}$$

También es posible llegar al mismo resultado y obtener la energía suministrada a partir de la curva de carga mediante el vínculo existente entre el factor de carga, la demanda máxima y el periodo de estudio así:

$$E_s = D_{PD_{\text{max}}} \times \Delta t \times F_C$$

El consumo de energía por subestación y primario se detalla en el ANEXO 4

### 3.4.4. FACTOR DE PERDIDAS

El factor de pérdidas (Fp) es la relación entre la demanda promedio de pérdidas ( $D_{RL-Promedio}$ ) en un periodo determinado de tiempo y la demanda máxima de pérdidas ( $D_{PRL-max}$ ) ocurrida en tal periodo. [ R9]

$$F_p = \frac{D_{RL-Promedio}}{D_{RL-max}}$$

Imaginemos que se tiene la curva de pérdidas; entonces el factor de pérdidas indica el grado de las pérdidas de carga dentro del sistema mientras la carga máxima es mantenida a través del período en que las pérdidas están siendo consideradas.

El factor de pérdidas por subestación y primario se detalla en el ANEXO 4

### 3.4.5. PERDIDAS RESISTIVAS

Es posible determinar las perdidas resistivas en los alimentadores primarios mediante el procedimiento determinado en el documento “A new method to calculate the power distribution losses in an environment of high unregistered loads” de la IEEE [ R10] y mediante las modelaciones del primario por medio del programa FEEDER ALL desarrollado por la A.B.B.(Licencias propias de la E.E.Q.S.A.) que determina las pérdidas en demanda máxima ( $D_{RL-max}$ ) mediante la simulación de flujos de potencia.

La demanda de pérdidas resistiva a demanda máxima ( $D_{RL-max}$ ) de la carga ( $D_{P_{MAX}}$ ) se determina de:

$$D_{RL-max} = I_{max}^2 \times R = \left[ \frac{D_{P_{max}}}{\sqrt{3V \cos \phi_{max}}} \right]^2 \times R$$

de forma similar la demanda de pérdida resistiva ( $D_{RL-i}$ ) a una demanda i cualquiera de la carga ( $D_{Pi}$ ) se calcula con la ecuación:

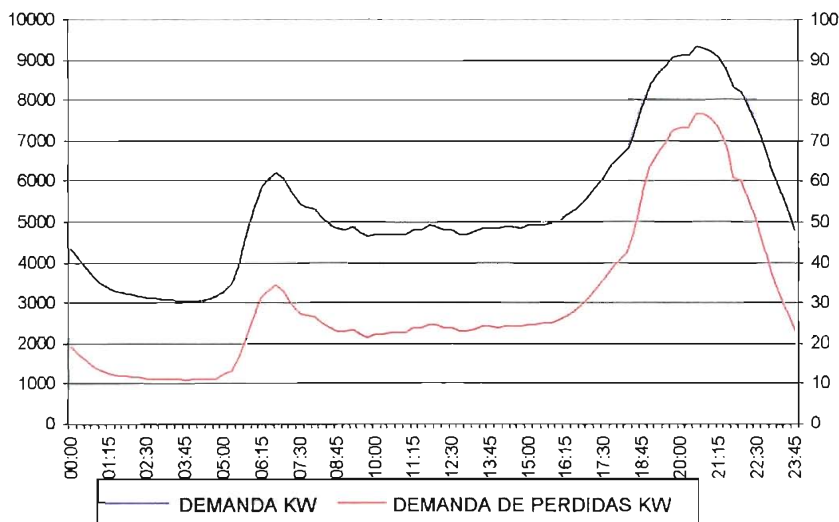
$$D_{RL-i} = I_i^2 \times R = \left[ \frac{D_{Pi}}{\sqrt{3V \cos \phi_i}} \right]^2 \times R$$

de donde la relación de las dos ecuaciones será:

$$D_{RL-i} = \left( \frac{D_{Pi} \cos \phi_{\max}}{D_{P \max} \cos \phi_i} \right)^2 D_{RL-\max}$$

Es decir: al aplicar la fórmula anterior a cada una de las demandas de la carga se obtendrá la curva de demandas de pérdidas resistivas; y al obtener dicha curva de pérdidas la sumatoria de las demandas de perdidas resistivas multiplicado por el intervalo de demanda representa la energía de las pérdidas resistivas en el período de registro.

Gráfico 3.8 Curva de Carga y Curva de Pérdidas Primario B S/E 21



La anterior grafica muestra la aplicación de la fórmula para la obtención de la curva de pérdidas una vez determinado las pérdidas máximas mediante el flujo de carga para el primario B de la subestación Epicachima (fecha 8 de diciembre del 2004 )

Este método diferencia del método tradicional, basado en un factor de pérdidas calculado a partir del factor de carga que no toma en consideración la forma de la curva de carga de cada subsistema.

El procedimiento seguido también demuestra que el factor de pérdidas puede determinarse mediante: [ R10]

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{D_{p_i} \cos \phi_{\max}}{D_{p_{\max}} \cos \phi_i} \right)^2}{n}$$

Los diferentes factores de pérdidas obtenidos a partir de la última ecuación expresados para cada primario se muestran en el ANEXO 4

Similar a lo sucedido con el factor de carga el factor de pérdidas permite determinar la energía de pérdidas por efecto de las pérdidas resistivas dentro del periodo de estudio  $\Delta t$ . [ R9]

$$E_{\text{Pérdidas}} = D_{RL-\max} \times \Delta t \times F_p$$

Tabla 19. Resumen parámetros figura 3.8

CURVA	DE CARGA	DE PERDIDAS
$D_{\text{MAX}}$ (KW)	9,331.2	76.52
$F_c$	0.5757	-----
$F_p$	-----	0.3984
PERIODO (H)	24	24
ENERGIA (KWH)	128,937.6	731.6

De donde el porcentaje de energía de pérdidas es determinado en 0.567%

Los datos que respaldan el cálculo de la curva de pérdidas constan en el ANEXO 5

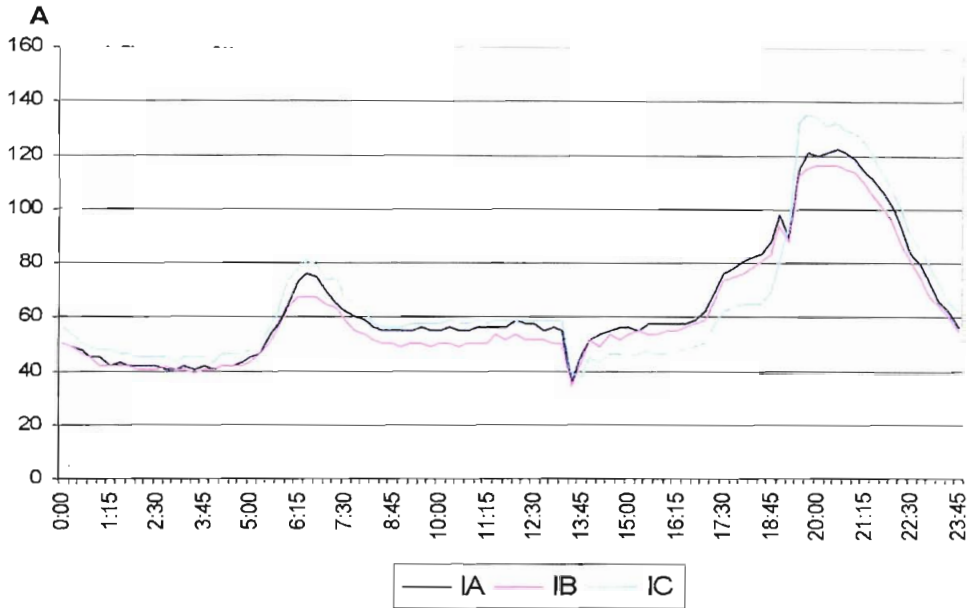
### 3.4.6. ANÁLISIS GRÁFICOS

Dadas las propiedades de los medidores (contemplados en el capítulo 2); es posible el análisis gráfico de los diferentes parámetros registrados dentro de la memoria del equipo de medición. Pudiendo ser representaciones visuales del comportamiento de los voltajes (fluctuaciones), corrientes (desbalances), y factor



de potencia (comportamiento reactivo) durante el día e incluso durante periodos de estudios mayores como es caso de un análisis mensual.

Gráfico 3.9 Enfrentamiento de corrientes Primario 59A



De este modo es posible conocer en cualquier alimentador primario, mediante el enfrentamiento simultáneo de las corrientes, el desbalance existente por cada fase; evaluar una posible sobrecarga que induzca excesos en las pérdidas resistivas e incluso la violación al límite de capacidad de la línea que provoque su colapso.

Un análisis del gráfico anterior muestra un claro desbalance de corrientes y en especial de la corriente correspondiente a la fase cuyo desbalance máximo llega al 15.1%. Posterior a de dicho análisis plantear soluciones inmediatas como la transferencia de carga entre fases de un mismo primario es prioritaria.

### 3.4.7. REPORTE INMEDIATOS

Dado la importancia de todas las mediciones efectuadas en cada uno de los alimentadores primarios y barras de alimentación existe actualmente una base de datos mediante lenguaje de programación Oracle; misma que es actualizada

mensualmente y en donde se ingresa los registros de los diferentes medidores generando los siguientes beneficios:

- Recuperación de los registros de medición en cualquier instante y lugar a través del sistema de comunicaciones local de la Empresa Eléctrica
- Emisión de reportes de manera inmediata de forma rápida y efectiva; esto debido a que simultáneamente se analiza en promedio unos 150 primarios por reporte en cuestión de minutos, labor que de ser realizada en forma manual llevaría un periodo de tiempo determinado en días.
- El acceso a las diferentes mediciones anteriores a la fecha en curso posibilita un análisis del tipo histórico que posibilita una planificación acertada en el sistema de distribución

En resumen las mediciones en los diferentes alimentadores primarios proporcionan el soporte técnico que beneficia directamente varios estudios de ingeniería que hasta muy poco se lo realizaban empíricamente o manualmente.

### **3.6. ESTUDIO ESTADÍSTICO**

La estadística es de mucha utilidad en cualquier actividad humana, tales como en la industria y el comercio, su función es apoyar al administrador de negocios, al economista, al ingeniero a decidir sobre el parámetro, de la población de donde proceda una muestra. [ R11]

La idea fundamental es medir una porción pequeña de alguna población para inferir que características tiene la población total; en este caso se pretende concluir algunos resultados sobre las mediciones obtenidas, en base al procedimiento estadístico en donde:

Muestra: es parte de una población de objetos, personas, empresas o cosas, que es representativa del total de elementos que conforman el universo.

**Población:** es la totalidad de las posibles observaciones o medidas que se estén considerando en alguna investigación, de cuyo conjunto se toma una muestra.

**Parámetro:** es una medida que describe alguna característica de la población.

**Estadístico:** es una medida que describe alguna característica de la muestra.

### 3.6.1. TIPOS DE MUESTREO

La siguiente tabla muestra los tipos de muestreo y sus características principales: [ R11]

Tabla 20. Tipos de Muestreo

Tipo	Característica
Aleatorio	Lista de elementos: lista de control escolar lista de electores, encuestas, etc.
Sistemático	Lista aleatoria de elementos: encuesta, entrevista
Estratos	Subgrupos homogéneos: clases sociales: proletarios: campesino Burgueses: industriales, banqueros, etc.
Conglomerados	Colecciones aleatorias de elementos: delegaciones

### 3.6.2. TIPOS DE VARIABLES

Dentro de la estadística se distinguen dos tipos de variables: las continuas que pueden tomar cualquier valor numérico dentro de un intervalo como por ejemplo la estatura, el peso, las lecturas barométricas, etc. Y las discontinuas, que son aquellas que pueden solamente tomar valores discretos dentro de un intervalo por esta razón se les da también el nombre de variables discretas.

Obtenidas nuestras mediciones estas son variables continuas y por tanto los siguientes apartados destacan cálculos en funciones de estas variables.

### 3.6.3. MEDIA ARITMETICA

Es el valor típico de la serie y cuando los valores forman un grupo central este es el valor representativo de la distribución. Cuando se trata de una distribución de frecuencias de variable continua, el valor de cada clase  $X_m$ , se multiplica por su respectiva frecuencia absoluta "  $f$  " y la suma de estos productos se divide por el número de observaciones "  $n$  ". [ R11]

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_m \cdot f}{n}$$

### 3.6.4. DESVIACIÓN MEDIA

Se conoce como desviación media de una distribución, a la media aritmética de las desviaciones con respecto a la media aritmética

Es un elemento que permite conocer el grado de dispersión con el que una variable se distribuye en un conjunto de observaciones.

Lo importante de determinar en que medida se dispersan los datos alrededor de su media; y cuando hayamos encontrado, e mayor o menor grado de dispersión nos dará una idea clara de si la media es representativa o no del grupo. [ R11]

$$dm = \frac{\sum_{i=1}^n f(X_m - x)}{n}$$

### 3.6.5. VARIANZA

Se conoce a la media aritmética de los cuadrados de las diferencias entre los valores que adopta la variable y su media aritmética.

$$\delta^2 = \frac{\sum_{i=1}^n f(X_m - x)^2}{n}$$

La varianza, mediante su valor numérico adoptado, cuantifica el grado de dispersión de los valores de las observaciones de la distribución de frecuencias respecto a su media aritmética. De allí que cuando mayor es la dispersión de las observaciones, mayor es la magnitud de las desviaciones (distancia) respecto a la media aritmética, y cuando esto sucede el valor numérico de la varianza es más alto. [ R11]

### 3.6.6. DESVIACIÓN TÍPICA

La desviación estándar es una medida de dispersión de los datos, pero tiene además gran significación para comparar un conjunto de datos comparado con otro y en uno solo de estos conjuntos para conocer que tan compactos están los elementos de la serie alrededor de su media aritmética. [ R11]

$$\delta = \sqrt{\delta^2}$$

### 3.6.7. COEFICIENTE DE VARIACIÓN

Es el cociente entre la desviación típica y la media aritmética . Valores muy bajos indican muestras muy concentradas . [ R11]

$$CV = \frac{\delta}{\bar{X}}$$

### 3.6.8. CURVA NORMAL

La campana de Gauss o curva normal, es una función de probabilidad continua, simétrica, cuyo máximo coincide con la media  $\bar{X}$  y que tiene dos puntos de inflexión situados a ambos lados de la media, a una distancia (d) de ella. La gran importancia de esta distribución se debe a la enorme frecuencia con la que aparece en las situaciones más variadas. [ R11]

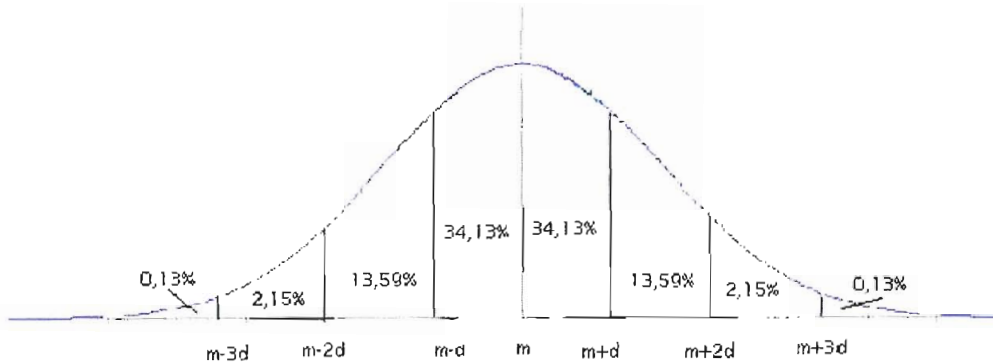
Por ser una distribución de probabilidad, el área bajo una curva normal cualquiera es 1. Esta área se distribuye, expresando la probabilidad en porcentaje del siguiente modo que:

El 68,26 % de las observaciones están comprendidos en el intervalo  $(\bar{X} - \delta , \bar{X} + \delta )$

El 95.44 % de las observaciones están comprendidos en el intervalo  $(\bar{X} - 2\delta , \bar{X} + 2\delta )$

El 99.74 % de las observaciones están comprendidos en el intervalo  $(\bar{X} - 3\delta , \bar{X} + 3\delta )$

Con los datos anteriores sobre el porcentaje de individuos y el hecho de que la curva sea simétrica, nos permite construir la siguiente distribución:



**3.6.9. TABLAS DE FRECUENCIA**

La recopilación de información de caso de estudio supone un arreglo y agrupación de la información en donde se definen los siguientes parámetros.  
[R11]

Frecuencia absoluta  $f_i$ : ( de un determinado valor  $x_i$  ) al número de veces que se repite dicho valor.

Frecuencia absoluta acumulada  $F_i$ : (de un determinado valor  $x_i$ ) a su frecuencia absoluta más la suma de las frecuencias absolutas de todos los valores anteriores.

Frecuencia relativa  $h_i$ : es el cociente  $f_i/N$ , donde  $N$  es el número total de datos

Frecuencia relativa acumulada  $H_i$ : es el cociente  $F_i/N$

### 3.6.10. HISTOGRAMAS

Un gráfico es una representación pictórica que tienen por objeto estudiar los cambios en una variable o bien comparar variables similares o relacionadas entre ellas.

Estos permiten a simple vista darse cuenta rápidamente sobre ciertos cambios y evidenciar anomalías o discontinuidades sobre el desarrollo del fenómeno en estudio.

Así para variables discretas se tienen el gráfico de frecuencias relativas con su equivalente de Histograma en variable continua y gráfico de frecuencias relativas acumuladas en variable discreta con su equivalente Ojiva de Galtón en variable continua. [ R11]

### 3.6.11. RESULTADOS ESTADÍSTICOS DE LAS MEDICIONES

La siguiente tabla muestra parámetros de factor de pérdidas, factor de potencia y factor de carga sometidos a estudios estadísticos en donde se evidencia la media de los distintos parámetros obtenidos de las mediciones para cada primario así como su grado de dispersión de su media respectiva, de allí se observa que es mayor en la dispersión de las observaciones en el factor de pérdidas respecto a su media aritmética, mientras que el factor de potencia indican muestras muy concentradas.

Tabla 21. Cuadro de resultados estadísticos

PARÁMETRO	FÓRMULA	FACTOR PÉRDIDAS	FACTOR POTENCIA	FACTOR CARGA
MEDIA	$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_m \cdot f}{n}$	0.5671	0.94681	0.5654
DESVIACIÓN MEDIA	$dm = \frac{\sum_{i=1}^n f(X_m - \bar{x})}{n}$	0.0546	0.0169	0.0565
VARIANZA	$\delta^2 = \frac{\sum_{i=1}^n f(X_m - \bar{x})^2}{n}$	0.0707	0.0008	0.0055
DESVIACION TIPICA	$\delta = \sqrt{\delta^2}$	0.2658	0.0290	0.0741
COEFICIENTE DE VARIACIÓN %	$CV = \frac{\delta}{\bar{X}}$	46.87	3.06	13.103

El siguiente cuadro resumen fortalece la afirmación anterior; en donde se contempla pequeños intervalos definidos por la desviación típica para el factor de potencia y carga.

Tabla 22. Porcentaje e intervalos de concentraciones

FACTOR	$\bar{X}$	$\delta$	$\bar{X} - \delta$	$\bar{X} + \delta$	$\bar{X} - 2\delta$	$\bar{X} + 2\delta$
CONCENTRACION	---	---	68,26 %	68,26 %	95.44 %	95.44 %
PÉRDIDAS	0.5671	0.2658	0.3013	0.8330	0.0355	1.0988
POTENCIA	0.9468	0.0290	0.9178	0.9758	0.8889	1.0047
CARGA	0.5654	0.0741	0.4913	0.6395	0.4172	0.7136



Obsérvese la pequeña variación del parámetro factor de potencia respecto de su media aritmética en el intervalo que concentra el 68.26 % de probabilidad que los valores medidos se encuentren dentro de este rango; no así el factor de pérdidas cuyo comportamiento es muy amplio frente a su media aritmética para el mismo rango de probabilidad del 68.26 %.

Por lo anterior, un estudio puede ser muy preciso cuando el factor de potencia ó el factor de carga son conjeturados como la media aritmética obtenida para dichas variables. No así aquellos estudios que dependan del factor de pérdidas, pues como se advierte estos son muy dispersos, esto radica simplemente en el hecho que el factor de pérdidas fue determinado a partir de las dos variables anteriores.

## **CAPITULO 4 MEDICION REMOTA**

### **4.1. TELEMEDIDA**

Las redes de telemedida se caracterizan por disponer de un gran número de puntos de medida(registro), ubicados a grandes distancias y provistas de monitoreo mediante técnicas de comunicación en un punto de supervisión. Sobre todo estas redes deben permitir el registro de datos en tiempo real.

La evolución de la telemedida alcanza los sistemas más sofisticados de SCADA que es un acrónimo por Supervisory Control And Data Acquisition (control y adquisición de datos de supervisión). Estos sistemas son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos ya que pueden recoger la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente, y la presentan a un operador en una forma amigable; pueden ser de una planta o equipo en las industrias, así como en las telecomunicaciones, agua, energía, aceite, gas de transporte o refinamiento, y otras aplicaciones.

Un sistema de SCADA recoge la información, como el de una gotera en una tubería, transfiere la información hacia un sitio central, mientras va alertando a la estación que la gotera ha ocurrido, al mismo tiempo lleva a cabo el análisis y control necesario para determinar si la gotera es crítica, desplegando la información en una forma lógica y organizada. [ R12]

Sin embargo se debe resaltar que el estudio de este apartado no se orienta al sistema SCADA, pero si lo hace hacia su principio básico de medición a distancia.

Entre los principales elementos de una red de telemedida se tiene:

#### 4.1.1 SENSORES O TRANSDUCTORES

El fenómeno físico lo constituye la variable que se desea medir, dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, ph, densidad, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea perceptible para el sistema de telemedida, es decir, en una variable eléctrica, para ello, se utilizan los sensores o transductores. [ R12]

Los sensores o transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

Esta variedad de tipos de señales eléctricas debe ser procesada para ser entendida por el computador digital y por tanto deberán ser intervenidas por un conversor analógico digital.

#### 4.1.2 TERMINAL REMOTA

Es la unidad electrónica de adquisición de datos. Normalmente es un sistema diseñado con un microprocesador o microcontrolador de bajo consumo, que dispone de los dispositivos de conversión analógico – digital o de los interfaces de bus de campo necesarios para tomar periódicamente las muestras de los sensores. [ R12]

Las unidades remotas requieren la siguiente funcionalidad.

- Sistema operativo en tiempo real.
- Exploración de entradas de información, procesamiento y el grabado de datos, respondiendo a las peticiones del centro de control sobre la red de comunicaciones.
- Algún método para permitir que las aplicaciones de usuario sean configuradas en la terminal remota. Ésta puede ser una simple configuración de parámetros, habilitando o deshabilitando entradas-salidas

específicas que invalidan o puede representar un ambiente de programación completo para el usuario.

#### **4.1.3 SISTEMA DE COMUNICACIONES**

Son los medios que reciben los datos de la terminal remota y los transmiten al centro de supervisión. La evolución tecnológica de los sistemas de comunicación en los últimos años ha sido constante y continúa evolucionando rápidamente. Dependiendo de la distribución geográfica y de las distancias se puede elegir entre diversas modalidades de comunicación. [ R12]

- Redes de cables dedicadas (redes de área local)
- Redes de cable públicas
- Fibra óptica
- Radio en frecuencia VHF, UHF
- Telefonía móvil
- Radio microonda
- Satélite

La elección de un tipo u otro de sistema de comunicación va a depender de la existencia o no de servicios públicos de comunicaciones en el área geográfica de medida, el coste del tráfico de datos - de la tarifa mensual o canon anual - del coste de los equipos, de la necesidad o no de solicitar frecuencias propias, de la velocidad de transferencia de los datos y del consumo de los equipos.

En los últimos años existe además la posibilidad de utilizar Internet como canal mundial de transferencia de la información, con servidores web que pueden ubicarse casi en cualquier sistema procesador.

#### **4.1.4 CENTRO DE CONTROL**

Es el lugar donde se recibe, centraliza y almacena la información en tiempo real, o de forma periódica y de forma automática o a solicitud del operado. Los

principales elementos que lo componen son los equipos informáticos conectados en red local (servidor, pantallas gráficas e impresoras). [ R12]

Aquí se realizan aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, otras.

#### **4.1.5 SOFTWARE DE SUPERVISIÓN**

Es necesario una interface que sea capaz de agilizar el vínculo entre máquina y operador que permita que las aplicaciones del operador sean configuradas en la terminal remota y sea capaz de recuperar los registros almacenados en tiempo real u en forma periódica. Por tanto la interface debe disponer de control de comunicaciones, de registro de alarmas, visualización sinóptica, registro y presentación gráfica de datos históricos, entre otras funciones. [ R12]

Existen varios paquetes de software, pudiendo ser del tipo SCADA, aunque generalmente están pensados para aplicaciones de control industrial, se utilizan también en redes de telemetria por su facilidad de configuración.

#### **4.1.6 VENTAJAS DE LA TELEMEDIDA**

La instalación de equipos de telemetria en un sistema de distribución eléctrica presenta importantes ventajas: [ R12]

- Contratación en cualquier modalidad de facturación, incluso las más complejas como es la facturación de acuerdo al precio horario de mercado.
- Un modelo actual como aquel del mercado eléctrico mayorista que se ha desarrollado con el objetivo de modular la mejor contratación posible entre la demanda y la generación. Por ello, en el mercado se liquida la energía con un precio en cada hora

- Visualización de potencias y energías en modo digital. Por tanto, la precisión de la medida es mayor así como la posibilidad de almacenamiento en memoria de los datos de facturación de períodos anteriores.
- Acceso a la facturación de forma instantánea, sin ser necesaria la actuación del personal de la Cía. Eléctrica , bien mediante el acceso sobre el propio sistema mediante la interconexión a ordenador. Ya que la telemetria es factible las lecturas a distancia mediante red telefónica.
- Mediante la instalación de un programa específico, es posible realizar simulaciones de facturación, por medio del cual se puede anticipar el importe de la factura que se cargará la Cía. Suministradora, e incluso lo que se pagará en otras posibles condiciones de contratación.
- Permite controlar desde un punto central la gestión del estado de consumos y facturaciones de multipuntos. Gestión integral paralela a la de la Cía. Suministradora.

## **4.2. PROGRAMA PILOTO DE TELEMEDIDA**

Este compendio muestra un programa piloto de medición remota que resulta al implantar un elemento de telemetria en la Subestación de Distribución San Rafael conectado con los diferentes equipos de medición instalados tanto en las salidas de los alimentadores primarios como en la salida del transformador; de forma de obtener las diferentes mediciones, ya sean estas lecturas en línea o únicamente una facturación de la energía suministrada por dicha subestación.

Las siguientes son las consideraciones y justificativos que motivan dicho estudio:

- La existencia y operación actual de los medidores electrónicos del tipo Nansen en varias subestaciones de distribución lejanas a los centros de operación de la empresa.

- El hecho que cada medidor Nansen fue adquirido con un módem de operación remota que utiliza la telefonía pública como vía de comunicación
- Dichos unidades módem se encuentran actualmente apiladas en las bodegas de la Empresa sin que hasta la fecha se les haya dada un uso efectivo de dicho recurso.
- Aprovechamiento de recursos humanos y materiales al no incurrir en largas jornadas de movilizaciones hacia las subestaciones para recuperar las lecturas de los medidores operativos de cada subestación.

#### **4.2.1. LA UNIDAD REMOTA VEGA**

El sistema VEGA es un sistema de Telemedición remota, que permite la lectura y análisis de los datos de medidores electrónicos.

Gráfico 4.1 Unidad remota Vega



##### **4.2.1.1. COMUNICACIÓN**

La unidad Vega permite la comunicación mediante los siguientes medios:

Línea telefónica convencional

Línea telefónica celular

Serial RS 485/232

LAN - Local Area Network

Cabe mencionar que la unidad adquirida por la E.E.Q.S.A. únicamente puede utilizar un módem mediante línea telefónica.

#### 4.2.1.2. CARACTERÍSTICAS

Equipamiento con una placa de red para telemedición que presenta un módem interno.

Alimentación con auto-rango comprendido entre 75 V a 260 V

Dimensiones pequeñas y ligero en peso

Las Actualizaciones del firmware pueden ser proporcionadas remotamente

Programación del número de timbres de contestación.

Conexiones de hasta 8 medidores Nansen por unidad Vega

Proceso de conexión automática y/o manual

Sobre el software de comunicación, lectura y análisis de datos de los medidores; se tiene al software DRACO que permite que sean efectuadas remotamente, todas las rutinas propias de los medidores electrónicos tales como carga del programa de medición, alteración de parámetros de lectura, lectura de la memoria del medidor, reset de demanda y lecturas on line.

Permite llevar una agenda de tareas automáticas para ser ejecutadas a cualquier momento de el día o de la noche, supervisadas por el propio sistema.

Informes

Le permite visualización de todos los datos de medición ofrecido por el medidor a través de un archivo generado por el software

Gráficos

De modo similar a los informes ofrece la visualización de los datos a través de el modo gráfico



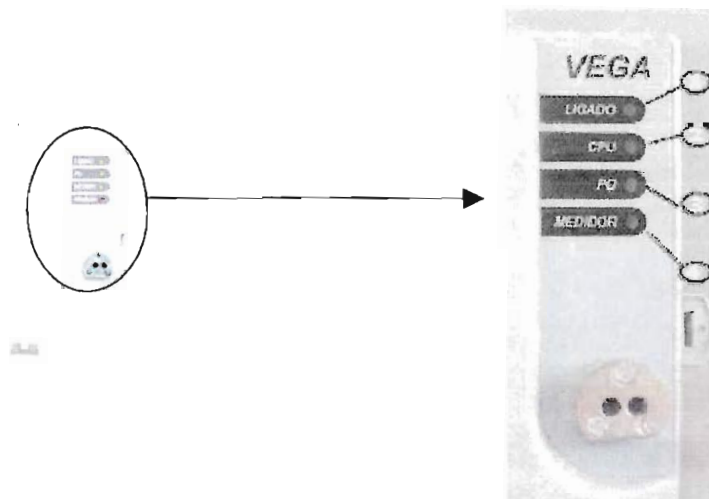
Tabla 23 Características técnicas unidad Vega

VOLTAJE DE OPERACIÓN	65 - 260 V
CONSUMO MÁXIMO	5.5 VA EN 120 v
FRECUENCIA DE OPERACIÓN	50 - 60 HZ
NUMERO DE PUNTAS	8
TEMPERATURA DEOPERACION	-10 A 60°C
MICROPROCESADOR	16 BITS 18 MHZ
MEMORIA RAM	128 KB
MEMORA FLASH	128 KB
VELOCIDAD DE COMUNICACIÓN	14400 BPS
VOLTAJE DE AISLAMIENTO	2.5 KV
AISLAMINETO PLACA MODEM	1 KV
PESO	650 G

#### 4.2.1.3. INDICADORES EN MODO OPERATIVO

Existen varios equipos que no permiten conocer su estado operativo sino es a través de su propio software; estos equipos son denominados “equipos ciegos”, este no es el caso de la Unidad Vega cuyo panel frontal dispone de indicadores que proporcionan varias informaciones de su estado operativo descritas según se muestra a continuación.

Gráfico 4.2 Indicadores operativos



En donde:

1. Led Indicativo de encendido
2. Led Indicativo de que un CPU está enviando parámetros hacia un medidor
3. Led Indicativo para versiones de Vega anteriores.
4. Led Indicativo de que un medidor está enviando parámetros hacia la unidad Vega

#### 4.2.1.4. CONEXIÓN DE LA UNIDAD VEGA

Para la conexión y funcionamiento correcto del módem se debe considerar la degradación electrostática; que es el deterioro de las características de un componente electrónico causada por una descarga electrostática ESD. Esta consiste en la transferencia de carga electrostática entre dos cuerpos de diferentes potenciales electrostáticos, por contacto directo o por un campo electrostático inducido. [ R5]

Las personas y objetos constantemente están cargados con estática debido al roce, y al descargarse la estática de una persona u objeto por un equipo o un componente electrónico sensible, este puede dañarse.

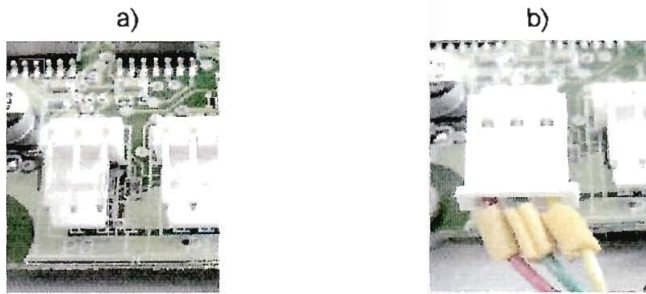
Este módem presenta para su conexión todos sus componentes electrónicos, expuestos (expuestos significa cuando la tapa que los cubría fue removida) y por tanto deben ser manipulados con equipamiento como pulseras de aterramiento. También es recomendable el uso de una manta disipativa propiamente puesta a tierra para la garantía y buena fiabilidad del módem.

Para el funcionamiento de la Unidad Vega se necesitan realizar dos conexiones lógicas a saber:

##### *a) Conexión Vega – medidor electrónico*

La forma en que fueron conectados los medidores mediante una lectora óptica en un extremo y con un terminal entrante (disponible uno por unidad Vega) dirigido hacia la placa del módem como se observa en las siguientes figuras:

Gráfico 4.3 Conexión de la lectora óptica al modem



### *b) Conexión Vega – línea telefónica*

Para dicha conexión se necesita un conector RJ 11 (macho) que contiene la línea telefónica, este será insertado dentro de la placa del módem como se indica en la siguiente figura en donde también se observa la conexión a Tierra del elemento módem.

De no poseer un conector RJ 11 (macho), la línea telefónica se conectará en las ranuras mostradas en la figura 4.2 (b); mientras la figura 4.2 (a) presenta la conexión del módem a tierra.

Gráfico 4.4 Conexión de la línea telefónica y puesta a tierra



## **4.3. SUBESTACIÓN SAN RAFAEL**

Esta subestación presenta varios aspectos favorables como es su ubicación a gran distancia referente al centro de operaciones de la empresa esto sumados con la disponibilidad de servicio de telefonía pública que permiten el análisis de contrastar los resultados al obtener lecturas mediante forma remota

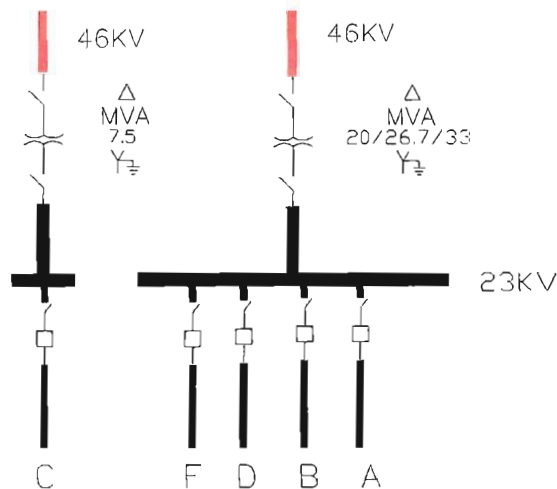
y mediante movilizaciones hacia el sitio que involucra el uso de los diferentes recursos materiales y humanos que dispone la E.E.Q.S.A.

#### 4.3.1. DIAGRAMA UNIFILAR

La subestación cuenta con dos transformadores de potencia con capacidades de 33 MVA y 7.5 MVA, el primero que contiene 4 alimentadores primarios y el segundo un solo alimentador primario cuya configuración alimenta únicamente un Gran Cliente "Enkador" y por tal motivo tiene carácter de alimentador expreso.

El ANEXO 6 muestra en detalle el diagrama unifilar tanto de la conexión de los medidores como la real distribución de los alimentadores en la subestación; cuya representación se resumen en la siguiente gráfica.

Gráfico 4.5 S/E San Rafael diagrama unifilar



#### 4.3.2. MEDIDORES INSTALADOS

Los medidores instalados en las diferentes salidas de los alimentadores primarios en la subestación San Rafael son del tipo Nansen en su totalidad, y como se mencionó anteriormente existe medidores en casi la totalidad de los transformadores de potencia (barra de alimentación en media tensión); para ver en detalle el total de medidores y su ubicación ver ANEXO 2.

La siguiente tabla muestra el detalle de los medidores instalados dentro de la subestación en estudio.

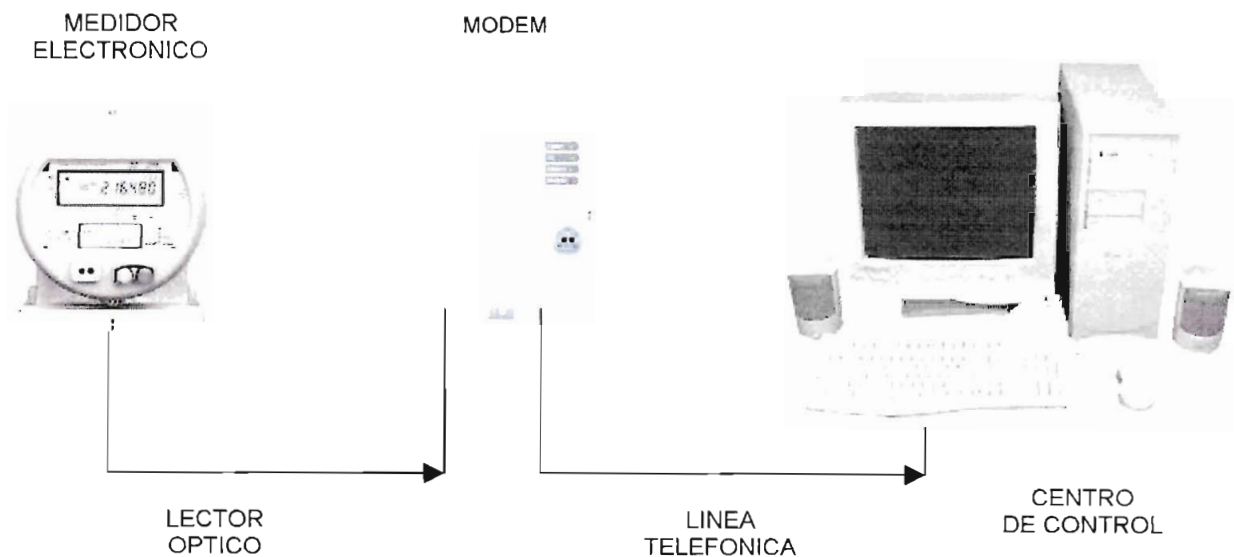
Tabla 24 Listado de medidores

UBICACION	MEDIDOR
ALIMENTADOR PRIMARIO A	6A000088
ALIMENTADOR PRIMARIO B	6A000090
ALIMENTADOR PRIMARIO D	6A000095
ALIMENTADOR PRIMARIO F	6A000091
BARRA DE ALIMENTACION 23 KV	6A000087
ALIMENTADOR PRIMARIO C	6A000089

#### 4.4. LECTURAS CON MEDICION REMOTA

La siguiente figura muestra el esquema básico de la implantación realizada en este escrito para obtener los registros de los medidores instalados en la S/E San Rafael.

Gráfico 4.6 Medición remota



Una de las ventajas más importantes que resultó de la telemetría es la alta disponibilidad de los registros inclusive pudiendo ser en tiempo real, la gráfica muestra la conexión con el medidor instalado en la alimentación de la subestación San Rafael.

Cabe destacar que mediante el programa se pueden realizar todas las instrucciones capaces de cumplir el medidor mediante vía remota sin restricciones que no sean desconexión física del medidor.

Gráfico 4.7 Pantalla de conexión



El icono en forma de teléfono indica el estado de la operación "Conectado".

Como dato importante para un análisis posterior se tiene que el tiempo registrado para la obtención de lecturas correspondientes a 30 días para un medidor es 14 minutos; tiempo que supera enormemente las diferentes actividades de movilización y lectura en sitio.

Sin embargo de dicho benéfico se debe informar al lector que lamentablemente el equipo fue retirado por falta de una línea telefónica directa que garantice las correctas operaciones habituales del operador y el centro de despacho de potencia.

## 4.5. ANALISIS ECONÓMICO

Resulta necesario la comparación económica de manera que se pueda mantener la operación actual de lecturas llevadas a cabo en el sitio de ubicación de cada subestación frente a la posibilidad de implementar y obtener las mismas de manera remota mediante la telemedida.

Dicha comparación se realiza mediante la comparación del costo operativo unitario de las dos alternativas. Costo unitario que resulta de la sumatoria de los costos de los insumos necesarios para desarrollar cada actividad siendo estos directos e indirectos y relacionados con el rendimiento neto; es decir divididos para el número de actividades que se puede ejecutar en un periodo determinado de tiempo – para nuestro caso el número de lecturas mensuales-

### 4.6.1 CONSIDERACIONES

A efecto de obtener los costos unitarios respectivos y serán mantenidos durante todo el análisis se dan los siguientes datos:

Tabla 25. Días y horas laborables

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
Días laborables /mes	21	días
Días laborables /año	252	días
Horas /día laborable	8	horas
Horas mes trabajadas	147	horas

### 4.6.2 DEPRECIACIONES

La depreciación es un concepto contable que establece una disminución anual en el valor de las propiedades físicas con el paso del tiempo y su uso sobre la vida económica de un bien activo. [ R13] Se tomará su costo como se indicó anteriormente de los equipos necesarios para las lecturas que son un vehículo(camioneta) y una computadora portátil.

Su determinación en detalle consta en el ANEXO 7

a) Depreciación lineal - vehículo

Vida útil	U	10	años
Valor residual vehículo	Vr	20	% Ve
Valor inicial vehículo	Ve	16,000	usd
Depreciación anual	Dv	<b>2, 240</b>	<b>usd</b>

b) Depreciación lineal - computador portátil

Vida útil	U	3	años
Valor residual vehículo	Vr	15	% Ve
Valor inicial vehículo	Ve	1,700	usd
Depreciación anual	Dp	<b>482</b>	<b>usd</b>

#### 4.6.3 COSTOS DE TRANSPORTE

Los costos operativos de transporte involucran costos variables que dependerán directamente de los km recorridos por el vehículo.

Los respectivos datos para definición en costo de transporte se agrupan y detallan en el ANEXO 8.

La siguiente tabla muestra estos costos de transporte y detallados por día, mes y año. (toda la información ha sido obtenida en promedios de visitas a distintas subestaciones)

Tabla 26 Costo resumido por vehículo

COSTO TOTAL POR TIPO DE VEHICULO	UNITARIO /MES
DEPRECIACION	106.67
COMBUSTIBLE	190.91
MANTENIMIENTO	146.69
<b>TOTAL</b>	<b>444.26</b>



Tabla 27 Costo detallado por vehículo

COSTO PROMEDIO POR VEHÍCULO	DIARIO	MENSUAL	ANUAL
conceptos	USD	USD	USD
depreciación:	5.08	106.67	2240
costo combustible: (km/día)(\$/gal)(gal/km)	9.09	190.91	4009
lubricantes: (km/día) [(\$/gal.aceite)(gal/cam)+filtro+mo] / (km/cam)	0.43	8.93	187
costo llantas: (\$/llanta)(4llan)(km/día)/(km/cam.llanta)	0.60	12.60	265
mant prev. ABC: (((buj+plat+cond)+(fil.acei+fil.aire)+MO)(km/día)/(km/ABC)	0.24	5.04	106
mant prev.:lavado, engrasado, pulverizado	0.24	5.00	105
IMPREVISTOS: 5% DE COSTOS OPERATIVOS	0.53	11.12	234
mantenimiento correctivo: VeM	1.14	24.00	288
seguro: costo anual % de Ve	3.17	66.67	1400
matrícula:( Ve)(matr%)	0.63	13.33	280
<b>Total</b>	<b>21.16</b>	<b>444.26</b>	<b>9330</b>

#### 4.6.4 COSTOS POR MANO DE OBRA

Los costos por mano de obra directa representarán el salario mensual del diferente recurso humano que interviene en el levantamiento de las lecturas sobre los medidores; considerando también el porcentaje del total del tiempo contratado mensualmente que el personal dedique a efectuar las lecturas así se tiene la siguiente tabla.

Tabla 28 Costos por mano de obra

CARGO	SALARIO USD /MES	% TIEMPO DEDICADO A LECTURAS	USD /MES
INGENIERO	650	0.07%	4.5
JEFE DE GRUPO	350	10%	35
TECNOLOGO	300	80%	240
ELECTRICISTA	250	80%	200
<b>TOTAL</b>			<b>479.5</b>

#### 4.6.5 COSTO UNITARIO DE LECTURAS EN SITIO

Como se indicó anteriormente el costo unitario se determina mediante la suma de todos los insumos involucrados en la realización de las lecturas, relacionados con el total de lecturas realizadas al mes.

Tabla 29 Costo mensual por total de lecturas en el sitio

COSTO DE LECTURAS USD / MES	
CAMIONETA PICK UP (USADA) 2001	444.26
COMPUTADORA PORTATIL	40.14
MANO DE OBRA	479.50
<b>TOTAL</b>	<b>963.90</b>

Tabla 30 Costo operativo por lectura realizada

COSTO TOTAL MENSUAL EN LECTURAS	963.90	USD /MES
TOTAL DE LECTURAS MES	188	LECTURAS /MES
<b>COSTO UNITARIO POR LECTURA</b>	<b>5.14</b>	<b>USD /LECTURA</b>

#### 4.6.6 COSTO UNITARIO DE LECTURAS MEDIANTE TELEMEDIDA

La determinación de este costo unitario precisa de los tiempos que se requiere para mediante la conexión telefónica realizar la lectura mediante el ordenador; dichos tiempos y el costo por minuto de conexión telefónica se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 31 Tiempos de lecturas

TIEMPO DE LECTURA POR MEDIDOR	14	MIN / MEDIDOR	0.23	HORAS /MEDIDOR
COSTO TELEFONIA POR MIN	0.03	USD / MIN	1.8	USD / HORA

Con propósitos de visualización y acceso rápido se presentan los valores ya determinados para los costos en mano de obra y equipos utilizados en la lectura remota.

Tabla 32. Costo en mano de obra

CARGO	SALARIO/ MES	USD / HORA
TECNOLOGO	300	2.04

Tabla 33 Costo de equipos

EQUIPO	USD/HORA
LAPTOP	0.27

Finalmente se tiene:

**COSTO DE LECTURA TELEMEDIDA =**

**TIEMPO DE LECTURAS x (COSTO EQUIPOS + COSTO TELEFONÍA + C. MANO DE OBRA)**

**0.96 USD /LECTURA**

#### **4.6.7 ESTUDIO ECONÓMICO DE IMPLEMENTACION**

Para la satisfacción de las necesidades económicas y lograr operaciones competitivas en organizaciones publicas o privadas se depende del balance prudente entre lo que es técnicamente posible y lo que es aceptablemente desde el punto de vista económico. Por tanto una vez sugerido una alternativa que desde el punto de vista técnico es factible y diferente respecto a la realización de lecturas en sitio, se someterá dicha alternativa a un análisis económico y determinar su aceptación económica.

Frente a esta posición se consideran aspectos relacionados - reales para la adquisición de 31 nuevas líneas telefónicas, una por subestación, sus costos de instalación así como la inclusión de un factor de distancia que pudiera encarecer el costo, así para subestaciones que se encuentren a más de 20 kilómetros del perímetro, se afecta el precio unitario con el factor del 1.20 y para subestaciones que se encuentren a más de 40 kilómetros del perímetro urbano se afecta el precio unitario con el factor del 1.40.

Esta última inclusión se basa en procedimientos establecidos y considerados en estudios económicos de la E.E.Q.S.A.

A continuación se describen las consideraciones realizadas en este apartado para la instalación de una línea telefónica.

Costo línea telefonía LT usd	95
Costo material adicional % LT	8%
Costo mano de obra % LT	10%
Imprevistos % LT	5%
Impuestos	12%
Total líneas	31

El análisis por subestación se detalla en el ANEXO 9, de donde se desprende el siguiente valor que se define como inversión inicial.

INVERSIÓN INICIAL	4,449.65	USD
-------------------	----------	-----

Así para determinar las bondades del nuevo sistema propuesto se comparan los costos operativos mensuales y como se observa a continuación existe un ahorro muy significativo mes a mes, mismo que ratifica la conveniencia de la implantación de dicho sistema de medición remota.

COSTO OPERATIVO MENSUAL DE TELEMEDIDA		
PENSION BASICA	6	USD /MES
NUMERO DE LINEAS	31	LINEAS
IMPUESTOS	12	%
	208	USD / MES
TOTAL LECTURAS	188	LECTURAS / MES
COSTO UNITARIO / LECTURA	0.96	USD /LECTURA
	180	USD / MES
a) TELEMEDIDA	389	USD / MES
b) LECTURA EN SITIO	964	USD / MES
c) AHORRO MENSUAL = (b) – (a) =	575	USD / MES
d) RECUPERACIÓN DE LA INVERSION INICIAL		<b>7.7 MESES</b>

Cabe destacar que únicamente los primeros 8 meses no se tendrá un capital de ahorro para compensar la inversión de las líneas telefónicas, sin embargo a partir del noveno mes su contribución económica es fácilmente observable pues 20 meses después (12 meses + 8 meses) de implantado el sistema el ahorro será de 6900 usd / año aproximadamente.

Por tanto la implementación de este método de medición resulta por demás conveniente; ya sea por tiempos de respuesta como por conservación económica

Adicionalmente en base a los datos recopilados hasta el momento se considera factible describir los requerimientos técnicos para la adquisición de los nuevos equipos de medición electrónicos mismos que se detallan en el ANEXO 12.

## **CAPITULO 5**

### **MANTENIMIENTO DE MEDIDORES**

#### **5.1. INTRODUCCION**

Para nadie es un secreto la exigencia que plantea una economía globalizada, mercados altamente competitivos y un entorno variable donde la velocidad de cambio sobrepasa en mucho nuestra capacidad de respuesta. En este panorama está inmerso y vale la pena considerar algunas posibilidades como es el mantenimiento, que siempre ha existido pero ahora cobra mayor relevancia.

El mantenimiento no es una función que debe tomarse a la ligera, ya que produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad. [ R14]

El mantenimiento fue un problema que surgió al querer producir continuamente, de ahí que fue visto como un mal necesario, una función subordinada a la producción cuya finalidad era reparar desperfectos en forma rápida y barata. Ahora bien, ¿cuál es la participación del mantenimiento en el éxito o fracaso de una empresa?. Por estudios comprobados se sabe que incide en:

Costos de producción.

Calidad del producto.

Capacidad operacional (aspecto relevante dado el ligamen entre competitividad y por citar solo un ejemplo, el cumplimiento de plazos de entrega).

Capacidad de respuesta de la empresa como un ente organizado e integrado: por ejemplo, al generar e implantar soluciones innovadoras y manejar oportuna y eficazmente situaciones de cambio.

Seguridad e higiene industrial

Calidad de vida de los colaboradores de la empresa.

Imagen y seguridad ambiental de la compañía. [ R14]

## **5.2. MANTENIMIENTO**

Es un servicio que agrupa una serie de actividades cuya ejecución permite alcanzar un mayor grado de confiabilidad en los equipos, máquinas, construcciones civiles e instalaciones.

La labor del departamento de mantenimiento, está relacionada muy estrechamente en la prevención de accidentes y lesiones en el trabajador ya que tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones, la maquinaria y herramienta, equipo de trabajo, lo cual permite un mejor desenvolvimiento y seguridad evitando en parte riesgos en el área laboral. [ R14]

### **5.2.1 OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO**

En el caso del mantenimiento su organización e información debe estar encaminada a la permanente consecución de los siguientes objetivos

Optimización de la disponibilidad del equipo productivo.

Disminución de los costos de mantenimiento.

Optimización de los recursos humanos.

Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes.

Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes precitados.

Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.

Evitar detenciones inútiles o para de máquinas.

Evitar accidentes.

Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.

Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.

En resumen el mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas. [ R14]

A continuación se describe brevemente los tipos de mantenimiento considerados:

### **5.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO**

Es aquel que se ocupa de la reparación una vez se ha producido el fallo y el paro súbito de la máquina o instalación.

Dentro del mantenimiento correctivo se suele tener un almacén de recambio, sin control, de algunas cosas hay demasiado y de otras quizás de mayor influencia no hay piezas, por lo tanto es caro y con un alto riesgo de falla.

Mientras se prioriza la reparación sobre la producción, no se puede prever, analizar, planificar, controlar, rebajar costos.

La principal función de una gestión adecuada del mantenimiento consiste en rebajar el correctivo hasta el nivel óptimo de rentabilidad para la empresa.

El correctivo no se puede eliminar en su totalidad por lo tanto una gestión correcta extraerá conclusiones de cada parada e intentará realizar la reparación de manera definitiva ya sea en el mismo momento o programado un paro, para que esa falla no se repita.

Es importante tener en cuenta en el análisis de la política de mantenimiento a implementar, que en algunas máquinas o instalaciones el correctivo será el sistema más rentable. [ R14]

#### **5.3.1 VENTAJAS**

Si el equipo está preparado la intervención en el fallo es rápida y la reposición en la mayoría de los casos será con el mínimo tiempo.

No se necesita una infraestructura excesiva, un grupo de operarios competentes será suficiente, por lo tanto el costo de mano de obra será



mínimo, será más prioritaria la experiencia y la pericia de los operarios, que la capacidad de análisis o de estudio del tipo de problema que se produzca.

Es rentable en equipos que no intervienen de manera instantánea en la producción, donde la implantación de otro sistema resultaría poco económico.

[R14]

### **5.3.2 DESVENTAJAS**

Se producen paradas y daños imprevisibles en la producción que afectan a la planificación de manera incontrolada.

Se suele producir una baja calidad en las reparaciones debido a la rapidez en la intervención, y a la prioridad de reponer antes que reparar definitivamente, por lo que produce un hábito a trabajar defectuosamente, sensación de insatisfacción e impotencia, ya que este tipo de intervenciones a menudo generan otras al cabo del tiempo por mala reparación por lo tanto será muy difícil romper con esta inercia. [ R14]

## **5.4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO**

Este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de rebajar el correctivo y todo lo que representa. Pretende reducir la reparación mediante una rutina de inspecciones periódicas y la renovación de los elementos dañados, si la primera no se realiza, la segunda es inevitable.

Básicamente consiste en programar revisiones de los equipos, apoyándose en el conocimiento de la máquina en base a la experiencia y los históricos obtenidos de las mismas. Se confecciona un plan de mantenimiento para cada máquina, donde se realizarán las acciones necesarias, engrasan, cambian correas, desmontaje, limpieza, etc. [ R14]

#### **5.4.1 VENTAJAS**

Si se hace correctamente, exige un conocimiento de las máquinas y un tratamiento de los históricos que ayudará en gran medida a controlar la maquinaria e instalaciones.

El cuidado periódico conlleva un estudio óptimo de conservación con la que es indispensable una aplicación eficaz para contribuir a un correcto sistema de calidad y a su mejora continua.

Reducción del correctivo representará una reducción de costos de producción y un aumento de la disponibilidad, esto posibilita una planificación de los trabajos del departamento de mantenimiento, así como una previsión de los recambios o medios necesarios.

Se concreta de mutuo acuerdo el mejor momento para realizar el paro de las instalaciones con producción. [ R14]

#### **5.4.2 DESVENTAJAS**

Representa una inversión inicial en infraestructura y mano de obra. El desarrollo de planes de mantenimiento se debe realizar por técnicos especializados.

Si no se hace un correcto análisis del nivel de mantenimiento preventivo, se puede sobrecargar el costo de mantenimiento sin mejoras sustanciales en la disponibilidad.

Los trabajos rutinarios cuando se prolongan en el tiempo produce falta de motivación en el personal, por lo que se deberán crear sistemas imaginativos para convertir un trabajo repetitivo en un trabajo que genere satisfacción y compromiso, la implicación de los operarios de preventivo es indispensable para el éxito del plan. [ R14]

## **5.5 MANTENIMIENTO PREDICTIVO**

Este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que esta se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto se utilizan herramientas y técnicas de monitores de parámetros físicos.

La hipótesis base del mantenimiento predictivo asume que hay características medibles u observables, los cuales definen exactamente la condición de la máquina u equipo. En muchos casos esto es verdad. Sin embargo, en otros es difícil o muy caro encontrar indicadores de un problema. [ R14]

### **5.5.1 VENTAJAS**

La intervención anticipada en el equipo o cambio de un elemento.

Obliga a dominar el proceso y a tener unos datos técnicos, que comprometerá con un método científico de trabajo riguroso y objetivo. [ R14]

### **5.5.2 DESVENTAJAS**

La implantación de un sistema de este tipo requiere una inversión inicial importante, pues los equipos y analizadores digitales como el Topaz 1000, el ION, QNA o Memobox tienen un costo elevado. De la misma manera se debe destinar un personal a realizar la lectura periódica de datos.

Se debe tener un personal que sea capaz de interpretar los datos que generan los equipos y tomar conclusiones en base a ellos, trabajo que requiere un conocimiento técnico elevado de la aplicación.

Por todo ello la implantación de este sistema se justifica en máquina o instalaciones donde los paros intempestivos ocasionan grandes pérdidas, donde las paradas innecesarias ocasionen grandes costos. [ R14]

## **5.6 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL**

Mantenimiento productivo total es la traducción de TPM (Total Productive Maintenance). Es un sistema de organización donde la responsabilidad no recae sólo en el departamento de mantenimiento sino en toda la estructura de la empresa "El buen funcionamiento de las máquinas o instalaciones depende y es responsabilidad de todos".[ R14]

El sistema está orientado a lograr:

Cero accidentes

Cero defectos.

Cero fallas.

### **5.6.1 VENTAJAS**

Al integrar a toda la organización en los trabajos de mantenimiento se consigue un resultado final más enriquecido y participativo.

El concepto está unido con la idea de calidad total y mejora continua. [ R14]

### **5.6.2 DESVENTAJAS**

Se requiere un cambio de cultura general, para que tenga éxito este cambio, no puede ser introducido por imposición, requiere el convencimiento por parte de todos los componentes de la organización de que es un beneficio para todos.

La inversión en formación y cambios generales en la organización es costosa.

El proceso de implementación requiere de varios años. [ R14]

## **5.7 MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO**

El deterioro del equipo eléctrico es normal, y este proceso empieza tan pronto como el equipo es instalado. Si este deterioro no es controlado, este puede ser causa de fallas eléctricas y malfuncionamientos. En suma, cambios de carga o alteraciones en los circuitos pueden ser hechos sin total coordinación, esto puede resultar en una incorrecta selección de equipos, o puesta a punto inexacto de equipos de protección, o equivocadas unidades en los circuitos instalados. [ R14]

El propósito de un mantenimiento eléctrico preventivo y programa de pruebas EPM por sus siglas en inglés (Electrical Preventive Maintenance) debe reconocer estos factores y proporcionar medios para corregirlos.

Con el EPM potenciales riesgos que pueden ser causa de falla de equipo o interrupción del servicio eléctrico pueden ser descubiertas y corregidas. Así también el EPM minimizará los riesgos para de vida del personal y equipo que pueden resultar por falla, cuando no es apropiadamente mantenido.

El EPM consiste de realizar rutinarias inspecciones, pruebas, reparaciones y servicio de los equipos de medición involucrados hasta el momento. Son para nuestro caso transformadores, cables, regletas, medidores o fusibles.

### **5.7.1 ¿POR QUE EL MANTENIMIENTO Y LAS PRUEBAS?**

Un buen programa de implementación minimiza accidentes, reduce salidas no planeadas, y daños en los equipos. Los beneficios del EPM pueden ser definidos como directos e indirectos.

Beneficios directos son obtenidos de reducir los costos de reparación, aumenta el tiempo de vida del equipo y mejora la seguridad del personal. Beneficios indirectos pueden ser narrados como mejorar la moral de los empleados. El mejorar la relación entre operadores incrementa la productividad. [ R14]

### 5.7.2 ESCENARIOS DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Imaginemos un escenario inicial en donde el EPM no fue desarrollado del todo, aquí el equipo con deterioro es únicamente reparado o remplazado cuando el efecto de la sobre degradación produce un proceso que se vuelve inaceptable(para la mayoría de tipos de equipos eléctricos y en especial en equipos de potencia esto con lleva con una falla catastrófica). [ R14]

Un segundo escenario es un avance mas allá de la ocurrencia de una falla en donde el personal de planta operativa o personal de mantenimiento inspecciona el equipo eléctrico sobre un más o menos calendario regular.

Bajo este escenario las fallas iniciales son usualmente corregidas antes que se vuelvan catastróficas especialmente si el impacto de la falla es considerado inaceptable; aquí son frecuentes varios monitoreos informales para predecir futuras fallas.

Finalmente bajo el establecimiento de actividades EPM que son desenvueltas en intervalos fijos de un tiempo calendario, operando de forma horaria u operando de forma cíclica. Ambos procedimientos y programas son usualmente basados o producidos por recomendaciones internacionales de industrias estandarizadoras.

Si bien el programa EPM propone asegurar el equipo obteniendo vigilancia periódica del mismo, esto no es necesariamente prioridad del EPM acorde con la importancia de seguridad o productividad.

Los programas EPM actualmente predomina la propuesta entre la relación de esforzados operadores de planta donde la productividad y seguridad es una seria preocupación.

## 5.8 CRITERIOS GENERALES

Un fundamental y estructurado programa EPM debe ser desarrollado como sigue:

- Corresponde estar bajo el control de una administración formal
- Ejecutarse acorde con practicas definidas y cronogramas establecidos
- El designamiento del personal y responsabilidades deben claras

Específicamente:

El administrador deberá asignar una alta prioridad para el EPM. Así como consecuentemente fuentes adecuadas, personal, instalaciones, herramientas, equipos de prueba, capacitación, ingeniería y soporte administrativo.

Las actividades del EPM deben ser priorizadas acorde con la complejidad del sistema y equipo, con un cronograma que de preferencia a los equipos, subsistemas y sistemas de importancia en la seguridad.

El EPM deberá ser desarrollado sin ambigüedades, procedimientos escritos basados sobre especificaciones del equipo, su aplicación y características del medio ambiente. [ R14]

Dentro del EPM procedimientos y cronogramas deben ser revisados en orden y así asegurar que se revise el procedimiento y proceda a los caminos en la incorporación de modificaciones de planta. [ R14]

El programa EPM debe incorporar provisiones efectivas para análisis de la causa de fallas , corrección y control de recurrencia.

Un sistema de información para gravar y actualizar el mantenimiento, prueba e historial de información. [ R14]

La mínima calificación aceptable para el personal asignado para realizar un mantenimiento preventivo depende de las circunstancia. Esto es normalmente

aceptado para operadores para realizar inspecciones superficiales y otras tareas no exigentes del EPM, cuando es guiado por procedimientos definidos y criterios aceptados. Sin embargo controles efectivos deben ser en el sitio para asegurar que tareas críticas del EPM sobre equipos importantes y sistemas son desarrollados únicamente apropiadamente por técnicos capacitados y con experiencia en mantenimiento. Tal tarea típicamente incluye inspección interna, pruebas, y calibración. [ R14]

Un trabajo de mantenimiento preventivo sobre un importante equipo y sistema debe incluir al menos lo siguiente:

- Fundamentos de tecnología eléctrica de potencia
- Técnicas generales de mantenimiento eléctrico
- Métodos y práctica en seguridad eléctrica
- Operación de el equipo o sistema a ser mantenido
- Procedimientos aplicables de mantenimiento y prueba del equipo y sistema a ser mantenido.
- Tendencia de resultados de pruebas

Finalmente la parte de un programa de mantenimiento puede ser clasificado entre consideraciones administrativas y requerimientos técnicos y estos ítems deberán ser incluidos en el EPM. [ R14]

- Análisis situación actual
- Definir política de mantenimiento
- Establecer y definir grupo piloto para realización de pruebas
- Recopilar y ordenar datos grupo piloto
- Procesar información
- Analizar resultados
- Readaptación del sistema
- Mejora continua
- Ampliar gestión o más grupos



### 5.8.1 CONSIDERACIONES ADMINISTRATIVAS DE MANTENIMIENTO

El diseño de cualquier programa de mantenimiento debe encontrar la meta esencial de la administración de planta. Mantenimiento es como una política de seguro: esta no tiene un reingreso de dinero directo todavía es un costo que añadir al costo final del producto. Sin embargo uno tiene que adelantarse a decir que el mantenimiento tiene un propio reingreso de dinero como fueron los beneficios directos e indirectos antes mencionados. [ R14]

Se observa generalmente que el director o administrador resiste de una inversión en un programa de mantenimiento incluso aunque ellos se den cuenta de la necesidad de un buen mantenimiento.

La planificación del EPM debe entonces incluir las ventajas de un buen plan de mantenimiento con datos de costo por baja producción debido a la falla del equipo versus el costo de administrativo del mantenimiento preventivo.

Determinar los factores que formaran el programa básico de mantenimiento así como la necesidad de producción continua, políticas administrativas sobre presupuesto para un plan de mantenimiento versus reposición de equipos.

Contemplar y consolidar datos sobre avería de equipos y los costos de pérdida de producción. Hacer un análisis de el costo para convencer al administrador o director del beneficio del plan de mantenimiento.

Después que el programa ha sido establecido, es esencial que consista de elementos que prueben para que tenga éxito cada elemento del EPM como son: establecimiento de responsabilidad, inspección, calendario, órdenes de trabajo y mantener un registro del mantenimiento. [ R14]

Respecto a estas ordenes de trabajo se presenta la alternativa de ahorro en tiempo de ejecución de las lecturas en las subestaciones con las denominadas Rutas de Lecturas que se presentan en el ANEXO11.

## **5.8.2 CONSIDERACIONES TECNICAS DE MANTENIMIENTO**

La planificación del programa debe incluir consideraciones para una adecuada prueba de equipos, herramientas, capacitación del personal para llevar a cabo las tareas de mantenimiento y el tiempo requerido para desarrollar a cabo las inspecciones, pruebas, y rutinas de mantenimiento. [ R14]

Establecer prioridades de mantenimiento eléctrico. Esto consiste sobre la línea de producción, determinando desde el más importante hacia el de menor importancia y otros factores. Enlistar los equipos de planta en orden de importancia de producción, se debe entender cada sistema, equipo o sus funciones y como ellas pueden afectar o interferir con otros sistemas.

Estudio de los equipos de planta, esto incluye conocimiento del funcionamiento del equipo,(manuales), comprensión cabal de los diagramas de conexión (diagrama unifilar, diagrama de conexión, diagrama de bloques, entre otros)

Establecer la mejor técnica de mantenimiento. Esto involucra selección del mejor método de mantenimiento y personal para varios tipos y sistemas.

Desarrollar las instrucciones y procedimientos para el EPM, métodos que aseguren que el equipo mantenga sus condiciones operativas.

Análisis de fallas en equipos eléctricos, éstas deben ser analizados para acceder a la razón de la avería, a menos que la causa sea demasiado obvia, estas causa son medidas correctivas que pueden ser implementadas para prevenir daños similares.

## **5.9 TIPOS DE PRUEBAS**

A continuación se describen brevemente las principales pruebas en los distintos equipos electrónicos que son considerados.

### **5.9.1 PRUEBAS DE AISLAMIENTO**

El aislamiento puede ser material dieléctrico en estado sólido, líquido o gaseoso, que impide el flujo de corriente entre puntos de potencial diferente. Esta usualmente consiste en aplicar un alto voltaje a la muestra bajo prueba y determinar la corriente de disrupción que puede fluir bajo las condiciones de prueba. Excesiva corriente de disrupción puede indicar condiciones de deterioro o falla de impedancia del aislamiento.

En líquidos aislantes usados en transformadores o disyuntores son propensos a contaminantes que tienen un efecto de decremento en las propiedades del fluido, así también como en el aislamiento de los bobinados del transformador; pruebas regulares son recomendadas para monitorear el estado del fluido. [R14]

### **5.9.2 PRUEBAS DE EQUIPOS DE PROTECCION**

Ensayos en elementos de protección involucran pruebas y mantenimiento en aparatos como relés, disyuntores y equipos asociados como son los elementos de transformación y cableado.

La función de las pruebas en relés y equipos de protección es asegurar que estos dispositivos sean capaces de llevar a cabo su función de protección básica bajo las condiciones operativas presentes.

De manera similar un análisis y prueba de los tiempos de protección determina si los mecanismos operadores de los relés están operando apropiadamente. [ R14]

### **5.9.3 PRUEBAS DE PUESTA A TIERRA**

El sistema integrado de puesta a Tierra es muy importante en un sistema eléctrico de potencia por las siguientes razones:

- Para mantener la referencia del punto de potencial(tierra) para seguridad del personal y los equipos.

- Para proporcionar un punto de descarga para ondas debido a descargas atmosféricas
- Para prevenir excesivos altos voltajes debido a voltajes inducidos sobre el sistema de potencia. [ R14]

#### **5.9.4 PRUEBAS DE INSPECCION INFRAROJA**

Existen diferentes aparatos disponibles que usan tecnología infrarroja para examinar sitios denominados calientes en disyuntores, seccionadores y otras partes energizadas del sistema de potencia. Estos elementos son muy útiles en un mantenimiento rutinario e inspecciones para encontrar conexiones defectuosas y empalmes, líneas o terminales sobrecargados. [ R14]

#### **5.10 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MEDIDORES**

El objetivo de establecer un programa de mantenimiento es de garantizar a la Empresa Eléctrica Quito el correcto funcionamiento de los equipos electrónicos de medida que facturarán el consumo de la energía eléctrica en los diferentes alimentadores primarios.

Se conoce que los equipos electromecánicos son más proclives a modificar sus características de exactitud en el tiempo debido a sus componentes mecánicos móviles y sus relativas pocas defensas a hurto. Esto obliga a las empresas eléctricas a realizar inspecciones más frecuentes a equipos, debiendo además de la precisión garantizar su correcto uso, es decir preservación, cubierta transparente, caja empalme sellada e instalación correcta. [ R1]

Esta periodicidad puede variar entre 1 año a 3 años dependiendo los criterios de la empresa eléctrica a garantizar un correcto uso y exactitud del equipo, monofásico o trifásico, zona urbana o rural, modelo / fabricante / año de fabricación.

Para los equipos de medida electrónicos, la precisión es más estable en el tiempo y además de una reducción importante a las pérdidas propias de los circuitos de corriente y potencial.

En estos equipos es fundamental considerar variables importantes como son los ajuste de hora debido a desviaciones normales de la hora interna (típicamente 1 a 2 minutos al año), cambios de batería (típicamente cada 2 a 3 años) así como las conexiones de instalación

Las condiciones ambientales y sus efecto en los equipos electrónicos es un punto critico de observar dado que si bien en muchos casos hay cumplimiento de normas extranjeras, no necesariamente todos equipos mantienen sus características originales en el tiempo en condiciones adversas. Para establecer un programa adecuado a estos equipos debe considerarse necesariamente datos históricos de mantenimiento (actualmente nulo).

#### **5.10.1 SITUACIÓN ACTUAL**

Actualmente no existe programa alguno de mantenimiento para los medidores instalados, estos son mantenidos únicamente de manera correctiva y aquellos que han sufrido avería severas han sido enviados de vuelta hacia su lugar de fabricación lo que hasta el momento no representa gasto administrativo pues únicamente se contempla términos de garantías por parte de los fabricantes.

Sin embargo, existen también daños menores que son corregidos ya sea en el lugar de instalación o bien en las oficinas de la Unidad de Pérdidas Técnicas dichas averías se pueden resumir en:

- Falla de comunicación
- Diferencia de fecha y hora actuales
- Alteración de la programación (parametrización)
- Errores de lectura
- Errores de conexión

### 5.10.2 POLÍTICA DE MANTENIMIENTO

La unidad de Pérdidas Técnicas, dentro de la EEQSA será el organismo encargado de realizar el mantenimiento de los medidores electrónicos ubicados a la salida de los alimentadores primarios a nivel de bajo voltaje, y es la Unidad de Mantenimiento de Subestaciones quien es la encargada de realizar, según normas y procedimientos ya establecidos del mantenimiento de los equipos que comprenden el sistema de medición ubicados en media tensión, como son los transformadores de potencial y corriente; además se requiere la coordinación conjunta con Mantenimiento de Subestaciones para la instalación nuevos equipos de medición.

Las ventajas de implantar un plan de mantenimiento preventivo es su bajo costo añadido al costo operativo esto debido a que se realizan lecturas periódicas del tipo mensual en cada medidor, si bien es cierto la falla un medidor no altera la producción; en lo que se refiere a la entrega de energía por parte de la distribuidora hacia los usuarios finales, una vez otorgada la Certificación ISO 9001 que se refiere al Sistema de Gestión de la Calidad de Procesos: la no entrega de las mediciones en la cadena de procesos puede resultar en la obtención de una **no** conformidad, y como se conoce la suma en exceso de las no conformidades puede ser causa para el retiro de la certificación ISO 9001, que en materia de imagen de la empresa este evento puede ser muy perjudicial.

### 5.10.3 CONSIDERACIONES ECONOMICAS

Una consideración importante es relacionar el costo que involucra cada medidor y el costo que involucra el personal y recursos utilizados para efectuar las diferentes inspecciones de mantenimiento, las siguiente tabla muestran el detalle de los costos antes mencionados.

Tabla 34 Costos de los medidores

MEDIDOR TIPO	NUMERO MEDIDORES	COSTO UNITARIO USD	COSTO UNITARIO POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO USD
LANDIS	27	420	4.83
NANSEN	161	510	4.83
TOTAL	188	93 450	909

De donde el mantener operativamente dichos medidores, presenta un beneficio económico indirecto, el cual puede resumirse en salvaguardar la inversión realizada.

### 5.11 ESTADÍSTICO DE FALLAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Para la determinación del período de mantenimiento se procedió a obtener el Registro Diario de Fallas por Alimentador Primario durante el año pasado (2004) y de esta manera descubrir e interpretar el conjunto de datos obtenidos y determinar las características que establezcan su comportamiento para fundamentar sobre la base de un comportamiento predictivo la toma de decisiones.

Tabla 35. Tablas de Fallas por Mes  $f_i$ 

MES	$f_i$	$F_i$	$h_i$	$H_i$
ENERO	106	106	5.2%	5.2%
FEBRERO	140	246	6.8%	12.0%
MARZO	184	430	9.0%	21.0%
ABRIL	269	699	13.2%	34.2%
MAYO	165	864	8.1%	42.2%
JUNIO	135	999	6.6%	48.9%
JULIO	137	1136	6.7%	55.6%
AGOSTO	210	1346	10.3%	65.8%
NOVIEMBRE	189	1535	9.2%	75.1%
OCTUBRE	205	1740	10.0%	85.1%
SEPTIEMBRE	186	1926	9.1%	94.2%
DICIEMBRE	119	2045	5.8%	100.0%

Donde:

Frecuencia absoluta  $f_i$ : ( de un determinado valor  $x_i$  ) al número de veces que se repite dicho valor.

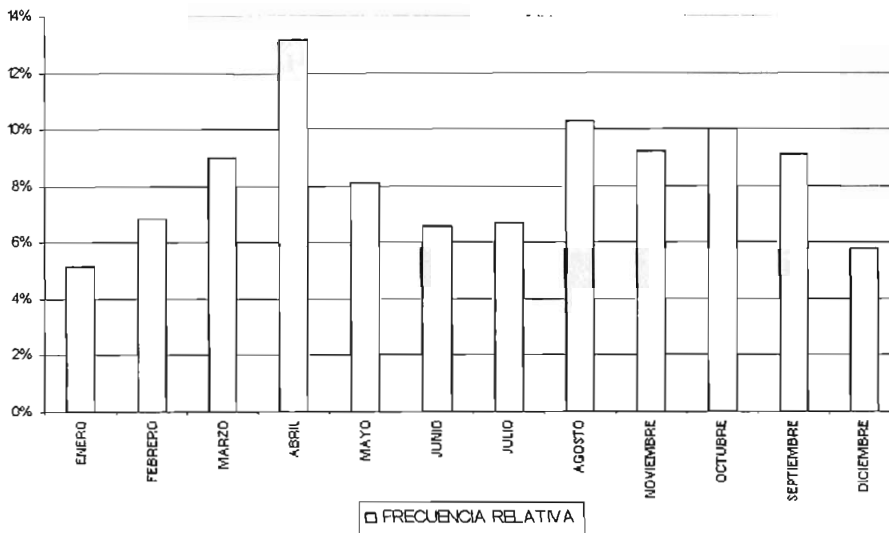
Frecuencia absoluta acumulada  $F_i$ : (de un determinado valor  $x_i$ ) a su frecuencia absoluta más la suma de las frecuencias absolutas de todos los valores anteriores.

Frecuencia relativa  $h_i$ : es el cociente  $f_i/N$  , donde  $N$  es el número total de datos

Frecuencia relativa acumulada  $H_i$ : es el cociente  $F_i/N$

Tanto la tabla como la gráfica estas muestran que el mayor numero de fallas se presenta en el mes de abril con un 13.2 % del total de fallas producidas; seguido en un 10.3 % para el mes de agosto. Como se observa el gráfico ayuda a un análisis más rápido que el de una tabla.

Gráfico 5.1 Frecuencia Relativa de Fallas



Por tanto estadísticamente se puede decir que el mes de abril es el de mayor incidencia de fallas en el año; los datos recopilados que sostiene tal afirmación se muestran detallados por subestación y primario en el ANEXO 10

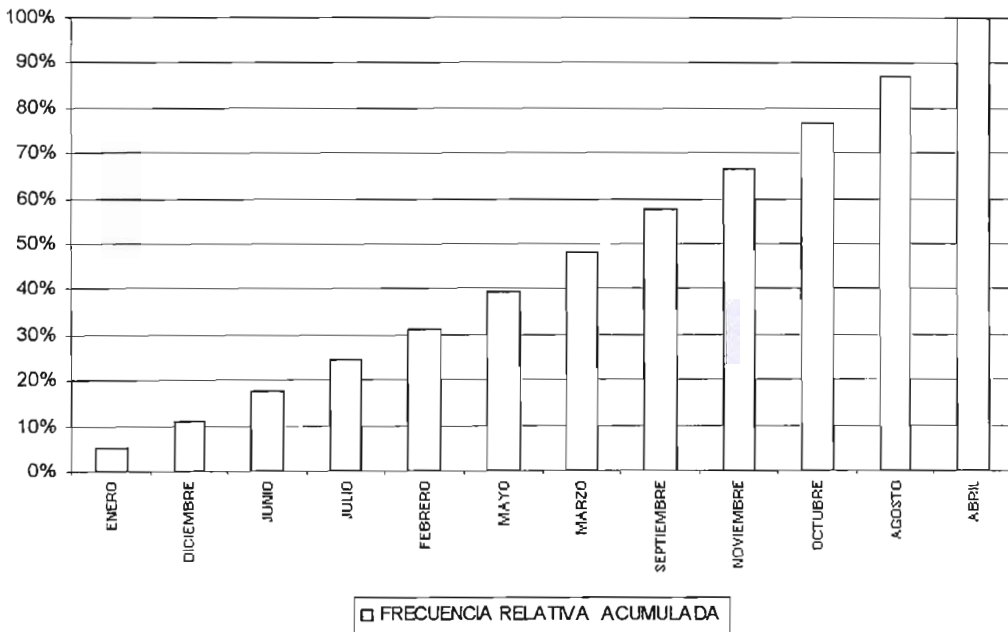


Una importante observación de este análisis resulta saber que solo los meses de octubre, agosto y abril reúnen juntos el 25 % de las fallas del sistema.

Se interpreta que siendo el mes de abril aquel período del año en donde se presentan las mayores precipitaciones de lluvia justifique el elevado número de fallas producidas y registradas anteriormente.

Respecto al mes de agosto, muchas de las fallas son provocadas debido al periodo de vacaciones que trae consigo los inevitables enredos de las cometas

Gráfico 5.2 Frecuencia Relativa Acumulada de Fallas



Ahora el objetivo de tener conocimiento de las fallas en los alimentadores primarios así como el mes de mayor ocurrencia sugieren que una vez transcurrido este período de tiempo es necesario una revisión del grupo de medición, puesto que la salida de un alimentador primario fuera del sistema involucra existencia tanto de sobre corrientes o sobre voltajes, ya sean por cortocircuitos o maniobras de reconexión, anomalías que serán inducidos en el equipo de medición afectando sus propiedades operativas.

Muy importante también resulta el conocer las subestaciones que más fallas presenta en el periodo de estudio, ya que este corolario pretende enumerar aquellas subestaciones que exhiben una prioridad en el mantenimiento de sus medidores

Gráfico 5.3 Estadístico de fallas por Subestación

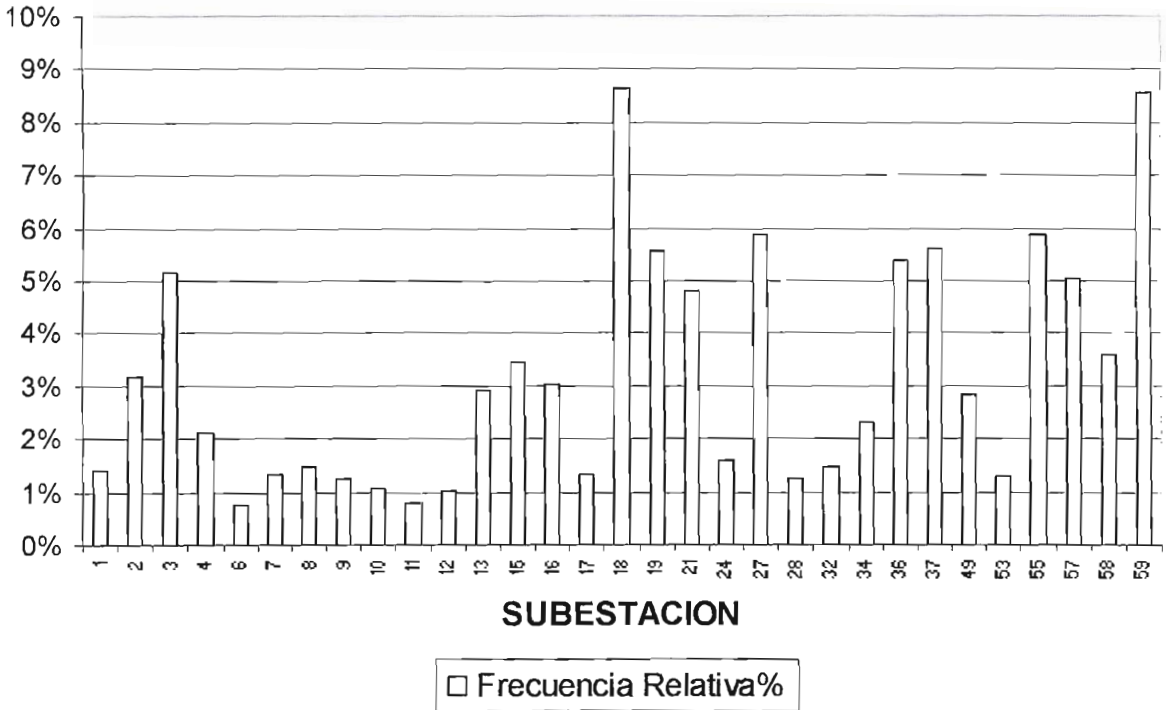


Gráfico 5.4 Estadístico de fallas por Subestación

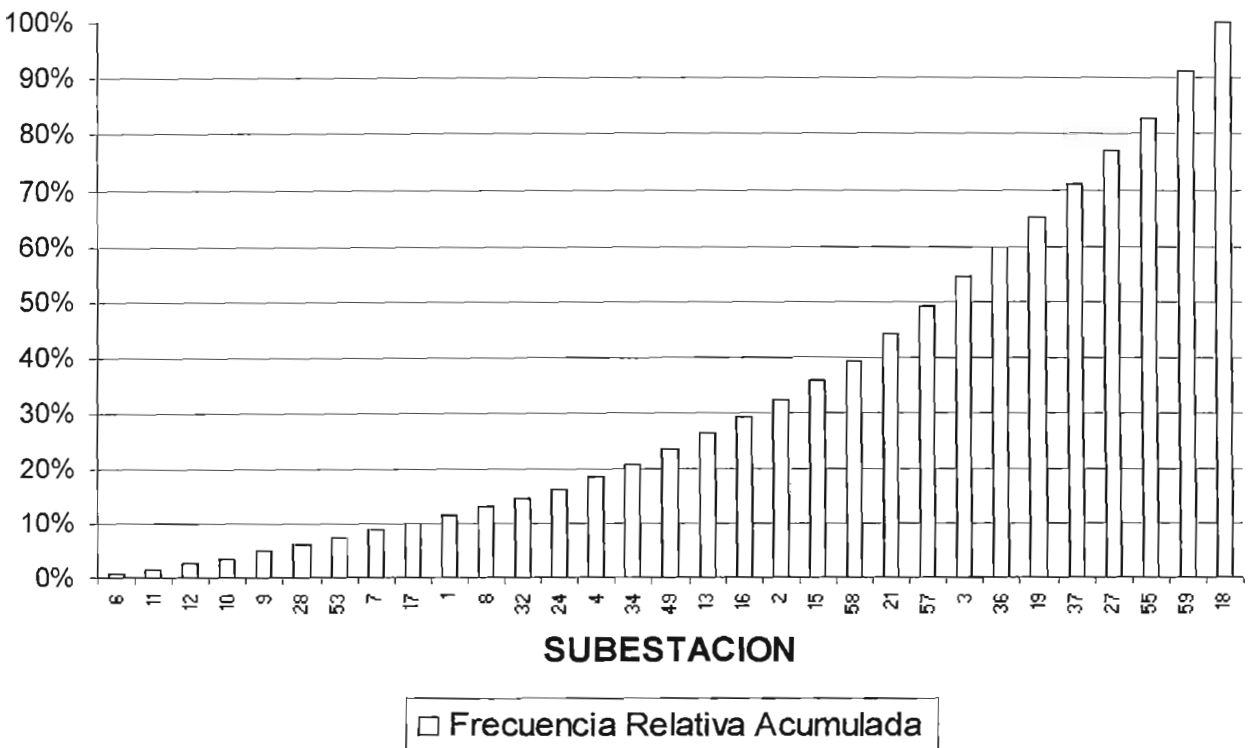


Tabla 36. Prioridad de mantenimiento en Subestaciones

SUBESTACION	CODIGO	TOTAL FALLAS
CRISTIANA	18	186
EUGENIO ESPEJO	59	185
SAN RAFAEL	27	127
SANGOLQUÍ	55	127
SANTA ROSA	37	121
COTOCOLLAO	19	120
TUMBACO	36	116
BARRIO NUEVO	3	111
POMASQUI	57	109
EPLICACHIMA	21	104
EL QUINCHE	58	78
EL BOSQUE	15	74
LULUNCOTO	2	69
RIO COCA	16	65
GRANDA CENTENO	13	63
LOS BANCOS	49	61
MACHACHI	34	50
CHIMBACALLE	4	46
CAROLINA	24	34
LA MARIN	8	32
SAN PABLO	32	32
OLIMPICO	1	30
SAN ROQUE	7	29
ANDALUCIA	17	29
PEREZ GUERRERO	53	28
MIRAFLORES	9	27
IÑAQUITO	28	27
EL DORADO	10	23
LA FLORESTA	12	22
BELISARIO QUEVEDO	11	17
ESCUELA SUCRE	6	16

## 5.12 PROCEDIMIENTO PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE MEDIDORES ELECTRÓNICOS EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION

La ejecución del mantenimiento preventivo de los medidores instalados dentro de las subestaciones de distribución ha de seguir el siguiente procedimiento, sin suponer que tiene una verdad absoluta y definitiva, sino todo lo contrario, ya que este procedimiento debe ser actualizado y revisado periódicamente.

### 5.12.1 ACERCA DEL PERIODO Y CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO

Dado el análisis estadístico de fallas en los primarios del total de subestaciones existentes dentro del sistema para el año 2004; se determina que el mes de mayor incidencia de fallas corresponde al mes de abril y el segundo mes de mayor incidencia corresponde al mes de octubre; por tanto estas fallas se verán reflejadas en los transformadores de corriente y potencial que ejecutan la medición, afectando así indirectamente los equipos de medición por lo cual se determina:

Que la periodicidad del mantenimiento será del tipo semestral tanto para variables físicas de instalación y programación; actividades descritas en el correspondiente instructivo. Su inicio comprende el primer día laboral del mes de mayo del presente año y su segunda ocurrencia tendría lugar en el mes de noviembre.

Sin embargo la periodicidad del mantenimiento puede simplificarse enormemente realizando un muestreo a los equipos así la estadística permite resolver el mantenimiento en forma más eficiente y optimizando recursos si se considera que en la actualidad los equipos de medida permiten guardar memoria masa de variables eléctricas (voltaje, corriente, demandas, energías, factor de potencia, frecuencia), memoria de eventos (cortes trifásicos, bajas de voltaje, subidas de voltaje, etc...) El muestreo se lo puede efectuar por nivel de voltaje de la subestación, por área urbana o rural y por tipo de curva de carga característica.

Entonces un reporte estadístico de los diferentes eventos sufridos por los medidores pueden agrupar los equipos más propensos a operar defectuosamente e incluso que puedan llegar a fallar.

Respecto al cronograma de actividades se realizarán las inspecciones de mantenimiento considerando la prioridad de mantenimiento, y cuyo información se muestra en la Tabla 35 "Prioridad de mantenimiento en Subestaciones"

### **5.12.2 ACERCA DE LA CALIFICACIÓN DEL PERSONAL**

Los encargados de realizar tanto las lecturas así como las prueba de los diferentes medidores instalados en las subestaciones deben poseer los siguientes conocimientos:

- Fundamentos de tecnología eléctrica de potencia
- Técnicas generales de mantenimiento eléctrico
- Métodos y práctica en seguridad eléctrica
- Operación de medidores analógicos y electrónicos

El presente programa inicialmente incluye un tecnólogo y un electricista con los conocimientos antes mencionados.

### **5.12.3 ACERCA DE LAS HERRAMIENTAS NECESARIAS**

#### a) De protección

- Casco de seguridad eléctrica de policarbonato
- Barbiquejo o fijador para casco de seguridad
- Guantes de cuero tipo electromecánico
- Pantalón y camisa de dotación
- Zapatos de cuero de protección eléctrica
- Lentes de seguridad ocular filtrante UV (rayos ultravioletas)

#### b) De pruebas

- Computador portátil y software respectivo
- Lector óptico
- Multímetro digital – Tipo pinza
- Probador de secuencia - secuencímetro
- Manuales de medidores
- Diagramas de conexión respectivos

#### 5.12.4 ACERCA DE LA SEGURIDAD ELÉCTRICA

La seguridad eléctrica es reconocer los riesgos asociados con el uso de energía eléctrica y tomar las precauciones ignoradas al pensar que los riesgos eléctricos no causan lesión o muerte. [ R15]

El riesgo eléctrico es una condición peligrosa, tal que, en contacto inadvertido o involuntario o en caso de falla de un equipo, puede producir susto, quemadura de llamarada de arco, quemadura termal, o explosión. [ R15]

En tal virtud para la elaboración del mantenimiento se ha de tener presente las siguientes consideraciones:

- Establecer el lugar del equipo eléctrico en una condición de trabajo eléctricamente segura antes del trabajo del personal de mantenimiento en o cerca de él. Constatar aislamientos, mecanismos que operan cerca, puesta a tierra, y circuitos de protección de forma de detectar los posibles riesgos eléctricos.
- Siempre asumir energizado cualquier conductor del circuito eléctrico, ya sea desnudo o aislado, hasta que quede demostrado por otra parte.
- Si debe manipular un conductor, de prueba en todos los conductores de la ausencia de voltaje antes de trabajar adelante o cerca de ellos.
- Únicamente personal calificado y autorizado debe trabajar adelante o cerca de los conductores del circuito eléctricos y partes del circuito de medición.
- Siempre usar el equipo de protección personal y herramientas de trabajo apropiadas.
- Manipular el equipo de acuerdo con los diagramas que operación y las instrucciones de fabricante.

### 5.12.5 ACERCA DE LAS TAREAS INVOLUCRADAS

Las tareas constituyen una revisión y maniobras sencillas tendientes a resolver problemas asociados con anomalías en los medidores; tareas que podrán ejecutarlas sin mayores dificultades una vez que se tenga un conocimiento previo del presente documento.

El personal asignado será responsable de realizar las siguientes pruebas y actividades descritas a continuación:

- a) Verificar señales de entrada - estos chequeos deben realizarse en las regletas de cada equipo; los chequeos consisten en verificar la presencia de las señales eléctricas: voltajes y corrientes. Es importante considerar que una incorrecta manipulación de estas señales puede provocar activaciones en las señales de voltaje de las protecciones y abrir los interruptores de potencia involuntariamente. Cualquier novedad al respecto debe reportarse a la Unidad de Despacho de Potencia
- b) Verificar cableado - pese a que el cableado es revisado varias veces durante la instalación, hay ocasiones en las que surgen problemas con la adquisición de datos; en este caso es importante revisar que cada hilo tenga el ítem identificativo respectivo y este correctamente acoplado con la regleta y sus terminales correspondientes.
- c) Verificar el estado y aislamiento de los conductores, borneras y regletas; aunque es inusual, es probable que las condiciones ambientales de una S/E sean lo suficientemente adversas como para deteriorar o inhibir el aislamiento de los hilos y por consiguiente causar daños a las señales. Es recomendable que el personal que inspecciona y manipule las señales posea la información acerca del diagrama de conexiones del medidor.
- d) Pruebas de puesta a tierra - Verificar los niveles de voltaje sometidos al medidor y que los mismos no superen las características técnicas especificadas anteriormente.
- e) Pruebas de programación - Mediante software determinar la correcta parametrización del medidor, es decir que el medidor se encuentre

registrando los diferentes parámetros eléctricos establecidos así como tiempos de integración y que la hora del medidor correspondan a la hora del sistema. Verificar constantes de programación, estado de la batería y parámetros de memoria.

- f) Pruebas de conexión - Mediante software determinar los diagramas fasoriales presentados y corregir la instalación si estos no proceden correctamente.
- g) Actualización del sistema operativo (De ser necesario)- Dada la evolución de los sistemas informáticos es necesario actualizar los distintos sistemas operativos para no tener un equipo dependiente de una sola versión en software.
- h) Recopilar y llenar hoja de reporte de datos – ver ANEXO 11
- i) Entregar resultados – reporte del mantenimiento.

De importancia fundamental resulta el reporte final de dicho mantenimiento, pues de él vendrán las correcciones efectivas al equipo de medición; así como las nuevas necesidades y por ende una renovación constante al procedimiento actual.

### **5.13 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES**

La tecnología innovadora actual ingresa al mercado unidades electrónicas de medición de alta técnica; las ventajas de tales sistemas de medición digitales incluyen la medida muy precisa; sin embargo también resulta un inconveniente la calibración de dichos equipos respecto de un equipo patrón de medida más aún si dichos equipos se encuentran instalados en diferentes sedes lejanas al centro operativo de la empresa distribuidora. [ R17]

Los siguientes párrafos tratan de dar aquellas definiciones y conceptos que son realmente importantes para las necesidades metrológicas de las empresas.

En primer lugar, se proporciona una definición de calibración como: *la operación de comparar la salida de un equipo de medida frente a la salida de un patrón de exactitud conocida cuando la misma entrada (magnitud medida)*



*es aplicada a ambos instrumentos.* Durante el proceso de calibración el equipo es verificado para un conjunto de puntos representativos de todo su rango de medida. [ R17]

Básicamente el proceso consiste en una comparación de los pulsos del patrón interno de una mesa de calibración a una determinada corriente y voltaje emitidos por el medidor. Caso sea necesario el software de la mesa de calibración da un ajuste (corrección) de la constante interna del medidor.

De aquí se pasa al concepto de trazabilidad, como cadena de calibración donde cada equipo es calibrado frente a otro de mayor exactitud, denominado patrón. Esta cadena termina sobre un patrón nacional o internacional.

Patrón primario: aquella realización de la unidad del Sistema Internacional de acuerdo con su definición.

Patrón de referencia: el que se emplea como último término de comparación en un ámbito dado, sea éste una industria dada, un hospital o un laboratorio.

Patrón de transferencia: el que sirve para comparar entre sí diferentes sistemas de medida que no pueden ser transportados para situarlos en un mismo ámbito y hacer la comparación directamente.

Patrón de trabajo: el que se usa de forma habitual para calibrar patrones e instrumentos de medida, por ejemplo, dentro de una planta de una industria.

Cada paso de la cadena de calibraciones debe estar realizado mediante un procedimiento aceptado por la comunidad científico-técnica y perfectamente documentado; los resultados también tienen que estar documentados.[ R17]

Frente a la ejecución de un plan de mantenimiento, es significativo considerar que la calibración de los medidores inspeccionados será una acción complementaria y necesaria al correcto desempeño de los medidores. Para ejecución de pruebas de calibración estas debe realizarse de acuerdo a

normas IEC – 736, Norma que es aplicable a equipos monofásicos o trifásicos utilizados para contrastación y pruebas en medidores de energía clases 0.5, 1 y 2.

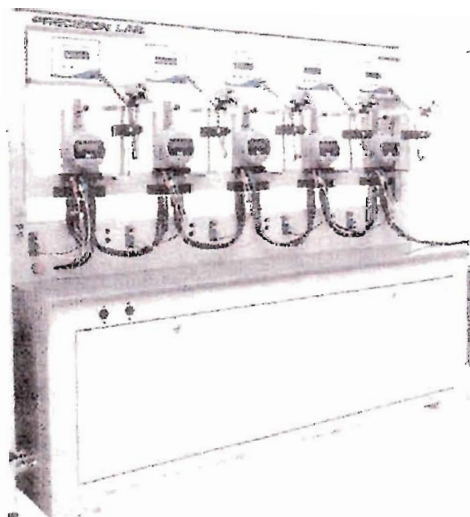
El actual Laboratorio de Medidores no dispone del equipo móvil con la tecnología capaz de suministrar el servicio de calibración para medidores de Precisión 0.5 en el lugar de instalación y únicamente se realizará la calibración de medidores en forma anual en el laboratorio de medidores en el Centro de Operaciones El Dorado.

Con tales antecedentes se considera la posibilidad de mejorar el sistema actual e implementación de un nuevo Sistema Móvil Electrónico de Calibración de Medidores de Energía Eléctrica con características requeridas según el ANEXO 13 ; vale mencionar que son muchos los fabricantes de medidores que presentan productos para la calibración de energía tanto en campo(equipos portátiles) así como equipos de calibración permanentes como el mostrados en la siguientes figuras.

Gráfico 5.5 Equipo de Calibración Portátil



Gráfico 5.6 Mesa de Calibración Fija



Dicho de paso la calibración de medidores asocia un nuevo concepto denominado incertidumbre de medida con importantes conclusiones y que será brevemente analizado.

### **5.13.1 INCERTIDUMBRE**

Dado que toda medición está sujeta a errores aleatorios, es imposible entregar correctamente un resultado completo sin indicar cual es su incertidumbre, la cual es un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que podrían ser razonablemente atribuidos a una magnitud particular sujeta a medición.  
[R18]

El siguiente compendio establece los principios y los requisitos con los cuales debe familiarizarse el laboratorio de medidores para la evaluación de la incertidumbre de medida en calibraciones y para la expresión de dicha incertidumbre en los certificados de calibración.

### **5.13.2 IDEAS GENERALES Y DEFINICIONES**

La expresión del resultado de una medición está completa sólo cuando contiene tanto el valor atribuido al mensurando como la incertidumbre de medida asociada a dicho valor. En el presente documento, todas las magnitudes que no se conocen exactamente se tratan como variables aleatorias, incluso las magnitudes de influencia que pueden afectar al valor medido, definiendo así:

**Incertidumbre de medida** .- parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que pueden atribuirse razonablemente al mensurando.

**Variable aleatoria**, variable que puede adoptar cualquier valor de un determinado conjunto de valores y que está asociada a una distribución de probabilidad.

Mensurando.- magnitud concreta objeto de la medición.

Capacidad óptima de medida.- incertidumbre de medición más pequeña que puede conseguir un laboratorio para una determinada magnitud en condiciones ideales de medición.

En el caso de las variables aleatorias, la varianza de su distribución o la raíz cuadrada positiva de la varianza, llamada desviación típica, se utiliza como medida de la dispersión de los valores. Así la incertidumbre típica  $u(q)$  asociada a la estimación de entrada  $q$  es la desviación típica experimental de la media  $s(q)$ . [ R18]

$$u(\bar{q}) = s(\bar{q})$$

### 5.13.3 FUENTES DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDA

Los fenómenos que contribuyen a la incertidumbre y por tanto al hecho de que el resultado de una medición no pueda ser caracterizado con un único valor, se denominan fuentes de incertidumbre. En la práctica, pueden existir muchas fuentes de incertidumbre en una medición entre ellas las siguientes: [ R18]

- a) Definición incompleta del mensurando
- b) Realización imperfecta de la definición del mensurando
- c) Muestreo no representativo - la muestra medida no representa el mensurando definido
- d) Efectos no adecuadamente conocidos de las condiciones ambientales o mediciones imperfectas de las mismas;
- e) Límites en la resolución del instrumento;
- f) Valores inexactos de los patrones y materiales de referencia utilizados en la medición
- g) Valores inexactos de constantes y otros parámetros obtenidos de fuentes externas y utilizados en el algoritmo para la obtención de datos

h) Aproximaciones e hipótesis incorporadas en el método y el procedimiento de medición

En conclusión la incertidumbre como resultado de una medición refleja la falta de un conocimiento completo del valor del mensurando; de modo que, un conocimiento completo de la variable a medir exigiría una cantidad infinita de información esto pues resulta en un gasto innecesario de recursos para a la larga finalmente obtener únicamente un estimado de la medición.

## **CAPITULO 6**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **6.1 CONCLUSIONES**

- Se ha elaborado un documento con el que se puede estudiar y comprender fácilmente las funciones de un medidor electrónico de energía; no obstante si se desea profundizar en algún tema será necesario revisar las referencias descritas al final del documento.
  
- Actualmente los medidores se encuentran en condiciones operativas normales; esto debido al mantenimiento inicial que se efectuó durante el levantamiento de los mismos.
  
- El sistema de medición descrito ha conseguido incrementar la capacidad de medida al método tradicional de medición manual existente hasta hace poco: es decir la información requerida tiene un adecuado grado de exactitud y sus registros son obtenidos & procesados rápidamente y pueden ser almacenados en períodos de considerada extensión gracias a la implantación de una base de datos.
  
- Para una empresa Distribuidora como la E.E.Q.S.A. la instalación de medidores a la salida de los alimentadores primarios así como de su correcta operación, depende el conocimiento cabal de la energía disponible en su sistema de distribución.
  
- Es necesario de una correcta manipulación del sistema de mediciones para así conocer el estado del sistema eléctrico, para cuantificar la energía consumida, para establecer tendencias de consumo, planificando así la compra necesaria de energía y para poder controlar la calidad del suministro, entre otros usos.

- Es indiscutible que la implementación de sistemas de telemedida es de gran prioridad dado que es viable un acceso a la facturación de forma instantánea, sin ser necesaria la actuación del personal de la Empresa. Eléctrica, sobre todo dada la enorme reducción en los tiempos de recuperación de mediciones en sitio. Sin embargo dicha implementación de momento deberá esperar la resolución económica de las respectivas autoridades departamentales.
- La precisión que se puede alcanzar en la medida, depende no sólo del medidor electrónico; sino sobre todo del sistema completo de medida, es decir de los diferentes instrumentos utilizados para la obtención de los distintos datos (medidor – transformadores de potencial – corriente), así también depende del manejo del dispositivo completo de medida.
- No siempre es conveniente tender a alcanzar la mayor precisión posible, ya que por lo general los aparatos resultan más costosos cuanto mayor sea su calidad y en ocasiones aumenta su sensibilidad a las perturbaciones del sistema; sobre todo, como se observó la medición obtenida es únicamente un estimado del parámetro sujeto a medición.
- En general el personal técnico no se encuentra capacitado para manipular equipos electrónicos de alta tecnología y los pocos capacitados no conocen a cabalidad de su manejo, de sus propiedades y características sino a breves rasgos.
- Sobre el personal que labora en el departamento de mantenimiento, se ha formado una imagen de una persona tosca, uniforme sucio, lleno de grasa, mal hablado, lo cual ha traído como consecuencia problemas en la comunicación entre las áreas administrativas con este departamento ya que existe erróneamente un mal concepto de la imagen del personal de mantenimiento que efectúa una labor muy útil y necesaria para el desarrollo cabal de cualquier tipo de empresa.

- Debe existir un laboratorio capaz de emitir reportes de calibración y contrastación de medidores electrónicos de varios modelos ya sean monofásicos o trifásicos.
- Finalmente las mediciones en los diferentes alimentadores primarios proporcionan el soporte técnico que beneficia directamente varios estudios de ingeniería que hasta muy poco se lo realizaban empíricamente y es así que las mediciones hoy en día son fuente de información fidedigna y de trascendental importancia para la operación del Sistema de Distribución.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Es de conocimiento general que la empresa eléctrica realiza las lecturas de sus diferentes abonados por medio de personal que efectiviza la lectura del medidor de manera periódica, mediante recorridos conocido como *rutas de lecturas*, de igual manera debido a la necesidad periódica de obtener los registros de los medidores instalados en los diferentes alimentadores primarios se recomienda la implementación de las llamadas rutas de lecturas, es decir, que las lecturas no deben ser realizadas en forma aleatoria.
- Se debe mejorar la capacitación del personal, referente a la operación y conocimiento de las características de cada tipo de medidor adquirido y de igual forma es responsabilidad del personal técnico mantener dichas habilidades, se recomienda una lectura completa de los diferentes manuales si se pretenden aprovechar realmente las propiedades de cada elemento.
- Es recomendable ejecutar y conservar el programa de mantenimiento propuesto en los períodos establecidos; esto resultará de gran beneficio para la correcta operación de los medidores y sus múltiples ventajas &



beneficios ya descritos, sobre todo actualmente puesto que las garantías que sobre los equipos se tiene ya no se encuentran en vigencia .

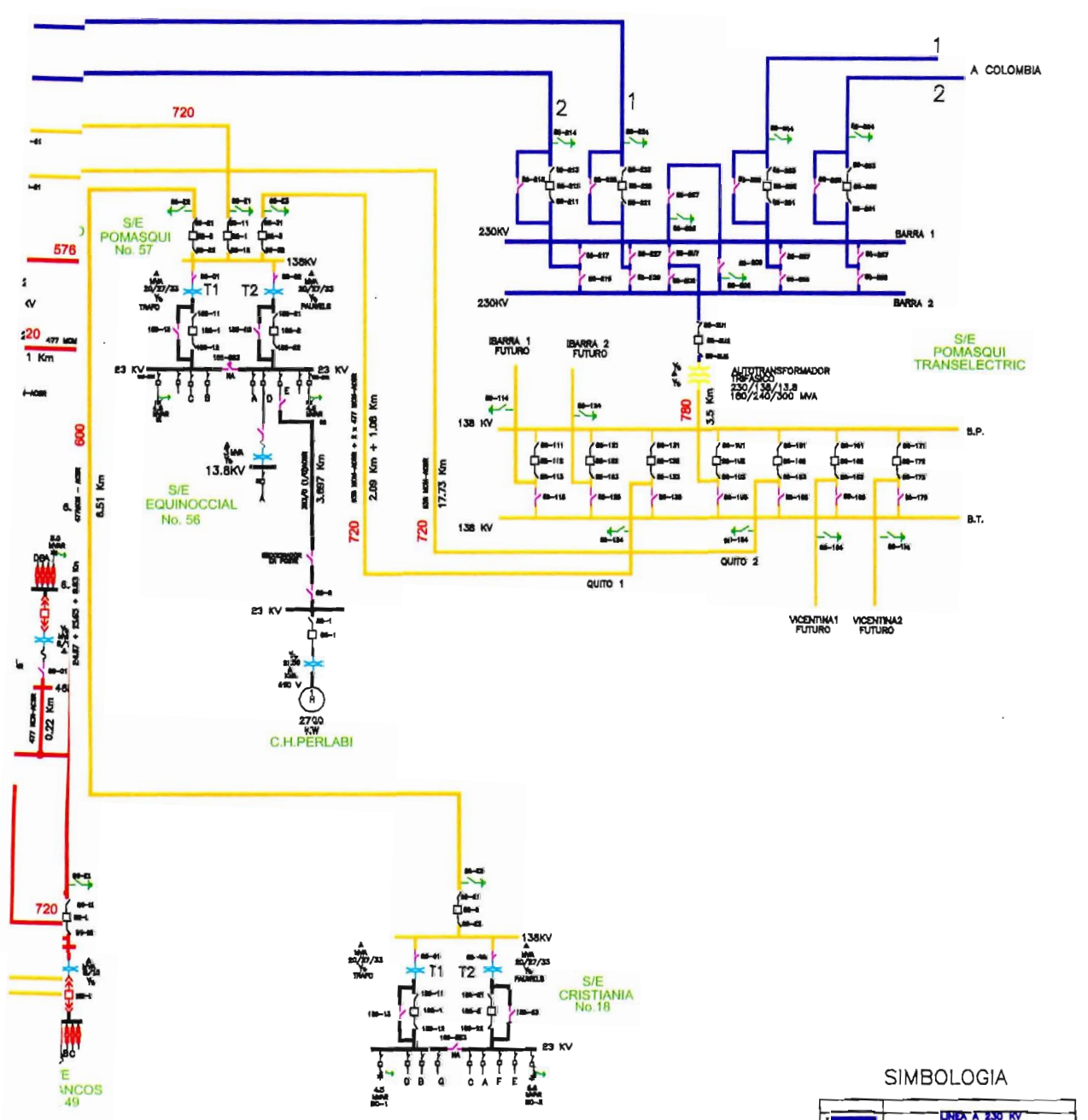
- Se recomienda la instalación de una regleta de conexiones individual por cada medidor(no todos los medidores la poseen), pues esta es de vital importancia para labores de mantenimiento, esto debido a que las regletas cortan las señales de voltaje y corriente eliminando así el riesgo que existe al manipular las señales y ocasionar fallas en la red.
- Debido a la experiencia adquirida en la operación de los medidores y aquella obtenida mediante la realización del presente trabajo, se recomienda que al momento de adquirir nuevos equipos de medición considerar las diferentes características técnicas propuestas.
- De similar manera los aspectos técnicos que se recomiendan frente a la posibilidad de una nueva implementación o una ampliación del sistema de calibración de medidores, sean tomados muy en cuenta.
- Administrar correctamente la base de datos Oracle es decir; que las mediciones ingresadas contengan únicamente datos que representen claramente las características operativas del sistema de distribución y que el personal a cargo de la base de datos promueva medios de “interface “ de manera de realizar consultas y reportes sobre las mediciones contenidas.

## CAPITULO 7

### 7.1 BIBILOGRAFIA

- [ R1] Medidas Eléctricas.- Ramírez Vázquez enciclopedia CEAC Barcelona España 1984
- [R2] Calidad y Uso Racional de la Energía Eléctrica - Enciclopedia CIRCUTOR- España 2001
- [ R3] Catalogo ABB - Propiedad Ing. Luis TAPIA
- [ R4] Manual medidor Landis
- [ R5] Manual medidor Nansen
- [ R6] A Comparative Introduccion to ANSI Metering Standart – Metering International Magazine Febrero -2003
- [ R7] Manual de Funciones E.E.Q.S.A.
- [ R8] Manual de Funciones de La Unidad de Pérdidas Técnicas
- [ R9] Proyecto de Control y Reducción de Pérdidas - OLADE Quito Ecuador 2000
- [ R10] A New Method to Calculate the Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads IEEE - Ing. Mentor Poveda
- [ R11] Elementos de Estadística General y Educativa - Dr A. Vasconez 1984
- [ R12] Sistemas de Control SCADA - Carmen D'Sousa Marzo 2000
- [ R13] Ingeniería Económica - E. Paúl DeGarmo & William Sullivan Prentice Hall México 1998
- [ R14] Electrical Power Equipment Maintenance and Testing - Paul Gill 1998 Marcel Dekker INC.
- [ R15] Seguridad Eléctrica en Subestaciones de Distribución E.E.E.Q.S.A Febrero 2005
- [ R16] Manual de Procesos del Laboratorio de Medidores E.E.E.Q.S.A. Febrero 2005
- [ R17] Calibración de Equipos de Medida Industriales Según ISO 9000 Adolfo Hilario - Universidad Politécnica de Valencia
- [ R18] Expression of the Uncertainty of Measurement in Calibration Edition 1 April 1997. Traducción por CEA 1 Enero 1998

## **ANEXOS**



**SIMBOLOGIA**

	LINEA A 230 KV
	LINEA A 720 KV
	LINEA A 48 KV
	TRANSFORMADOR DOS DEVANADOS
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	DISYUNTOR DEBENCHUFABLE
	DISYUNTOR
	BANCO DE CAPACITORES
	RECONECTOR
	FUSIBLE
	CONEXION A TIERRA
	TRANSFORMADOR TRES DEVANADOS
	CONEXION ESTRELLA
	CONEXION TRIANGULO
	DERIVACION Y/O UNION SOLIDA
	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA
	SECCIONADOR MOTORIZADO
	REGULADOR DE VOLTAJE

EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

**DIAGRAMA UNIFILAR  
AÑO 2005**

PROYECTO:	REVISO:	ESCALA:
DIENLO:	DESPLAHO DE CARGA	HOJA 1 DE 1
ACTUALIZADO POR DEIAS BARELLO	FECHA: 06/11/2005	

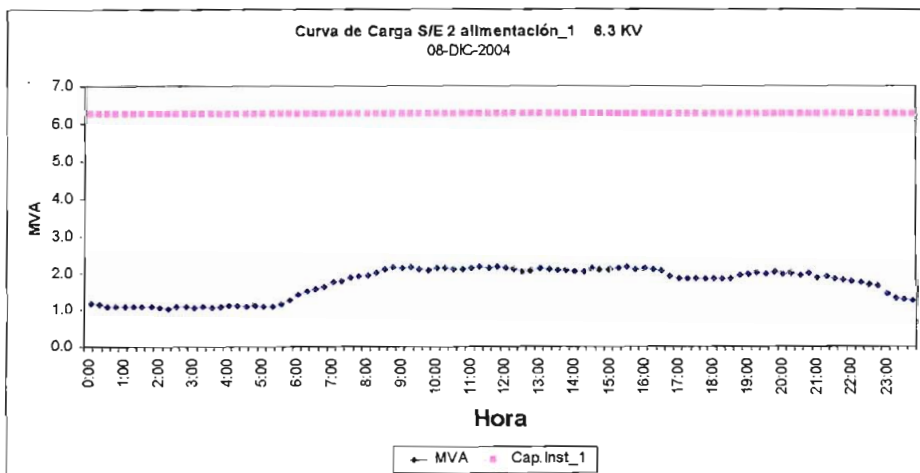
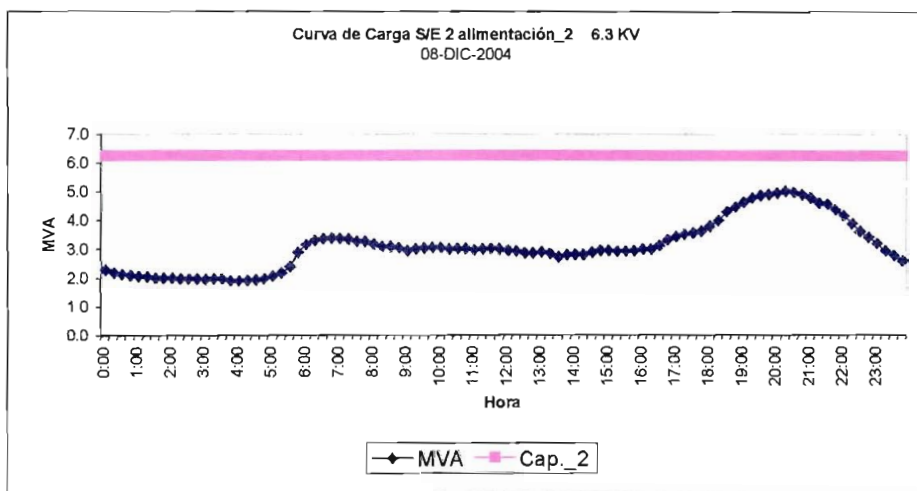
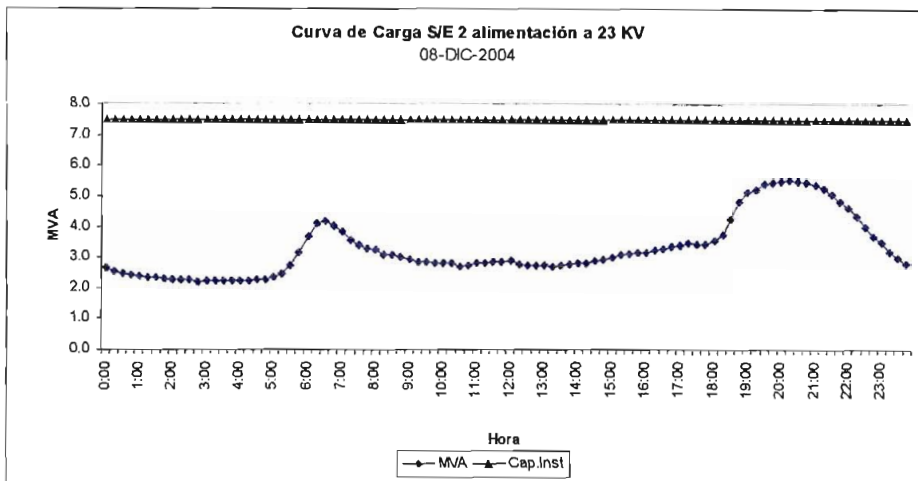
S/E  
HC/JB-P  
No.30  
5KV 250  
1% 1%  
MA 64/7.8

S/E  
B-PAPAL  
No.54

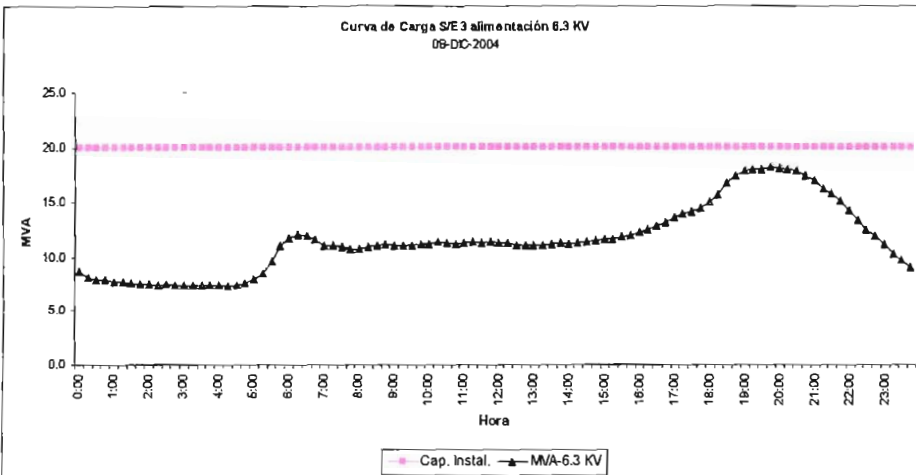
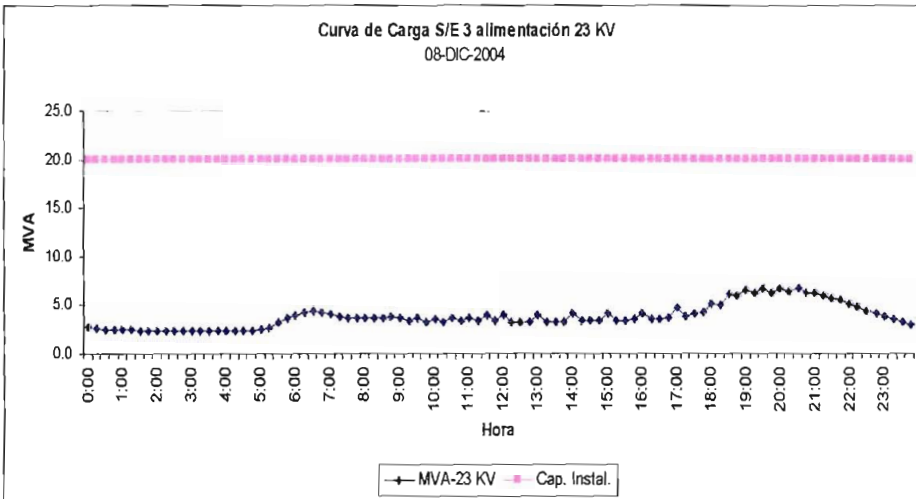
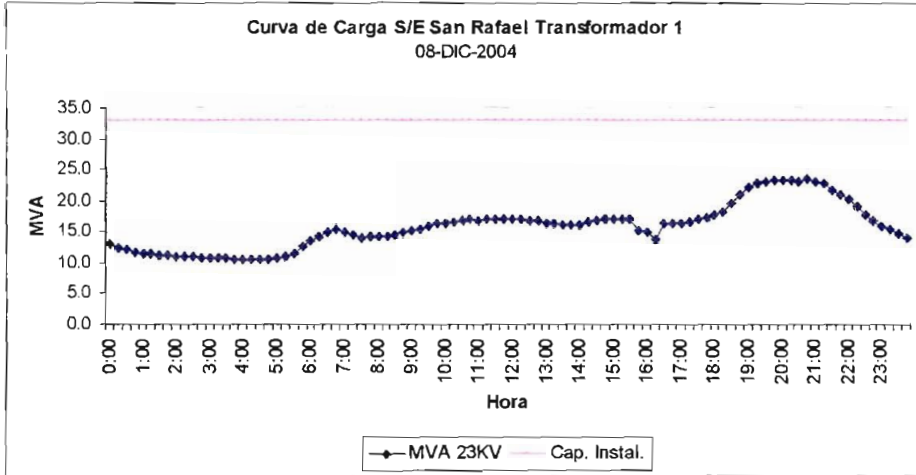




### ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION

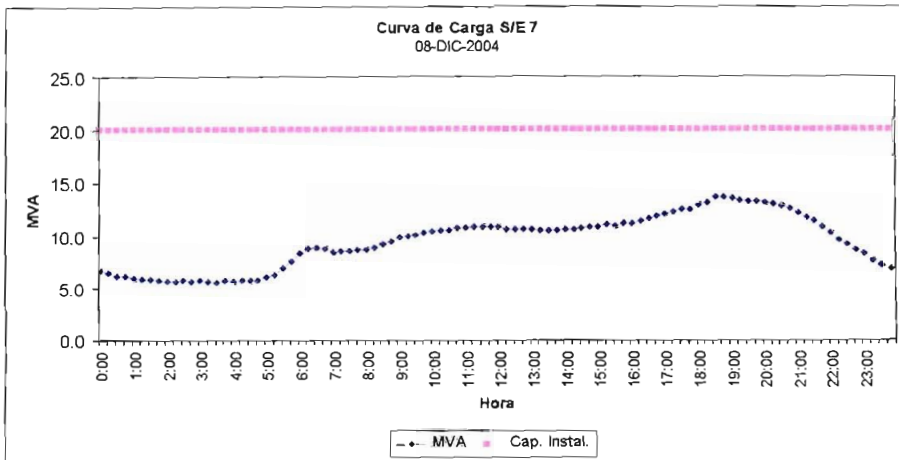
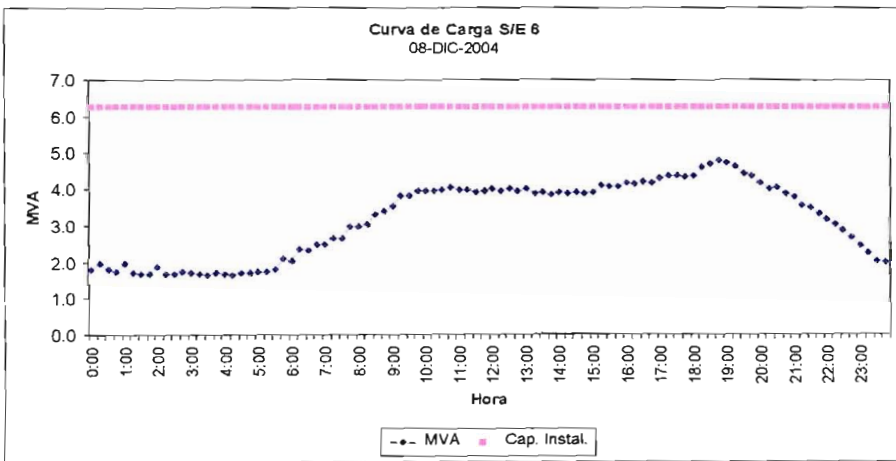
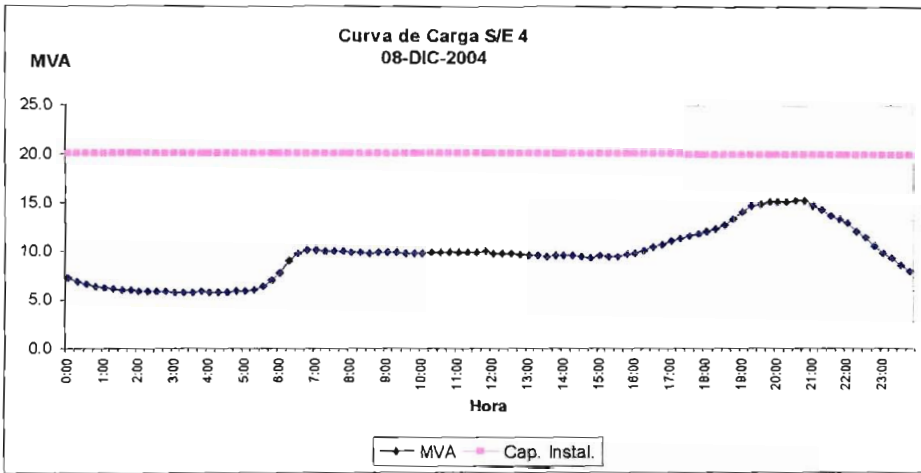


ANEXO 3  
CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION

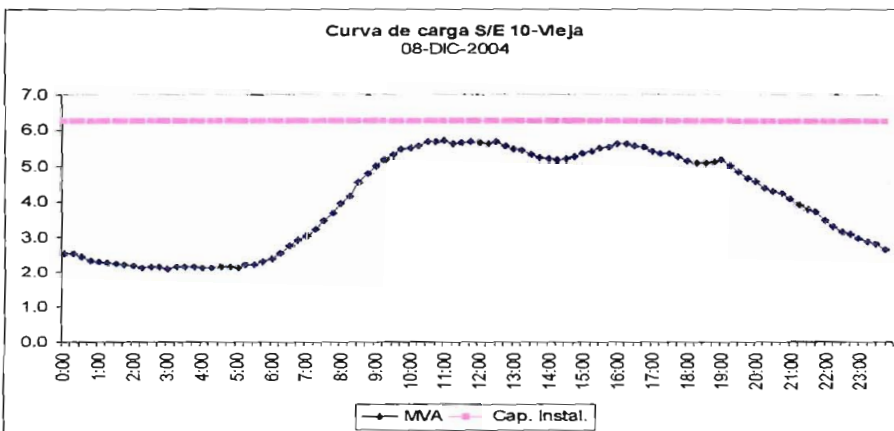
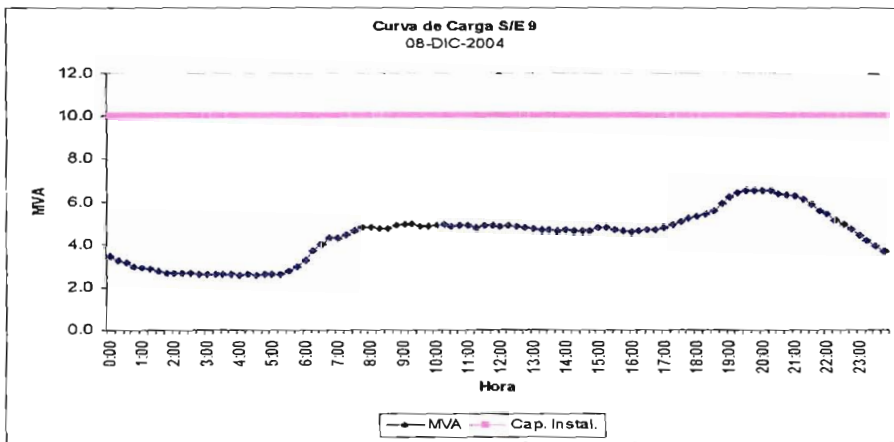
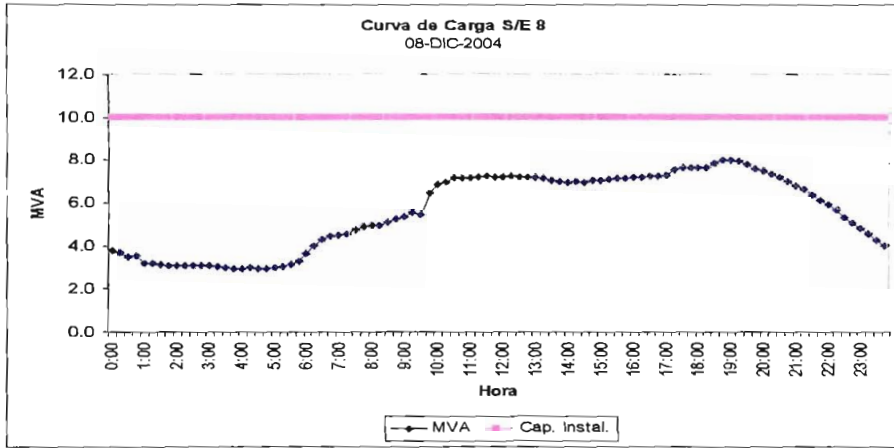




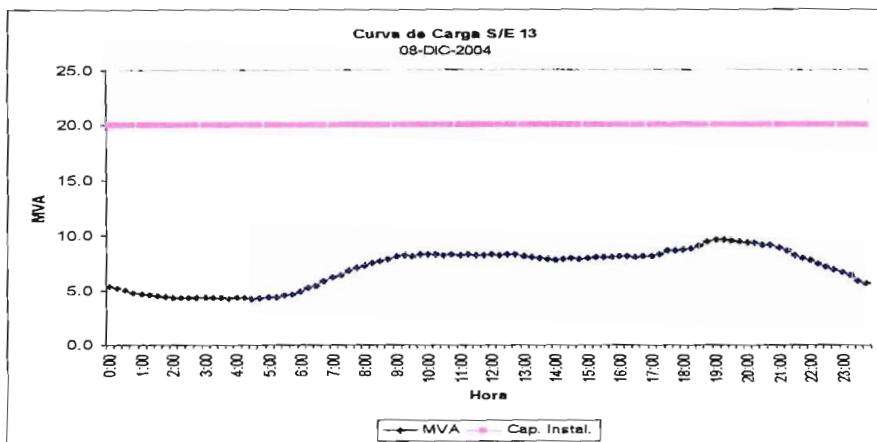
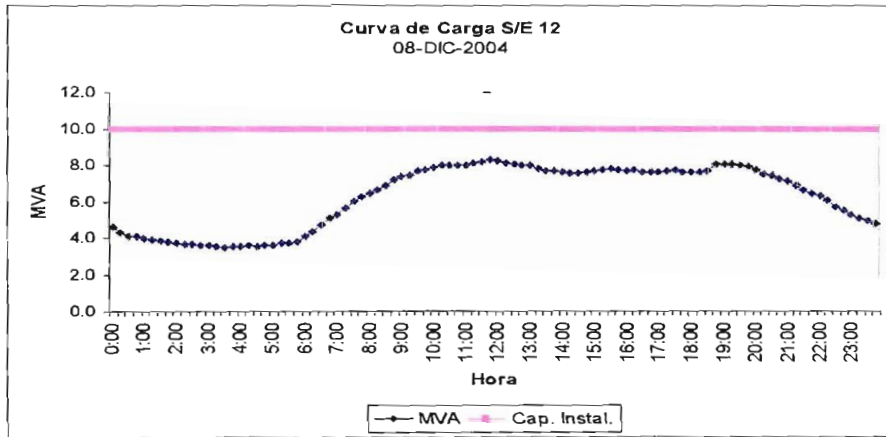
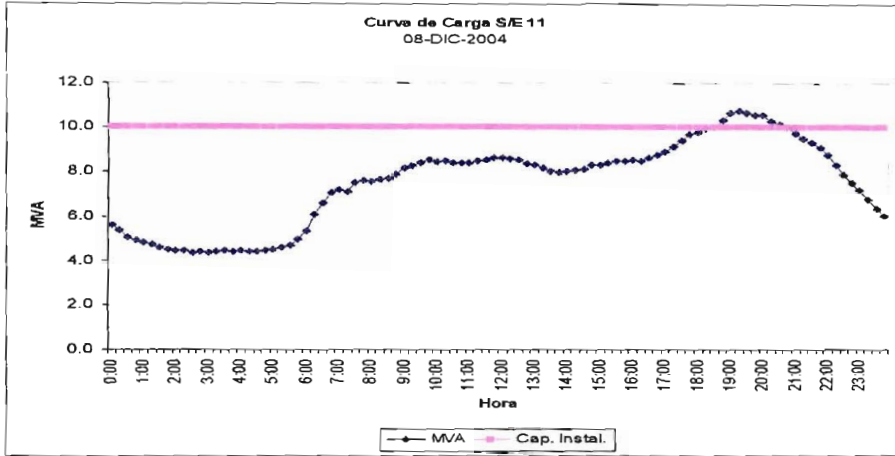
ANEXO 3  
CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



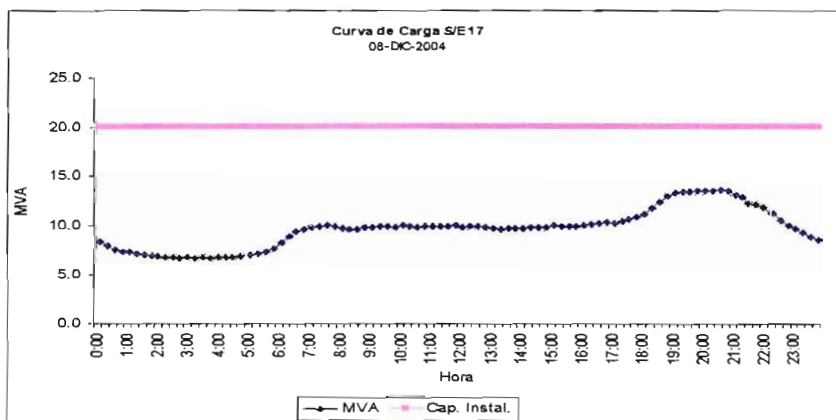
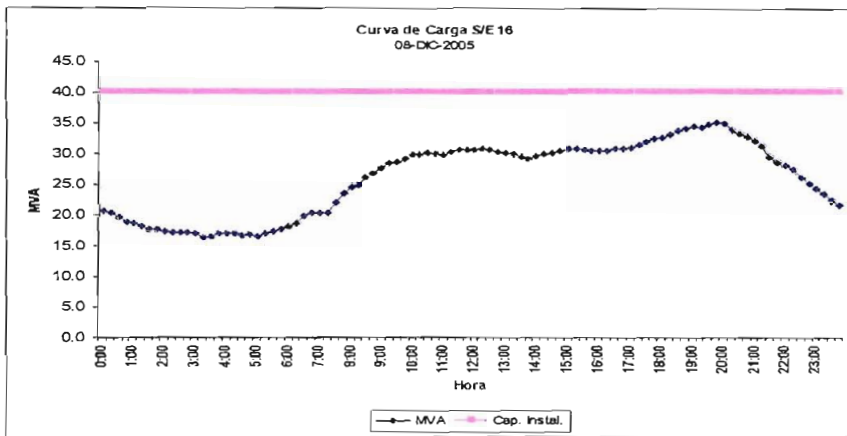
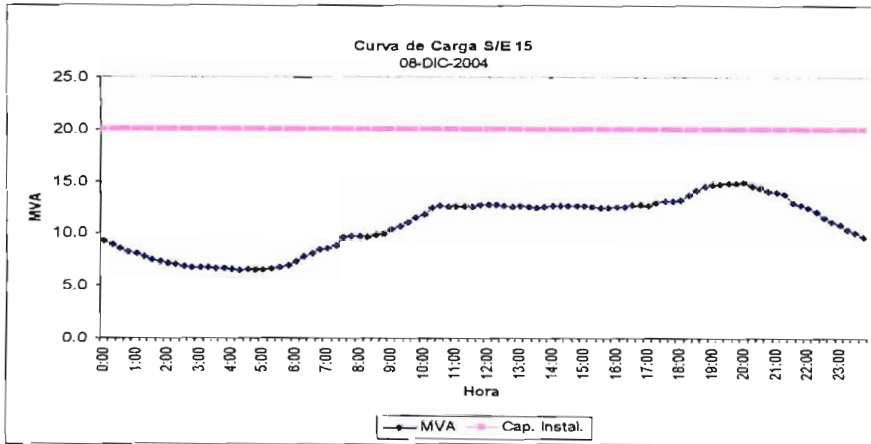
# ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



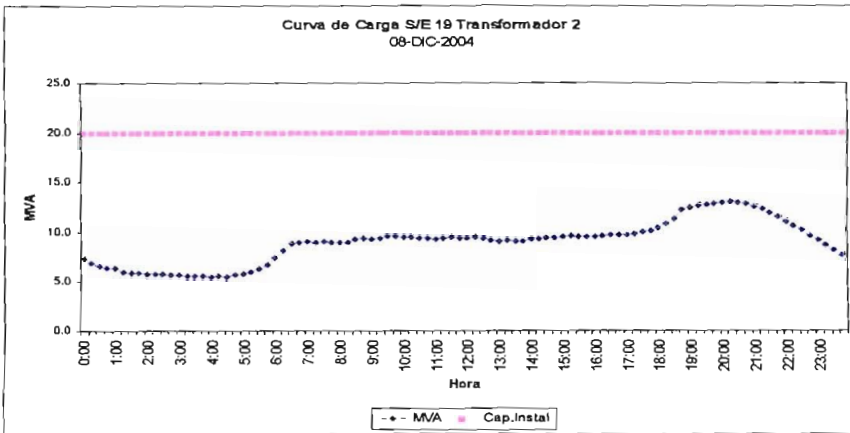
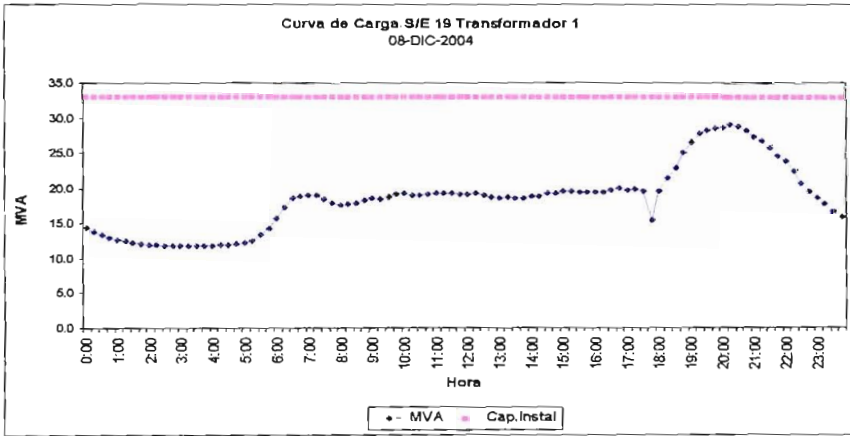
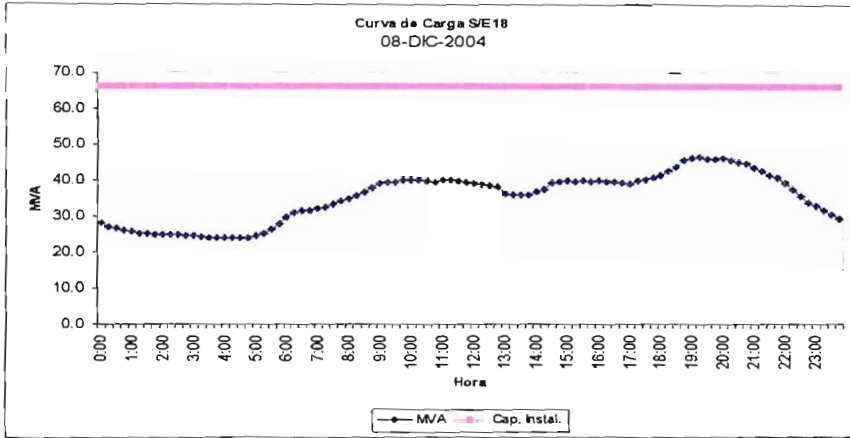
# ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBSTACION



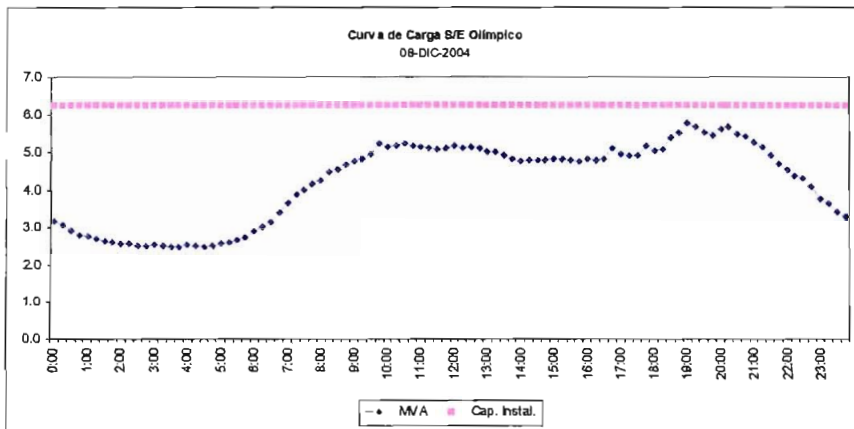
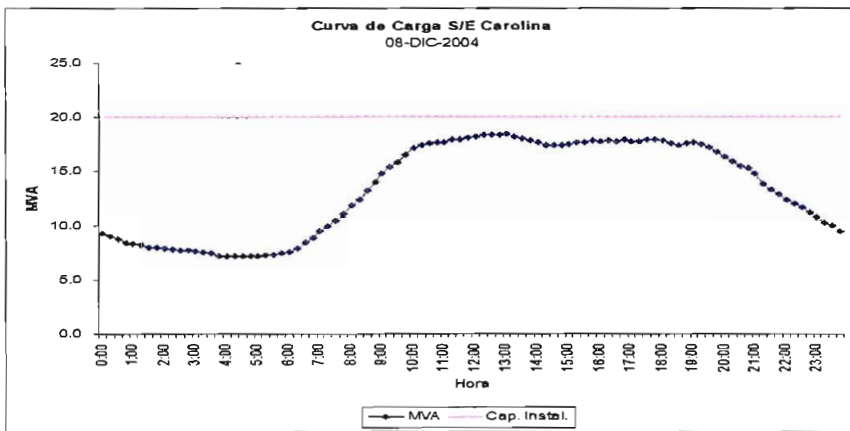
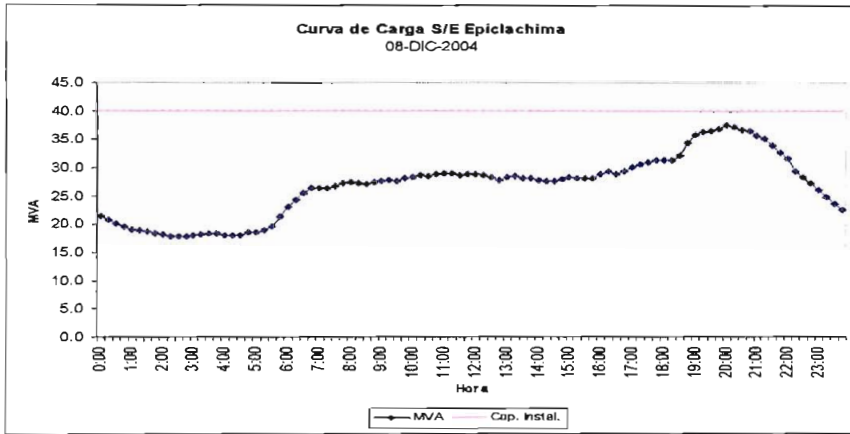
### ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



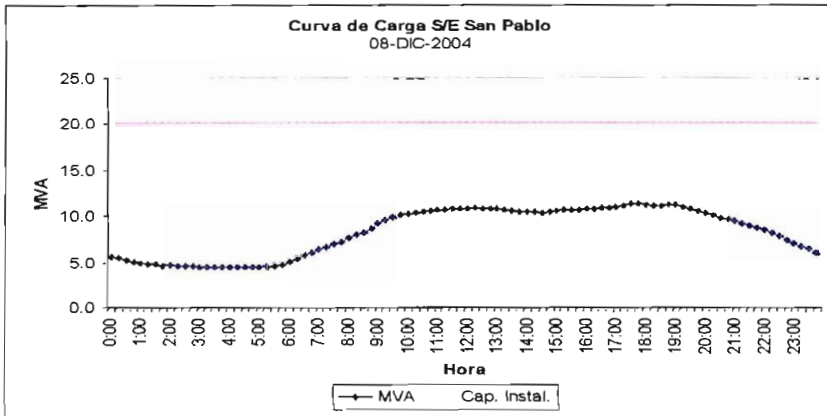
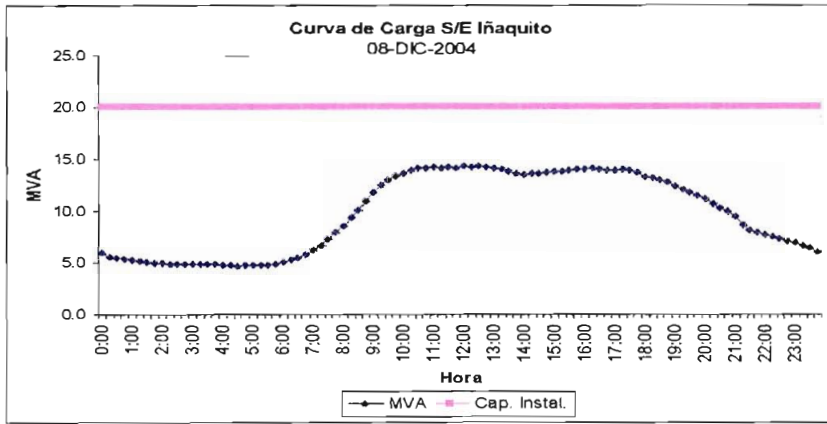
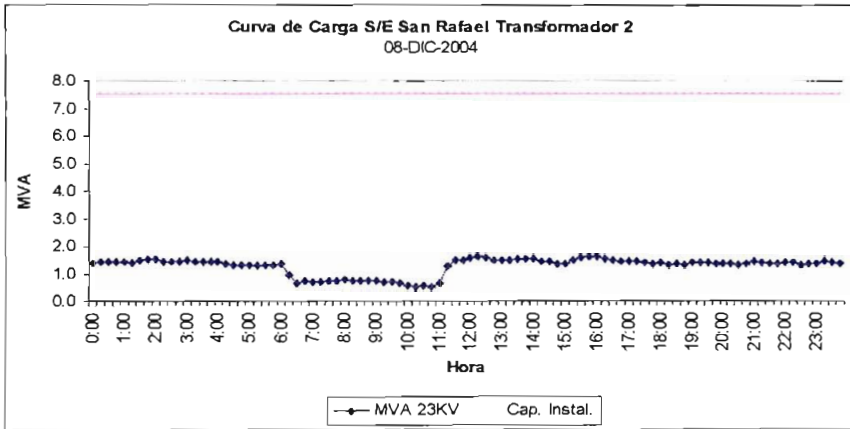
# ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



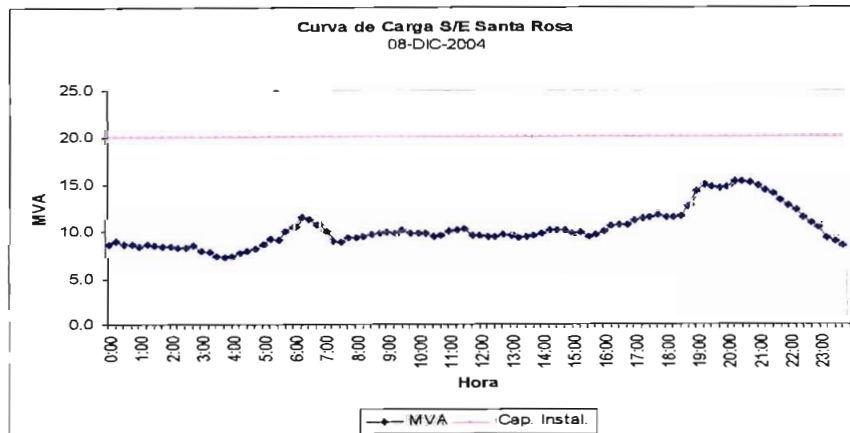
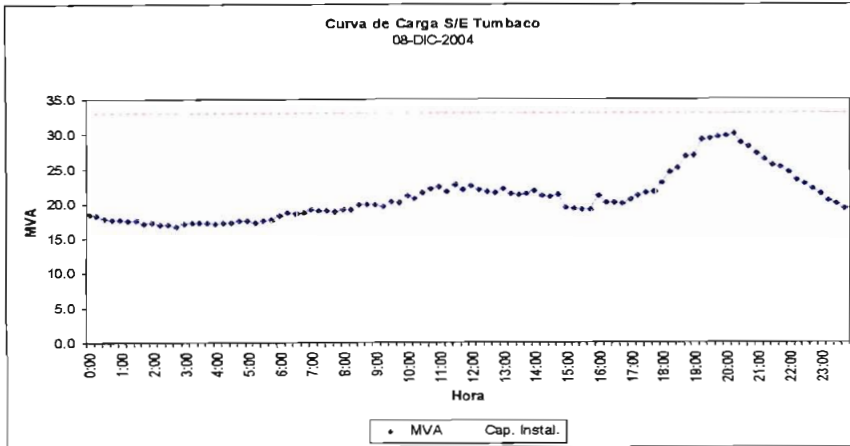
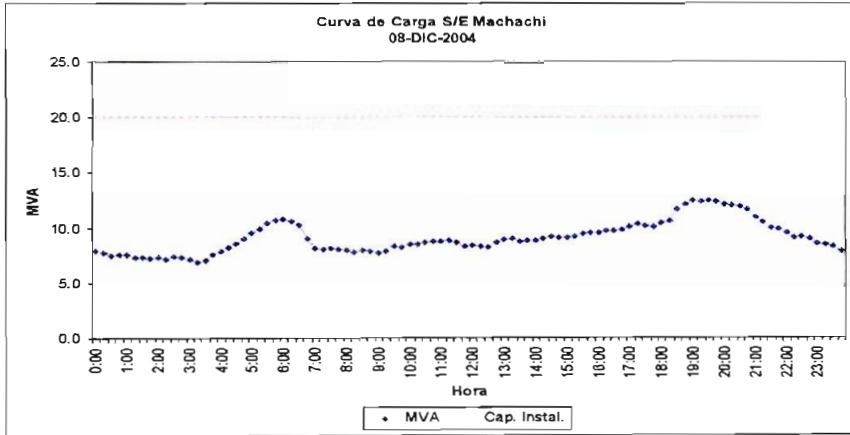
### ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



### ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION

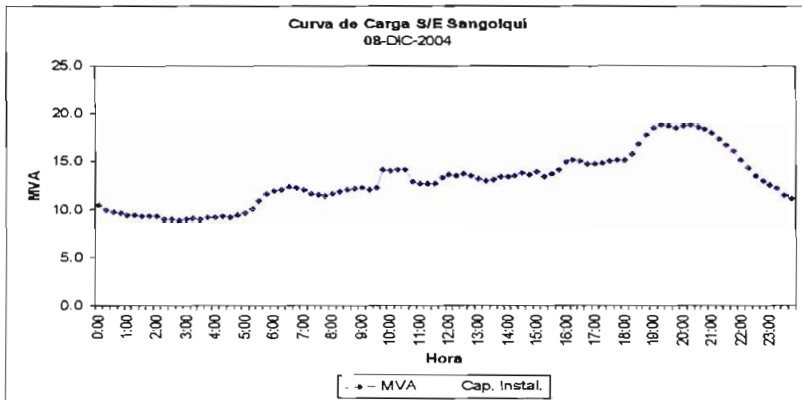
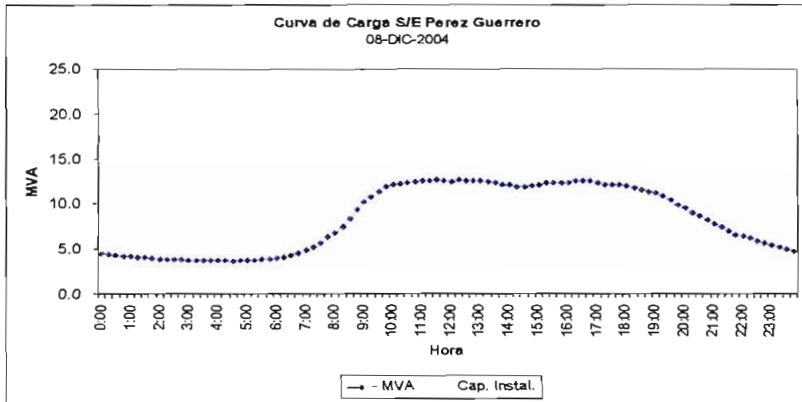
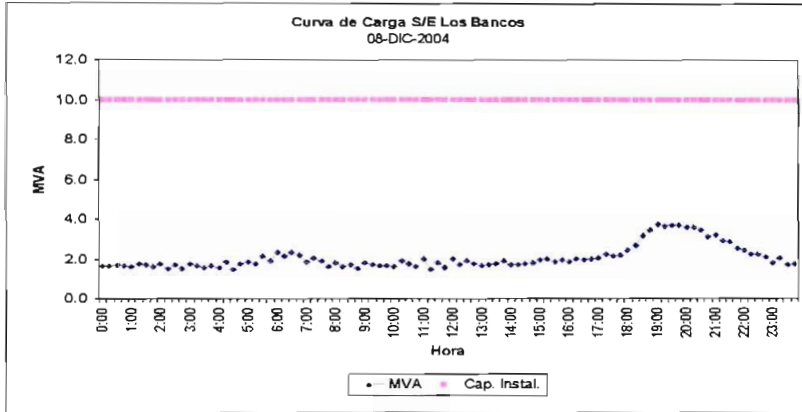


### ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION

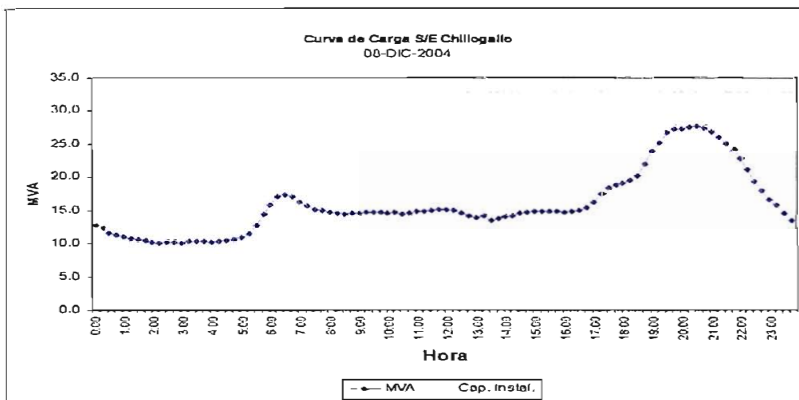
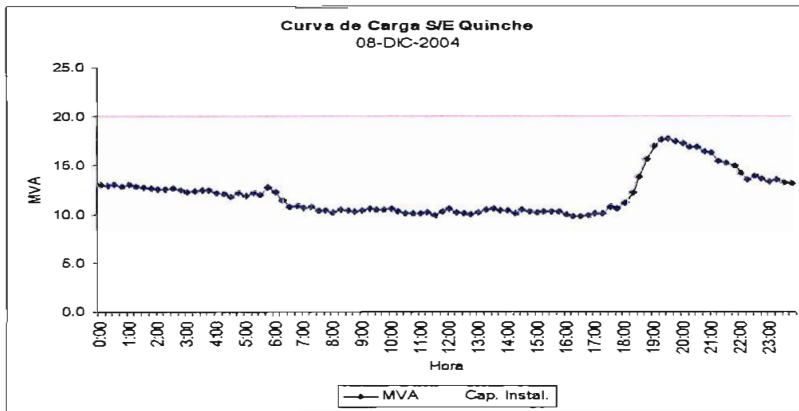
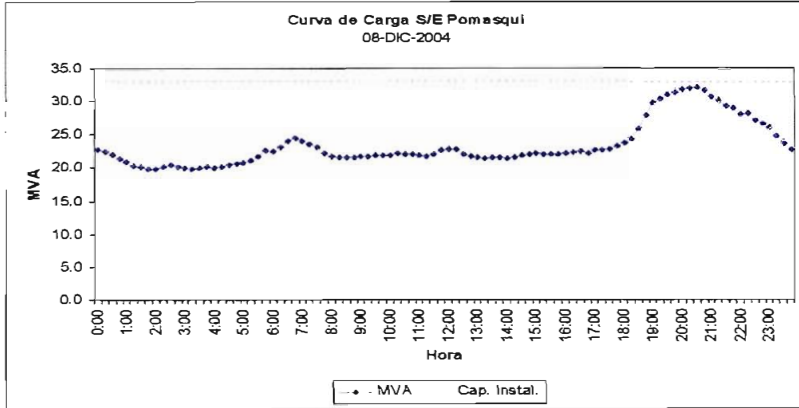




# ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



# ANEXO 3 CURVAS DE CARGA POR SUBESTACION



RESULTADO DE MEDICIONES  
DE PRIMARIOS

MES- DIC 2004

Código Subestación	Nombre Subestacion	Primario	Voltaje Barra [KV]	Demanda Maxima [KW]	Potencia Reactiva a Dmax [KVAR]	Factor de Potencia a Dmax	Factor de carga	Factor pérdidas	Energía Mensual [KWH]
1	OLIMPICO	D	6.3	2575	683	0.97	0.66	0.49	1262
1	OLIMPICO	E	6.3	2868	1045	0.94	0.63	0.46	1350
2	LULUNCOTO	A	22.8	5330	1639	0.96	0.53	0.34	2097
2	LULUNCOTO	B	6.3	1938	1288	0.83	0.61	0.42	873
2	LULUNCOTO	C	6.3	2116	800	0.94	0.58	0.40	913
2	LULUNCOTO	D	6.3	2996	578	0.98	0.53	0.31	1171
3	BARRIONUEVO	A	6.3	4666	1538	0.95	0.59	0.43	2065
3	BARRIONUEVO	B	6.3	2709	773	0.96	0.62	0.43	1246
3	BARRIONUEVO	C	6.3	3059	903	0.96	0.52	0.35	1191
3	BARRIONUEVO	D	6.3	3521	268	0.96	0.54	0.37	1422
3	BARRIONUEVO	E	6.3	3025	1044	0.95	0.56	0.40	1268
4	CHIMBACALLE	A	6.3	2886	873	0.96	0.51	0.33	1106
4	CHIMBACALLE	B	6.3	4121	1037	0.97	0.53	0.33	1617
4	CHIMBACALLE	C	6.3	2920	942	0.95	0.54	0.36	1182
4	CHIMBACALLE	D	6.3	3534	778	0.98	0.66	0.47	1723
4	CHIMBACALLE	E	6.3	1391	423	0.96	0.52	0.34	534
6	ESCUELA SUCRE	A	6.3	994	389	0.93	0.63	0.46	464
6	ESCUELA SUCRE	B	6.3	370	142	0.93	0.54	0.37	150
6	ESCUELA SUCRE	C	6.3	1521	612	0.93	0.59	0.41	667
6	ESCUELA SUCRE	N	6.3	1157	105	0.94	0.35	0.18	300
7	SAN ROQUE	A	6.3	2916	536	0.98	0.56	0.35	1215
7	SAN ROQUE	B	6.3	2432	829	0.95	0.54	0.36	975
7	SAN ROQUE	C	6.3	4026	1119	0.96	0.50	0.31	1494
7	SAN ROQUE	D	6.3	1611	570	0.94	0.55	0.38	662
7	SAN ROQUE	E	6.3	3923	1179	0.96	0.61	0.43	1783
8	LA MARIN	A	6.3	1292	463	0.94	0.56	0.40	541
8	LA MARIN	B	6.3	1202	632	0.88	0.60	0.43	536
8	LA MARIN	C	6.3	620	255	0.92	0.57	0.38	264
8	LA MARIN	D	6.3	1524	672	0.92	0.60	0.42	681
8	LA MARIN	N	6.3	3095	1123	0.94	0.56	0.39	1294
9	MIRAFLORES	C	6.3	2102	466	0.98	0.54	0.34	843
9	MIRAFLORES	D	6.3	1677	274	0.99	0.67	0.49	837
9	MIRAFLORES	E	6.3	2533	868	0.95	0.61	0.43	1148
10	DIEZ VIEJA	A	6.3	726	233	0.95	0.56	0.40	304
10	DIEZ VIEJA	B	6.3	1430	268	0.98	0.49	0.31	522
10	DIEZ VIEJA	C	6.3	2903	1175	0.93	0.54	0.37	1174

# RESULTADO DE MEDICIONES DE PRIMARIOS

MES- DIC 2004

Código Subestación	Nombre Subestacion	Primario	Voltaje Barra [KV]	Demanda Maxima [KW]	Potencia Reactiva a Dmax [KVAR]	Factor de Potencia a Dmax	Factor de carga	Factor pérdidas	Energía Mensual [KWH]
10	DIEZ VIEJA	D	6.3	855	397	0.91	0.59	0.41	375
11	BELISARIO QUEVEDO	A	6.3	1486	583	0.93	0.61	0.45	678
11	BELISARIO QUEVEDO	B	6.3	3370	631	0.98	0.70	0.52	1767
11	BELISARIO QUEVEDO	C	6.3	3361	1054	0.95	0.62	0.44	1540
11	BELISARIO QUEVEDO	D	6.3	2087	639	0.96	0.51	0.33	793
12	LA FLORESTA	A	6.3	3646	1287	0.94	0.63	0.46	1705
12	LA FLORESTA	B	6.3	3628	1275	0.94	0.67	0.51	1796
12	LA FLORESTA	D	6.3	577	256	0.91	0.58	0.40	250
13	GRANDA CENTENO	A	6.3	2381	960	0.93	0.66	0.49	1166
13	GRANDA CENTENO	B	6.3	2268	809	0.94	0.62	0.46	1040
13	GRANDA CENTENO	C	6.3	1935	824	0.92	0.64	0.49	928
13	GRANDA CENTENO	D	6.3	1421	544	0.93	0.66	0.49	697
13	GRANDA CENTENO	E	6.3	923	280	0.96	0.67	0.47	459
15	EL BOSQUE	A	6.3	3681	1063	0.96	0.56	0.36	1540
15	EL BOSQUE	B	6.3	2385	916	0.93	0.64	0.49	1133
15	EL BOSQUE	C	6.3	3128	1175	0.94	0.66	0.52	1534
15	EL BOSQUE	D	6.3	3205	1218	0.93	0.56	0.40	1327
15	EL BOSQUE	E	6.3	2281	847	0.94	0.60	0.44	1021
16	RIO COCA	A	6.3	3300	907	0.96	0.51	0.33	1259
16	RIO COCA	B	6.3	4743	1737	0.94	0.62	0.46	2197
16	RIO COCA	C	6.3	3214	1279	0.93	0.54	0.33	1280
16	RIO COCA	D	6.3	3853	1460	0.94	0.61	0.43	1745
16	RIO COCA	E	6.3	5167	1987	0.93	0.64	0.44	2452
16	RIO COCA	F	6.3	4994	1624	0.95	0.63	0.44	2333
16	RIO COCA	G	6.3	3275	1227	0.94	0.59	0.41	1404
16	RIO COCA	H	6.3	4778	1650	0.95	0.58	0.40	2047
17	ANDALUCIA	A	6.3	2756	1080	0.93	0.55	0.38	1118
17	ANDALUCIA	B	6.3	2100	760	0.94	0.57	0.40	896
17	ANDALUCIA	C	6.3	2929	881	0.96	0.59	0.43	1288
17	ANDALUCIA	D	6.3	1948	441	0.98	0.56	0.36	814
17	ANDALUCIA	E	6.3	2946	1106	0.94	0.72	0.58	1581
17	ANDALUCIA	G	6.3	2043	730	0.94	0.59	0.42	893
18	CRISTIANIA	A	22.8	8654	3744	0.92	0.51	0.29	3294
18	CRISTIANIA	B	22.8	6037	2921	0.90	0.61	0.41	2740
18	CRISTIANIA	C	22.8	7301	2477	0.95	0.60	0.42	3251
18	CRISTIANIA	D	22.8	7646	2124	0.96	0.53	0.34	3005

RESULTADO DE MEDICIONES  
DE PRIMARIOS

MES- DIC 2004

Código Subestación	Nombre Subestacion	Primario	Voltaje Barra [KV]	Demanda Maxima [KW]	Potencia Reactiva a Dmax [KVAR]	Factor de Potencia a Dmax	Factor de carga	Factor pérdidas	Energía Mensual [KWH]
18	CRISTIANIA	E	22.8	5458	1973	0.94	0.59	0.41	2413
18	CRISTIANIA	F	22.8	7286	2131	0.96	0.52	0.32	2826
18	CRISTIANIA	G	22.8	7744	3250	0.92	0.47	0.24	2703
19	COTOCOLLO	A	22.8	6581	2160	0.95	0.62	0.45	3042
19	COTOCOLLO	B	22.8	7445	2218	0.96	0.57	0.41	3182
19	COTOCOLLO	C	22.8	9662	2621	0.97	0.46	0.27	3330
19	COTOCOLLO	D	22.8	7038	2587	0.94	0.57	0.40	2992
19	COTOCOLLO	E	22.8	4709	1598	0.95	0.61	0.46	2143
19	COTOCOLLO	F	22.8	5060	1560	0.96	0.56	0.39	2104
21	EPICLACHIMA	A	22.8	9235	3072	0.95	0.56	0.37	3849
21	EPICLACHIMA	B	22.8	10061	2899	0.96	0.52	0.32	3877
21	EPICLACHIMA	D	22.8	8755	2496	0.96	0.53	0.33	3432
21	EPICLACHIMA	E	22.8	2550	975	0.93	0.59	0.41	1119
24	CAROLINA	A	6.3	3482	1365	0.93	0.60	0.43	1552
24	CAROLINA	B	6.3	4190	1460	0.94	0.56	0.39	1741
24	CAROLINA	C	6.3	1486	501	0.95	0.57	0.42	629
24	CAROLINA	D	6.3	3197	1045	0.95	0.64	0.45	1514
24	CAROLINA	E	6.3	4164	1486	0.94	0.63	0.45	1965
24	CAROLINA	F	6.3	1607		0.94	0.58	0.42	698
27	SAN RAFAEL	A	22.8	6163	1685	0.96	0.56	0.35	2545
27	SAN RAFAEL	B	22.8	5645	1613	0.96	0.54	0.35	2280
27	SAN RAFAEL	C	22.8	1804	138	1.00	0.74	0.58	999
27	SAN RAFAEL	D	22.8	4507	1469	0.95	0.57	0.38	1916
27	SAN RAFAEL	F	22.8	7661	2534	0.95	0.59	0.42	3385
28	INAQUITO	A	6.3	4130	1331	0.95	0.52	0.61	1598
28	INAQUITO	B	6.3	1572	389	0.97	0.53	0.36	625
28	INAQUITO	C	6.3	4242	1365	0.95	0.60	0.42	1883
28	INAQUITO	D	6.3	3905	1331	0.95	0.61	0.44	1758
32	DIEZ NUEVA	A	6.3	2696	588	0.98	0.63	0.32	1055
32	DIEZ NUEVA	B	6.3	3430	950	0.96	0.54	0.36	1382
32	DIEZ NUEVA	C	6.3	2652	1097	0.92	0.67	0.52	1315
32	DIEZ NUEVA	E	6.3	3128	968	0.96	0.60	0.41	1390
34	MACHACHI	A	22.8	7570	2755	0.94	0.52	0.36	2954
34	MACHACHI	B	22.8	3020	985	0.95	0.51	0.33	1153
34	MACHACHI	D	22.8	1212	436	0.94	0.48	0.29	432
36	TUMBACO	A	22.8	6768	2376	0.94	0.60	0.42	3042

**RESULTADO DE MEDICIONES  
DE PRIMARIOS**

MES- DIC 2004

Código Subestación	Nombre Subestacion	Primario	Voltaje Barra [ KV]	Demanda Maxima [KW]	Potencia Reactiva a Dmax [KVAR]	Factor de Potencia a Dmax	Factor de carga	Factor pérdidas	Energía Mensual [KWH]
36	TUMBACO	B	22.8	2405	576	0.97	0.61	0.43	1098
36	TUMBACO	C	22.8	3369	202	1.00	0.39	0.18	985
36	TUMBACO	E	22.8	6941	2146	0.96	0.65	0.45	3335
37	SANTA ROSA	A	22.8	4464	1411	0.95	0.38	0.35	1252
37	SANTA ROSA	B	22.8	8741	2851	0.95	0.39	0.20	2557
37	SANTA ROSA	C	22.8	4075	1094	0.96	0.45	0.25	1368
37	SANTA ROSA	D	22.8	9878	4248	0.92	0.33	0.14	2390
49	LOS BANCOS	A	13.8	1093	82	0.96	0.45	0.27	369
49	LOS BANCOS	B	13.8	542	208	0.93	0.50	0.32	200
49	LOS BANCOS	C	13.8	1600	457	0.96	0.55	0.34	657
49	LOS BANCOS	D	13.8	530	23	1.00	0.48	0.25	190
53	PEREZ GUERRERO	B	6.3	739	177	0.97	0.61	0.43	337
53	PEREZ GUERRERO	C	6.3	2471	501	0.98	0.55	0.37	1002
53	PEREZ GUERRERO	D	6.3	3586	622	0.99	0.54	0.35	1444
53	PEREZ GUERRERO	E	6.3	2428	631	0.97	0.56	0.38	1010
53	PEREZ GUERRERO	F	6.3	3404	726	0.98	0.51	0.33	1290
55	SANGOLQUI	A	22.8	4767	1505	0.95	0.72	0.57	2542
55	SANGOLQUI	C	22.8	3540	1009	0.96	0.53	0.34	1401
55	SANGOLQUI	D	22.8	4529	1310	0.96	0.61	0.42	2054
55	SANGOLQUI	E	22.8	2851	821	0.96	0.54	0.35	1143
57	POMASQUI	B	22.8	8552	2919	0.95	0.61	0.41	3856
57	POMASQUI	C	22.8	7517	2491	0.95	0.57	0.37	3177
57	POMASQUI	D	22.8	4484	1237	0.96	0.67	0.52	2220
57	POMASQUI	E	22.8	2683	1980	0.80	0.42	0.20	835
58	EL QUINCHE	A	22.8	5672	2301	0.93	0.67	0.46	2815
58	EL QUINCHE	B	22.8	1457	507	0.94	0.71	0.51	773
58	EL QUINCHE	C	22.8	4020	956	0.97	0.58	0.37	1722
58	EL QUINCHE	D	22.8	6077	1711	0.96	0.58	0.39	2642
59	EUGENIO ESPEJO	A	22.8	7488	2030	0.97	0.44	0.24	2441
59	EUGENIO ESPEJO	B	22.8	11866	3643	0.96	0.40	0.21	3535
59	EUGENIO ESPEJO	C	22.8	7733	2203	0.96	0.50	0.29	2879
59	EUGENIO ESPEJO	D	22.8	9014	2434	0.97	0.32	0.14	2120

**ANEXO 5**  
**DATOS PARA DETERMINAR LA CURVA DE PERDIDAS**  
**DE LA S/E EPLICACHIMA 21 ALIMENTADOR B (21B)**

FECHA	HORA	DEMANDA $D_{pi}$	FACTOR DE POTENCIA $\cos \phi_i$	$\left( \frac{D_{P_i} \cos \phi_{\max}}{D_{P_{\max}} \cos \phi_i} \right)^2$	DEMANDA DE PERDIDAS $D_{RL-i}$
08/12/2004	0:00:00	4339.20	0.8928	0.2513	19.23
08/12/2004	0:15:00	4051.20	0.8832	0.2238	17.13
08/12/2004	0:30:00	3820.80	0.8751	0.2028	15.52
08/12/2004	0:45:00	3590.40	0.8679	0.1820	13.93
08/12/2004	1:00:00	3475.20	0.8566	0.1751	13.40
08/12/2004	1:15:00	3360.00	0.8509	0.1659	12.69
08/12/2004	1:30:00	3264.00	0.8440	0.1591	12.17
08/12/2004	1:45:00	3244.80	0.8381	0.1594	12.20
08/12/2004	2:00:00	3187.20	0.8359	0.1546	11.83
08/12/2004	2:15:00	3148.80	0.8351	0.1512	11.57
08/12/2004	2:30:00	3110.40	0.8296	0.1495	11.44
08/12/2004	2:45:00	3110.40	0.8273	0.1504	11.51
08/12/2004	3:00:00	3091.20	0.8232	0.1500	11.48
08/12/2004	3:15:00	3072.00	0.8240	0.1479	11.31
08/12/2004	3:30:00	3052.80	0.8223	0.1466	11.22
08/12/2004	3:45:00	3052.80	0.8272	0.1449	11.09
08/12/2004	4:00:00	3052.80	0.8223	0.1466	11.22
08/12/2004	4:15:00	3052.80	0.8199	0.1475	11.28
08/12/2004	4:30:00	3091.20	0.8328	0.1466	11.21
08/12/2004	4:45:00	3148.80	0.8375	0.1504	11.51
08/12/2004	5:00:00	3283.20	0.8432	0.1613	12.34
08/12/2004	5:15:00	3475.20	0.8587	0.1742	13.33
08/12/2004	5:30:00	3916.80	0.8837	0.2090	15.99
08/12/2004	5:45:00	4665.60	0.9179	0.2748	21.03
08/12/2004	6:00:00	5356.80	0.9348	0.3493	26.73
08/12/2004	6:15:00	5875.20	0.9468	0.4096	31.34
08/12/2004	6:30:00	6067.20	0.9559	0.4285	32.79
08/12/2004	6:45:00	6220.80	0.9579	0.4486	34.33
08/12/2004	7:00:00	6048.00	0.9531	0.4283	32.78
08/12/2004	7:15:00	5721.60	0.9470	0.3883	29.71
08/12/2004	7:30:00	5433.60	0.9364	0.3582	27.41
08/12/2004	7:45:00	5337.60	0.9252	0.3540	27.09
08/12/2004	8:00:00	5299.20	0.9254	0.3488	26.69
08/12/2004	8:15:00	5068.80	0.9180	0.3243	24.82
08/12/2004	8:30:00	4934.40	0.9154	0.3091	23.65
08/12/2004	8:45:00	4838.40	0.9111	0.3000	22.96
08/12/2004	9:00:00	4819.20	0.9091	0.2989	22.87
08/12/2004	9:15:00	4896.00	0.9088	0.3087	23.62
08/12/2004	9:30:00	4742.40	0.9065	0.2911	22.28
08/12/2004	9:45:00	4646.40	0.9032	0.2815	21.54
08/12/2004	10:00:00	4704.00	0.9009	0.2900	22.19
08/12/2004	10:15:00	4684.80	0.8958	0.2909	22.26
08/12/2004	10:30:00	4704.00	0.8936	0.2948	22.56
08/12/2004	10:45:00	4704.00	0.8936	0.2948	22.56
08/12/2004	11:00:00	4704.00	0.8907	0.2967	22.70
08/12/2004	11:15:00	4819.20	0.8937	0.3093	23.67
08/12/2004	11:30:00	4819.20	0.8894	0.3123	23.90
08/12/2004	11:45:00	4915.20	0.8930	0.3223	24.66
08/12/2004	12:00:00	4896.00	0.8909	0.3213	24.58
08/12/2004	12:15:00	4819.20	0.8894	0.3123	23.90

**ANEXO 5**  
**DATOS PARA DETERMINAR LA CURVA DE PERDIDAS**  
**DE LA S/E EPLICACHIMA 21 ALIMENTADOR B (21B)**

FECHA	HORA	DEMANDA $D_{pi}$	FACTOR DE POTENCIA $\cos \phi_i$	$\left( \frac{D_{pi} \cos \phi_{max}}{D_{P_{max}} \cos \phi_i} \right)^2$	DEMANDA DE PERDIDAS $D_{RL-i}$
08/12/2004	12:30:00	4800.00	0.8857	0.3124	23.91
08/12/2004	12:45:00	4704.00	0.8848	0.3007	23.01
08/12/2004	13:00:00	4704.00	0.8848	0.3007	23.01
08/12/2004	13:15:00	4780.80	0.8879	0.3084	23.60
08/12/2004	13:30:00	4857.60	0.8908	0.3163	24.20
08/12/2004	13:45:00	4857.60	0.8937	0.3143	24.05
08/12/2004	14:00:00	4838.40	0.8915	0.3133	23.98
08/12/2004	14:15:00	4876.80	0.8916	0.3182	24.35
08/12/2004	14:30:00	4876.80	0.8916	0.3182	24.35
08/12/2004	14:45:00	4857.60	0.8894	0.3173	24.28
08/12/2004	15:00:00	4915.20	0.8930	0.3223	24.66
08/12/2004	15:15:00	4915.20	0.8916	0.3233	24.74
08/12/2004	15:30:00	4934.40	0.8923	0.3253	24.89
08/12/2004	15:45:00	4953.60	0.8916	0.3284	25.13
08/12/2004	16:00:00	5011.20	0.8937	0.3345	25.59
08/12/2004	16:15:00	5145.60	0.8984	0.3490	26.70
08/12/2004	16:30:00	5280.00	0.9040	0.3629	27.77
08/12/2004	16:45:00	5433.60	0.9062	0.3824	29.26
08/12/2004	17:00:00	5664.00	0.9127	0.4097	31.35
08/12/2004	17:15:00	5894.40	0.9186	0.4380	33.51
08/12/2004	17:30:00	6105.60	0.9235	0.4650	35.58
08/12/2004	17:45:00	6393.60	0.9315	0.5011	38.35
08/12/2004	18:00:00	6604.80	0.9345	0.5314	40.66
08/12/2004	18:15:00	6796.80	0.9378	0.5588	42.76
08/12/2004	18:30:00	7180.80	0.9413	0.6191	47.37
08/12/2004	18:45:00	7852.80	0.9482	0.7296	55.83
08/12/2004	19:00:00	8409.60	0.9550	0.8249	63.12
08/12/2004	19:15:00	8678.40	0.9570	0.8748	66.94
08/12/2004	19:30:00	8870.40	0.9592	0.9097	69.61
08/12/2004	19:45:00	9043.20	0.9607	0.9426	72.12
08/12/2004	20:00:00	9100.80	0.9612	0.9536	72.97
08/12/2004	20:15:00	9100.80	0.9612	0.9536	72.97
08/12/2004	20:30:00	9331.20	0.9624	1.0000	76.52
08/12/2004	20:45:00	9312.00	0.9612	0.9984	76.40
08/12/2004	21:00:00	9235.20	0.9606	0.9832	75.23
08/12/2004	21:15:00	9081.60	0.9588	0.9543	73.03
08/12/2004	21:30:00	8755.20	0.9594	0.8859	67.79
08/12/2004	21:45:00	8313.60	0.9595	0.7986	61.11
08/12/2004	22:00:00	8217.60	0.9568	0.7847	60.04
08/12/2004	22:15:00	7814.40	0.9539	0.7139	54.63
08/12/2004	22:30:00	7372.80	0.9494	0.6415	49.09
08/12/2004	22:45:00	6816.00	0.9440	0.5546	42.44
08/12/2004	23:00:00	6316.80	0.9366	0.4839	37.03
08/12/2004	23:15:00	5856.00	0.9263	0.4251	32.53
08/12/2004	23:30:00	5337.60	0.9144	0.3625	27.74
08/12/2004	23:45:00	4819.20	0.9021	0.3036	23.23



**ANEXO 5**  
**DATOS PARA DETERMINAR LA CURVA DE PERDIDAS**  
**DE LA S/E EPLICACHIMA 21 ALIMENTADOR B (21B)**

FECHA	HORA	DEMANDA <i>D<sub>pi</sub></i>	FACTOR DE POTENCIA $\cos \phi_i$	$\left( \frac{D_{P_i} \cos \phi_{\max}}{D_{P_{\max}} \cos \phi_i} \right)^2$	DEMANDA DE PERDIDAS <i>D<sub>RL-i</sub></i>
-------	------	----------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------

$$D_{P_{\max}} \quad 9331.2 \text{ KW}$$

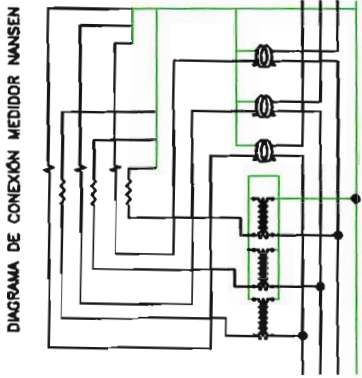
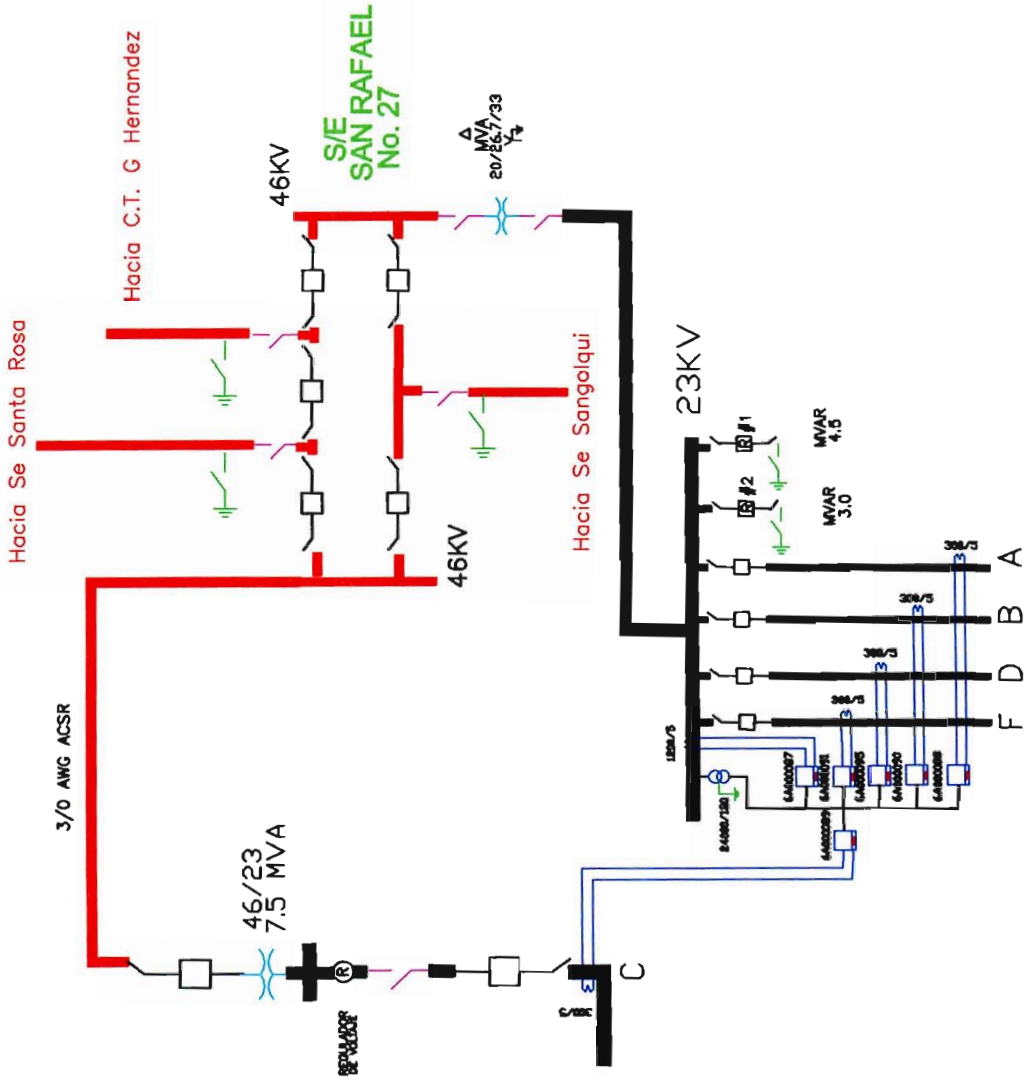
$$\cos \phi_{\max} \quad 0.9624$$

$$D_{RL-\max} \quad 76.52 \text{ KW}$$

$$D_{RL-i} = \left( \frac{D_{P_i} \cos \phi_{\max}}{D_{P_{\max}} \cos \phi_i} \right)^2 D_{RL-\max}$$

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^n \left( \frac{D_{P_i} \cos \phi_{\max}}{D_{P_{\max}} \cos \phi_i} \right)^2}{n} = F_p = \frac{D_{RL-\text{Pr omedio}}}{D_{RL-\max}} \quad F_p = 0.3984$$

# ANEXO 6



## SIMBOLOGIA

	LINEA A 45 KV
	TRANSFORMADOR DOS DEVANADOS
	SECCIONADOR TRIPOLAR
	DISTINTOR DESENCHUFABLE
	DISTINTOR
	RECONECTADOR
	FUSIBLE
	CONEXION A TIERRA
	TRANSFORMADOR TRES DEVANADOS
	CONEXION ESTRELLA
	CONECTOR TRIANGULO
	DERIVACION Y/O UNION BOLSA
	RECONOMADOR DE FUERTA A TIERRA
	RECONOMADOR INTENSIDAD
	REGULADOR VOLTAJE
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	MEDIDOR ELECTRONICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL



EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

## UBICACION DE MEDIDORES SUBESTACION 27 SAN RAFAEL

ELABORO:	OFICINA:	INSTALO:
	PERDIDAS TECNICAS	
REVISO:	FECHA DE ELABORACION:	ARCHIVO: SE27_UNIFILAR_MEDIDOR
	20/ENERO/2008	

## ANEXO 7

### DEPRECIACIÓN DEL VEHÍCULO

CALCULO DE VALOR DE MERCADO DE VEHICULOS	VALOR CHEVROLET USD	DEPRECIACIÓN ACUMULADA	DEPRECIACIÓN ANUAL
VALOR INICIAL $V_e$	16,000		
VALOR RESIDUAL $V_r$	3,200		
VALOR AL FINAL DEL PRIMER AÑO	14,720	1,280	1,280
VALOR AL FINAL DEL SEGUNDO AÑO	13,440	2,560	1,280
VALOR AL FINAL DEL TERCER AÑO	12,160	3,840	1,280
VALOR AL FINAL DEL CUARTO AÑO	10,880	5,120	1,280
VALOR AL FINAL DEL QUINTO AÑO	9,600	6,400	1,280
VALOR AL FINAL DEL SEXTO AÑO	8,320	7,680	1,280
VALOR AL FINAL DEL SEPTIMO AÑO	7,040	8,960	1,280
VALOR AL FINAL DEL OCTAVO AÑO	5,760	10,240	1,280
VALOR AL FINAL DEL NOVENO AÑO	4,480	11,520	1,280
VALOR AL FINAL DEL DECIMO AÑO = $V_r$	3,200	12,800	1,280

### DEPRECIACIÓN DE COMPUTADOR PORTÁTIL

CALCULO DE VALOR DE MERCADO DE COMPUTADORA PORTATIL	VALOR COMPUTADORA PORTATIL USD	DEPRECIACION ACUMULADA	DEPRECIACION ANUAL
VALOR INICIAL $V_e$	1,700		
VALOR RESIDUAL $V_r$	255		
VALOR AL FINAL DEL PRIMER AÑO	1,218	482	482
VALOR AL FINAL DEL SEGUNDO AÑO	737	963	482
VALOR AL FINAL DEL TERCER AÑO	255	1,445	

## ANEXO 8

### DATOS PARA DEFINICIÓN EN COSTO DE TRANSPORTE

	Conceptos	USD\$	
depreciación	valor inicial usd del vehículo	16,000	Ve
	valor residual del vehículo	20%	Vr (%)
	vida útil (años)	10	U
	DIAS LABORABLES/MES	21	días / mes
	DIAS LABORABLES/AÑO	252	días / año
combustible	km recorridos en día	100	km / día
	costo usd galón gasolina	2	usd / gal
	km recorridos por galón	22	km / gal
lubricante	costo por galón de aceite	7	usd / gal.aceite
	gal por cambio de aceite	1.25	gal / cam
	km recorridos para cambio de aceite	3,000	km / cam
	filtro	3	usd
	mano de obra	1	usd
llantas	costo usd por (llanta+tubo)	60	usd / (llanta + tubo)
	km para cambio de llantas	40,000	km / cam.llanta
	número de llantas	4	unidades
mantenimiento preventivo	ABC:		
	bujías	2	usd
	número de bujías	4	usd
	platinos	3	usd
	condensadores	2	usd
	filtro gasolina	1	usd
	filtro aire	5	usd
	mano de obra ABC	3	usd
	Km para efectuar un ABC	10,000	Km/ABC
lavado, engrasado y pulverizado	5	usd / mes	
mantenim. correctivo	costo anual %M de Ve	3%	usd / año
seguro	costo anual % de Ve	5%	%
matrícula	costo anual matrícula % de Ve	1%	%

## ANEXO 9

### INVERION INICIAL PARA OBTENCIÓN DE LINEAS TELEFONICAS

SE	NOMBRE	UBICACIÓN	FACTOR DE DISTANCIA	COSTO DE LINEA	COSTO MATERIAL	COSTO MANO OBRA	IMPREVISTOS
1	OLIMPICO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
2	LULUNCOTO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
3	BARRIONUEVO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
4	CHIMBACALLE	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
6	ESCUELA SUCRE	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
7	SAN ROQUE	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
8	LA MARIN	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
9	MIRAFLORES	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
10	DIEZ VIEJA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
11	BELISARIO QUEVEDO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
12	LA FLORESTA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
13	GRANDA CENTENO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
15	EL BOSQUE	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
16	RIO COCA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
17	ANDALUCIA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
18	CRISTIANA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
19	COTOCOLLAO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
21	EPICLACHIMA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
24	CAROLINA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
27	SAN RAFAEL	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
28	INAQUITO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
32	DIEZ NUEVA	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
34	MACHACHI	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
36	TUMBACO	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
37	SANTA ROSA	RURAL CERCANA	1.2	114	9.12	11.4	5.7
49	LOS BANCOS	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
53	PEREZ GUERRERO	URBANA	1	95	7.6	9.5	4.75
55	SANGOLQUI	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
57	POMASQUI	RURAL CERCANA	1.2	114	9.12	11.4	5.7
58	EL QUINCHE	RURAL LEJANA	1.4	133	10.64	13.3	6.65
59	EUGENIO ESPEJO	RURAL CERCANA	1.2	114	9.12	11.4	5.7
TOTAL COSTO INVERSION INICIAL USD				3,230	258.4	323	161.5
				4,449.65			



## NUMERO DE FALLAS POR PRIMARIO

SUBESTACION	PRIMARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
	D				1								3	4
	N			2	2				1	1	1	2	1	10
Total LA MARIN				2	8				1	1	1	2	5	20
MIRAFLORES	A								1					1
	C		1			3			1					5
	D		1					2				1		4
	E		2		4	1		2	2	2	1	2		16
Total MIRAFLORES			4		4	4		4	4	2	1	3		26
EL DORADO	A			1	1	1					1	3	2	9
	B			1	1				1		1			4
	C			1							1	2		4
	D			2							2			4
Total EL DORADO				5	2	1			1		5	5	2	21
BELISARIO QUEVEDO	A			1	1						1	1		3
	B									1				2
	C			1	1						1			3
	D			1	1		1		2	2	1	1		7
Total BELISARIO QUEVEDO				3	3		1		2	2	3	2		15
LA FLORESTA	A			1	2	1	1				1			7
	B			2	1	1	1	2	3		1		2	14
Total LA FLORESTA				2	3	2	1	2	3	1	2		2	21
GRANDA CENTENO	A			2	3	3	1	4			1		1	18
	B			1	4	1		1			1		1	10
	C			1	4	3		1	1		1		1	13
	D			1	4	1	1	1			1		1	13
	E				3	1	1	1						7
Total GRANDA CENTENO				5	15	9	3	7	1		4	2	4	61
EL BOSQUE	A			4	3	1		1	1	1	5	2	1	20
	B			2	3	1		1			1		1	12
	C			1	3	1		3		2	6	1	1	19
	D			1		1		1			1		1	6
	E			1	4	1	1	1	1	1	1		1	12
Total EL BOSQUE				9	13	5		7	1	4	14	3	5	69
RIO COCA	A			1	1		1		1	1	1			6
	B				3			1	2	3	1			11
	C				1					3				4
	D			1	2	1	1			3				9

## NUMERO DE FALLAS POR PRIMARIO

SUBESTACION	PRIMARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
	F	1	2			1		1		1	1	1	4	12
	G				3	3	1					1		8
	H				1	1				4	2			8
Total RIO COCA		2	3	4	12	7	4	2	4	12	5	4	4	63
ANDALUCIA		2	1								1			4
	A		1		1					2				4
	B		1						1					2
	C		1											4
	D		1	2						1				4
	E		1		1				1	1		1	1	6
	G		1							2	1	1		5
Total ANDALUCIA		2	6	2	2				2	6	2	2	1	25
CRISTIANA				1	1	3	2	3	1		2	2	3	16
	A			1	2	9	3	6	1	3	8	8		41
	B			1		1	2		1	3	2	3	1	14
	C			1		1	2		3	1	3	3	1	34
	D		10	2	6	2	1	2	3	1	2	4		17
	E	3			1	2	1	2	2		4	4		25
	F	2	4			1	3	4	3					33
	G	3	6	1	1	1		2	3	6	3	4	3	180
Total CRISTIANA		8	20	6	11	19	12	19	14	13	24	29	5	180
COTOCOLLO		5	2	3		2	3		1	2	2	3		23
	A	4	3	3	1	1	3	1		1	2	1	1	21
	B	2	3	2	1	2			4	3	3	1		21
	C	3	7	2	1		1			3	2	2		21
	D	1	3	2	2		1	2	2	1	1	2		15
	E	2	2	4	2		2	2			1			15
Total COTOCOLLO		17	20	16	5	5	10	5	7	10	11	9	1	116
EPLICACHIMA			1	1	2	4		2	3	2	2		1	18
	A	2	2	1	1	2	1	1	1	1	1	1	4	18
	B	3	2	3	2	3	1		3	2	2	2		23
	C	1	3	3	4	3	4	7	7	7	1	2	2	38
	D			3					3					6
Total EPLICACHIMA		6	8	11	9	12	6	10	17	6	6	5	7	103
CAROLINA		2			5		1				1		3	12
	A							1	1	1				4
	B													2
	C		1			1								5
	D				4			1						2



ANEXO 10  
 NUMERO DE FALLAS POR PRIMARIO

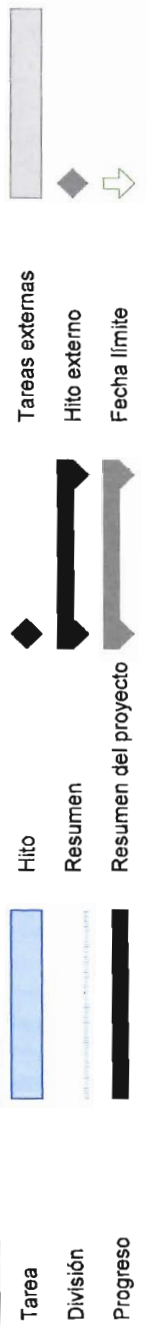
SUBESTACION	PRIMARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
SAN RAFAEL	Total CAROLINA	3	1		10	4	1	3	1	1	2	4	3	33
	A	3		2	2	3			7	4	8	7	6	42
	B			2		1	2	2	1	4	2	4		18
	C					1		1						2
	D	2		8	2	3	1	3	6	2	2	2	2	33
	F	2	3	6				2	4	4	5	1	1	2
INAQUITO	Total SAN RAFAEL	7	3	18	4	9	3	8	18	15	13	14	10	122
	A										1	1		2
	B					2		1						3
	C	1	1		7	2				1	1	1		14
SAN PABLO	Total INAQUITO	1	3	2	7	7	3	1	2	1	2	2		26
	A			3	1	1	3		2		1	2		12
	B			1	1	1	1	2			1			7
	C		2	1	1	1	1				1			6
	E		1	1	1						1			5
MACHACHI	Total SAN PABLO		2	6	4	1	5	2	2		4	2	2	30
	A			1	2				2			1		8
	B	1	4		3	1	4	2	3					18
	C				2	2	1	1	1		1	1		8
TUMBACO	Total MACHACHI	1	4	1	7	4	7	3	6	2	2	3	4	44
	A	1		1	1	1	3	2	3	3	2	2	4	23
	B	3		1	4		1		3		2	2	1	17
	C		1	1	1	1	3		3		2	1		13
	D			1	2		2	2		4	4		2	17
	E			1	1	1	1		3	5	5	4	1	21
SANTA ROSA	Total TUMBACO	5	1	7	12	4	12	4	14	13	20	10	9	111
	A	4	2	2	5	5	2	2	2	2	5	4	3	38
	B					2	2		1		1	2		8
	C	1		3	4	1	3	4	2		4	2	2	26
LOS BANCOS	Total SANTA ROSA	8	5	10	15	12	9	9	8	10	14	13	7	120
	A	1	1	1	3									6
	C	8	1	5	4		1	1	3	5		3		31

ANEXO 10  
 NUMERO DE FALLAS POR PRIMARIO

SUBESTACION	PRIMARIO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	Total general
PEREZ GUERRERO	B								2					2
	C	1								1			2	4
	D	1				2		1					1	5
	E				2									2
	F	2	4	1	1					4	1			13
	Total PEREZ GUERRERO	4	4	1	3	2	1	1	1	6	2		3	3
SANGOLQUI	A		4	1	3		1	1	6	1		3	2	22
	B		2	1	5	4	1	1	7	4	4	4	6	38
	C	1	3	6	5	5	5	1	3		2	1	1	28
	D		2	4	5				4	2	1		3	21
	E								2		4	2	1	9
Total SANGOLQUI	1	11	12	18	4	7	2	2	22	7	11	10	13	118
POMASQUI	A		1	1	3	1	2	1	1	1	3	2	2	17
	B	1	1	1	5		1		1	1	5	4		25
	C				4			1	2	2	1	6	1	17
	D	3		6	2	3	1		3	3	2	1	2	26
	E			2	8				4	4	3	5	1	23
Total POMASQUI	4	2	10	22	4	4	4	2	11	16	14	14	5	108
EL QUINCHE	A		1	2						3		3		9
	B			1					2	1		1	2	7
	C			1		1	1	1	9	3	6	3	1	26
	D	2	1		5	4	10	3	1	1			1	28
Total EL QUINCHE	2	2	4	5	5	11	4	4	12	8	6	7	4	70
EUGENIO ESPEJO	A	3	3	2	5	6	1	3	2	3	3	2	3	36
	B	2	3	7	9	5	1	3	3	4	3	3	2	45
	C	2	1	2	4	5	3	3	6	6	9	15	6	62
	D	3	4	1	11	2	1	5	3	3	5	3	1	41
Total EUGENIO ESPEJO	10	11	12	29	18	6	14	14	14	18	18	21	13	184
Total general	106	140	184	269	165	135	137	137	210	186	205	189	119	2045

# ANEXO 10

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	noviem	diciemb	enero	febrer	marzo	abril	mayo	junio	julio	agosto	septie	octubre	noviem	diciemb	enero	
				07/11	05/12	02/01	30/01	27/02	27/03	24/04	22/05	19/06	17/07	14/08	11/09	09/10	06/11	04/12	01/01
1	LECTURA DE MEDIDORES	250 días	lun 03/01/05																
2	ENERO	12 días	lun 03/01/05																
15	FEBRERO	12 días	mar 01/02/05																
28	MARZO	11 días	mar 01/03/05																
41	ABRIL	12 días	vie 01/04/05																
54	MAYO	12 días	lun 02/05/05																
67	JUNIO	12 días	mié 01/06/05																
80	JULIO	12 días	vie 01/07/05																
93	AGOSTO	12 días	lun 01/08/05																
106	SEPTIEMBRE	12 días	jue 01/09/05																
119	OCTUBRE	12 días	lun 03/10/05																
132	NOVIEMBRE	12 días	mar 01/11/05																
145	DICIEMBRE	12 días	jue 01/12/05																
158	MANTENIMIENTO DE MEDIDORES	142 días	mié 18/05/05																
159	MANT. MAYO	12 días	mié 18/05/05																
172	MANT. NOVIEMBRE	12 días	mié 16/11/05																



LECTURA Y MANTENIMIENTO ANUAL

# ANEXO 10

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Gantt Chart											
				oviem 07/11	diciemb 02/01	enero 30/01	febrer 27/02	marzo 27/02	abril 27/03	mayo 24/04	junio 22/05	julio 19/06	agosto 17/07	septie 14/08	octubre 09/10
1	LECTURA DE MEDIDORES	250 días	lun 03/01/05	[Gantt bar from 03/01/05 to 01/01/06]											
2	ENERO	12 días	lun 03/01/05	[Gantt bar from 03/01/05 to 15/01/05]											
15	FEBRERO	12 días	mar 01/02/05	[Gantt bar from 01/02/05 to 13/02/05]											
28	MARZO	11 días	mar 01/03/05	[Gantt bar from 01/03/05 to 11/03/05]											
41	ABRIL	12 días	vie 01/04/05	[Gantt bar from 01/04/05 to 13/04/05]											
54	MAYO	12 días	lun 02/05/05	[Gantt bar from 02/05/05 to 14/05/05]											
67	JUNIO	12 días	mié 01/06/05	[Gantt bar from 01/06/05 to 13/06/05]											
80	JULIO	12 días	vie 01/07/05	[Gantt bar from 01/07/05 to 13/07/05]											
93	AGOSTO	12 días	lun 01/08/05	[Gantt bar from 01/08/05 to 13/08/05]											
106	SEPTIEMBRE	12 días	jue 01/09/05	[Gantt bar from 01/09/05 to 13/09/05]											
119	OCTUBRE	12 días	lun 03/10/05	[Gantt bar from 03/10/05 to 15/10/05]											
132	NOVIEMBRE	12 días	mar 01/11/05	[Gantt bar from 01/11/05 to 13/11/05]											
133	SE_18_19_57	1 día	mar 01/11/05	[Gantt bar at 01/11/05]											
134	SE_13_15_17	1 día	mié 02/11/05	[Gantt bar at 02/11/05]											
135	SE_01_16	1 día	jue 03/11/05	[Gantt bar at 03/11/05]											
136	SE_09_11_41_53	1 día	vie 04/11/05	[Gantt bar at 04/11/05]											
137	SE_10_12_32	1 día	lun 07/11/05	[Gantt bar at 07/11/05]											
138	SE_36_58	1 día	mar 08/11/05	[Gantt bar at 08/11/05]											
139	SE_27_55_34	1 día	mié 09/11/05	[Gantt bar at 09/11/05]											
140	SE_02_03_04	1 día	jue 10/11/05	[Gantt bar at 10/11/05]											
141	SE_21_37_59	1 día	vie 11/11/05	[Gantt bar at 11/11/05]											
142	SE_06_07_08	1 día	lun 14/11/05	[Gantt bar at 14/11/05]											
143	SE_24_28	1 día	mar 15/11/05	[Gantt bar at 15/11/05]											
144	SE_49	1 día	mié 16/11/05	[Gantt bar at 16/11/05]											
145	DICIEMBRE	12 días	jue 01/12/05	[Gantt bar from 01/12/05 to 13/12/05]											
158	MANTENIMIENTO DE MEDIDORES	142 días	mié 18/05/05	[Gantt bar from 18/05/05 to 01/01/06]											
159	MANT. MAYO	12 días	mié 18/05/05	[Gantt bar from 18/05/05 to 30/05/05]											
172	MANT. NOVIEMBRE	12 días	mié 16/11/05	[Gantt bar from 16/11/05 to 28/11/05]											

Tareas externas  

 Hito externo  

 Fecha límite

Tarea  

 División  

 Progreso

LECTURA Y MANTENIMIENTO ANUAL

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ADQUISICIÓN  
DE NUEVOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS**

- El medidor debe cumplir con las características estipuladas en las normas: ANSI y/o IEC para medidores de estado sólido o las que se identifiquen como equivalentes.
- Para ser utilizado en un sistema trifásico, 4 hilos con capacidad de conexión en estrella y delta.
- Voltaje de operación 60V – 254 voltios fase neutro: con capacidad de auto-rango.
- Debe medir energía activa en al menos 3 tarifas programables por la EEQSA.
- Demanda con intervalo de integración programable
- De memoria no volátil
- De memoria del tipo cíclica
- Que permita almacenar en su memoria registros para el perfil de carga, cualquier combinación de las siguientes magnitudes eléctricas rms :

Voltaje - por fase

Corriente - por fase

Factor potencia - por fase

Factor de potencia - trifásico

Factor de potencia - reverso

+ kW - (enviado)

- kW - (recibido)

kVAR inductivo - adelanto

kVAR inductivo - atraso

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ADQUISICIÓN  
DE NUEVOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS**

kVAR capacitivo - adelanto

kVAR capacitivo - atraso

kVA

- Deberá disponer de una memoria que permita mantener los diferentes parámetros eléctricos , por lo menos 60 días continuos, con periodos de almacenamiento de 15 minutos y con por lo menos 12 canales de almacenamiento.
- Módem incorporado con capacidad de comunicación seriales RS232 ó RS485.
- Bornera con capacidad de 5 A para su conexión.
- Burden de corriente menor 0.05 VA
- Burden de potencial menor 5 VA
- Precisión 0.5
- Frecuencia nominal: 60 Hz .
- Capacidad para determinar los parámetros rms de voltaje y corriente considerando los distorsiones armónicas
- Debe medir en al menos 3 tarifas de acuerdo a una distribución horaria programables por la EEQSA, considerando días laborables y días feriados y al menos dos estaciones al año.
- Reloj interno en tiempo real (precisión de 0.005%) y batería de respaldo, que garantice un funcionamiento continuo de mínimo 45 días sin energía eléctrica normal y una vida útil de la batería de al menos 4 años.

**ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ADQUISICIÓN  
DE NUEVOS MEDIDORES ELECTRÓNICOS**

- Sistema interno que permita verificar la correcta conexión de las señales de voltaje y corriente, o cualquier mecanismo que permita verificar la dirección del flujo de energía en forma independiente entre las diferentes bobinas de corriente y ver los parámetros como secuencia de fases y/o diagramas fasoriales instantáneos, o mediante vía software.
- Bitácora de eventos, que pueda almacenar 40 eventos como mínimo, sí como: fechas de inicio y termino de interrupción de energía, accesos a la unidad, tiempo de funcionamiento de la batería, alteración de conexionado (para prevenir fraudes)
- Con pantalla de cristal liquido, De lectura directa vía puerto óptico y a través de comunicación telefónica ,o una red de área local LAN.
- Deberá disponer al menos 2 salidas de pulsos (KYZ), a fin de poder establecer señales de control sobre los valores medidos.
- El recubrimiento del medidor deberá ser de policarbonato o acrílico, resistentes a los rayos ultravioletas, con una ventana de policarbonato transparente, apto para ser instalado a la intemperie.
- La bornera será alargada, apropiada para alojar conductores de cobre con bornes de diámetro hasta calibre mínimo No. 12 AWG y con tapa cubre bornes.

## IMPLEMENTACION DE UN NUEVO SISTEMA ELECTRÓNICO DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- El sistema debe aumentar la automatización del proceso de precisión de las medidas, es decir debe tener facilidad operacional y consecuentemente optimización de los procedimientos proporcionando una mayor productividad y confiabilidad en el proyecto de calibración de medidores de energía eléctrica.
- Armazón mecánico que proporcionen al usuario una mayor comodidad operacional y facilidad de adaptación ergonómica independiente de la estatura del operador.
- El sistema debe ser características universales, y permitir la ejecución de ensayos en los varios tipos y modelos de medidores existentes en el mercado ya sean monofásicos o trifásicos de 2 – 3 o 4 hilos, electromecánicos o electrónicos, en energía activa y reactiva
- El sistema debe ser compuesto por mesas de calibración de medidores equipadas con software para administración de las pruebas así como el tratamiento de los datos obtenidas y emisión de reportes o consultas, garantizando altísima confiabilidad en las mediciones.
- Permitir construcciones modulares para futuras expansiones de acuerdo a la necesidad de la empresa y su requerimiento de productividad.
- Sistema de rápido alineamiento de los sensores ópticos
- Fuentes electrónicas de tensión y corriente conteniendo generación y control de la tensión, corriente y ángulo de fase con precisión. Cuya operación será a través de computador para ajustes.
- Generación para calibración independiente de armónicos hasta la 31 en fuentes de corriente y tensión.



## IMPLEMENTACION DE UN NUEVO SISTEMA ELECTRÓNICO DE CALIBRACIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Sensor óptico de alta calidad
- Para ejecución de pruebas de acuerdo a normas IEC – 736 o su equivalente en Norma ANSI
- Asistencia técnica y garantía de dos años
- Simulador de disco para medidores electrónicos
- Display alfanumérico para cada estación individual por medidor
- Permitir la calibración simultánea de medidores de diferentes fabricantes y modelos.
- Rango de tensión desde 121 – 480 voltios
- Clase de precisión 0.05 y 0.02 opcional
- Factor de potencia –1 a +1
- Angulo de fase desde 0 – 360°
- Finalmente una unidad móvil de calibración deberá tener las características técnicas ya definidas, de aspecto pequeño y compacto de fácil movilización.