



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

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA
MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

Alberto Daniel Godoy Linares

Asesorado por el Ing. Rogelio Giovanni Salazar Donis

Guatemala, septiembre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA
MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ALBERTO DANIEL GODOY LINARES

ASESORADO POR EL ING. ROGELIO GIOVANNI SALAZAR DONIS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO EN ELECTRÓNICA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Angel Roberto Sic García
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. José Aníbal Silvia de los Ángeles
EXAMINADORA	Inga. Tatiana Violeta Vallejo de León
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de septiembre de 2015.



Alberto Daniel Godoy Linares

Guatemala, 20 de Junio de 2016.

Ing. Carlos Eduardo Guzmán Salazar
Coordinador de Área de Electrónica
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Ingeniero Guzmán:

Por este medio me permito dar aprobación al Trabajo de Graduación titulado: **"IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA"**, desarrollado por el estudiante Alberto Daniel Godoy Linares con carné No. 2005-11812, ya que considero que cumple con los requisitos establecidos.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



Ing. Rogelio Giovanni Salazar Donis
ASESOR
Colegiado 4529

Rogelio Giovanni Salazar Donis
Ingeniero Electricista
Guatemala,
Colegiado No. 4529



Ref. EIME 34. 2016.
Guatemala, 11 de JULIO 2016.

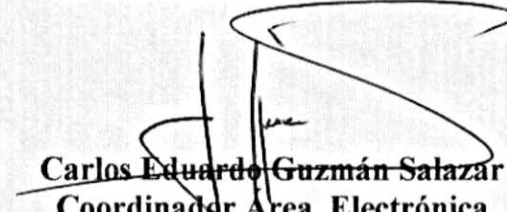
Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO
REMOTO PARA LA MEDICIÓN DE BANCOS DE
TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA**, del estudiante **Alberto Daniel Godoy Linares**,
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
D Y ENSEÑAD A TODOS

Ing.  **Carlos Eduardo Guzmán Salazar**
Coordinador Área Electrónica



sro



REF. EIME 34 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ALBERTO DANIEL GODOY LINARES, titulado: IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 26 DE JULIO 2016.

Universidad de San Carlos
De Guatemala

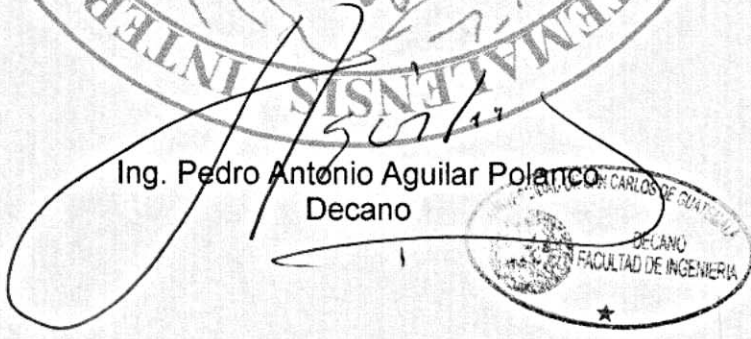


Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.404-2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MONITOREO REMOTO PARA LA MEDICIÓN DE BANCOS DE TRANSFORMACIÓN EN UNA COMPAÑÍA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**, presentado por el estudiante universitario: **Alberto Daniel Godoy Linares**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, septiembre de 2016

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por ser una importante influencia en mi carrera.
Mis padres	Alberto Godoy y Ana María Linares, por apoyarme y ser siempre mi inspiración.
Mi hermana	Ana Carolina Godoy, por su incondicional apoyo a lo largo de la carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por permitirme desarrollarme profesionalmente.

Mi asesor

Ing. Giovanni Salazar, por el empuje, paciencia
y gran ayuda para alcanzar esta meta.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVII
INTRODUCCIÓN	XIX
1. TRASFOMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PÉRDIDAS EN LA RED ELÉCTRICA.....	1
1.1. Transformadores de distribución	1
1.1.1. Principios de funcionamiento	2
1.1.2. Relación de transformación	4
1.1.3. Tipos de transformadores	5
1.1.3.1. Transformadores autoprotegidos.....	6
1.1.4. Conexiones de transformadores.....	7
1.2. Uso de los transformadores.....	12
1.2.1. Uso de los transformadores en la generación transmisión y distribución	12
1.3. Pérdidas en la red eléctrica	13
1.3.1. Pérdidas técnicas	13
1.3.2. Pérdidas no técnicas	14
2. EQUIPOS PARA LA INTERFAZ FÍSICA DE TRANSMISIÓN	17
2.1. Medidor de energía eléctrica	17
2.1.1. Medidor landis + gyr E650 S4e.....	17

	2.1.1.1.	Especificaciones.....	20
	2.1.2.	Medidor Maxys	21
	2.1.2.1.	Especificaciones.....	22
2.2.		Equipos de comunicación	23
	2.2.1.	<i>Switch</i>	24
	2.2.2.	<i>Router</i>	25
	2.2.3.	<i>Hub</i>	26
3.		PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN	29
3.1.		El protocolo DNP3.....	29
	3.1.1.	Características	29
	3.1.2.	Arquitectura del protocolo.....	30
	3.1.3.	La capa física	30
	3.1.4.	La capa de enlace de datos	31
	3.1.5.	La pseudocapa de transporte.....	32
	3.1.6.	La capa de aplicación.....	33
3.2.		La Norma IEC 61850.....	33
	3.2.1.	Estructura de la Norma IEC 61850.....	34
	3.2.2.	Objetivo de la Norma IEC 61850.....	34
	3.2.3.	Ventajas y desventajas de la Norma IEC 61850	35
4.		TECNOLOGÍA DE RED	37
4.1.		Tecnología móvil de primera generación 1G.....	37
4.2.		Tecnología móvil de segunda generación 2G	38
4.3.		Tecnología móvil de tercera generación 3G.....	40
5.		IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN TOTALIZADORA	43
5.1.		Equipo de medición y comunicación	44

5.2.	Estrategias para la selección de bancos de distribución a analizar	47
5.2.1.	Nivel de estrato socioeconómico	47
5.2.2.	Clientes con histórico de alteración en las condiciones de suministro	50
5.2.3.	Actividad económica.....	51
5.3.	Procesamiento de la información y balance energético.....	51
5.4.	Evaluación técnica y económica.....	56
5.4.1.	Control del nivel de tensión.....	56
5.4.1.1.	Regulación de tensión	56
5.4.2.	Detección de desbalance de cargas, corrección y reducción de pérdidas por efecto Joule	58
5.4.3.	Control de la curva de carga, sobrecarga y eficiencia en los transformadores para la reducción de pérdidas	59
5.4.4.	Evaluación económica	67
5.5.	Resultados.....	68
CONCLUSIONES		71
RECOMENDACIONES		73
BIBLIOGRAFÍA.....		75

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador de distribución	2
2.	Circuito equivalente de un transformador real	3
3.	Modelo de transformador ideal y sus parámetros.....	5
4.	Diagrama de conexión de un transformador trifásico Y-Y	8
5.	Diagrama de conexión de un transformador trifásico Y- Δ	9
6.	Diagrama de conexión de un transformador trifásico Δ -Y	11
7.	Diagrama de conexión de un transformador trifásico Δ - Δ	11
8.	Generación transmisión y distribución de energía eléctrica.....	12
9.	Medidor Landis + Gyr S4e	18
10.	Hoja de especificaciones del medidor Landis + Gyr E650 S4e	20
11.	Medidor Landis + Gyr de la familia Maxys E850.....	21
12.	Hoja de especificaciones del medidor Maxys E850 Landis +	23
13.	<i>Switch</i> hp de 24 puertos	24
14.	<i>Router</i> hp de 24 puertos	26
15.	<i>Hub</i> Cisco	27
16.	Estructura de una Trama	31
17.	Estructura de un segmento.....	32
18.	Estructura de la Norma IEC-61850.....	34
19.	Medidor totalizador	44
20.	Transformador de núcleo partido.....	45
21.	Equipo de medición totalizadora.....	46
22.	Pirámide de niveles socioeconómicos	48
23.	Estratificación Socioeconómica por Sector Censal	48

24.	Software utilizado para visualizar la información del medidor totalizador.....	52
25.	Despliegue de lecturas de varios medidores totalizadores	53
26.	Porcentaje de pérdidas técnicas reconocido en la tarifa eléctrica autorizado por la CNEE.....	54
27.	Evolución de pérdidas de un medidor totalizador bajo análisis	55
28.	Alteración en las condiciones de suministro.....	68
29.	Energía reportada producto del proyecto totalizadores.....	69
30.	Índice de pérdidas de compañías de Centroamérica y Suramérica	70

TABLAS

I.	Fundamentos teóricos de los transformadores.....	3
II.	Clasificación de los transformadores	5
III.	Equivalencias para la pirámide de la UGAP	49
IV.	Ponderación de la CBV.....	50
V.	Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en porcentaje.....	57
VI.	Criterio para selección de tamaño de muestra de medidores totalizadores de acuerdo a la Norma ANSI/ASQ Z1.4-2008.....	62
VII.	Cantidad de transformadores según potencia nominal en kVA y tamaño de la muestra	62
VIII.	Carga equivalente diaria para una muestra de 24 bancos de transformación de 10kVA.....	63
IX.	Carga equivalente diaria para una muestra de 64 bancos de transformación de 25kVA.....	64
X.	Carga equivalente diaria para una muestra de 10 bancos de transformación de 37,5 kVA.....	65
XI.	Carga equivalente diaria para una muestra de 6 bancos de transformación de 75 kVA.....	65

XII.	Carga equivalente diaria para una muestra de 64 bancos de transformación de 50kVA	66
XIII.	Evaluación económica del proyecto de medición totalizadora	67

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
Db	Decibel
E	Energía
F	Flujo magnético
f	Frecuencia
H	Intensidad de campo magnético
kV	Kilovoltio
kWh	Kilovatio-hora
kW	Kilowatts (1 000 watts), medida de potencia eléctrica
Mbps	Megabits por segundo
P	Potencia
%	Porcentaje
Q	Quetzal
s	Segundo
T	Temperatura
2G	Tecnología celular de Segunda Generación
3G	Tecnología celular de Tercera Generación
T	Temperatura
VA	Voltio-amperio
V	Voltaje, voltio

GLOSARIO

Acometida	Grupo de componentes utilizados para llevar la energía eléctrica desde las líneas de distribución de la distribuidora hasta la instalación eléctrica de un usuario en particular.
AMM	Asociación del Mercado Mayorista.
Amperio	Unidad de medida de la corriente eléctrica equivalente al paso de un coulomb de carga por un nodo de un circuito en un segundo.
AMPS	Siglas de Advanced Mobile Phone System, Sistema Avanzado de Telefonía Móvil.
ANSI	Organización encargada de desarrollar normativas para la industria eléctrica en EEUU.
BIT	Digito Binario, que adquiere el valor de 1 o 0 en el sistema numérico binario.
Bobina	Arrollado de conductor en torno a un núcleo para convertir energía eléctrica en campo magnético y viceversa.

Burden	Valor de resistencia del circuito conformado por conductores y medidores de energía conectados al secundario de un transformador.
Bushing	Conjunto de conector y aislante que permite conectar de forma segura y sin arco eléctrico el punto de conexión externo de un transformador con el punto interno.
Consumo	Cantidad de kilovatios-hora que un determinado usuario ha tomado de la red en un periodo dado de tiempo, generalmente un mes.
DNP3	Distributed Network Protocol; protocolo de comunicación usado en los sistemas SCADA.
Kilovatio-hora	Unidad de medida de la energía eléctrica equivalente a una demanda de un kilovatio durante una hora.
LAN	Red de área local.
Monofásico	Servicio de energía eléctrica que utiliza únicamente una fase para funcionar.
Modbus	Protocolo de comunicación basado en un bus de datos.
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución.

PC	Siglas en inglés de computador personal.
PWM	Siglas en inglés de Pulse Width Modulation, modulación de ancho de pulso.
RTU	Remote Terminal Unit, unidad de terminal remota.
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition; control de supervisión y adquisición de datos.
Transformador	Dispositivo eléctrico capaz de cambiar niveles de voltaje o corriente.
Trifásico	Servicio de energía eléctrica que utiliza las tres fases del sistema de distribuidor para funcionar.
Telefonía móvil	Sistema de comunicación conocido comúnmente como telefonía celular que consta de una red de comunicaciones o red celular y las terminales o teléfonos móviles que tienen acceso a la red mencionada.
TCP IP	Modelo de descripción de protocolo de red.
Vatio	Unidad de medida del sistema internacional para la potencia.

RESUMEN

Las compañías eléctricas utilizan transformadores de distribución para reducir el nivel de tensión en el circuito primario antes de ser utilizada por el usuario final a nivel de secundario. El buen funcionamiento del transformador así como el correcto control de las pérdidas que se presenten en el circuito secundario garantizan, no solo una correcta medición y facturación del consumo de los usuarios medidos en media tensión en una distribuidora de energía, sino también contribuye a cumplir con las normas establecidas por el ente regulador de la generación y distribución de la energía eléctrica.

La importancia de contar con un método que sea capaz de determinar y corregir el porcentaje de pérdidas existentes en el circuito secundario, así como medir los niveles de tensión y sobrecarga de los transformadores de distribución es de vital importancia, pues constituye una poderosa herramienta que contribuye a la reducción del índice de pérdidas de la compañía eléctrica.

El presente trabajo de graduación es un análisis de los distintos equipos de medición remota para la implementación de la medición totalizadora en los bancos de distribución de la compañía eléctrica bajo estudio, así como una evaluación de los resultados, y relación costo-beneficio.

OBJETIVOS

General

Realizar un análisis de las ventajas técnicas y económicas de la implementación de la medición totalizadora remota para los bancos de distribución instalados en la red eléctrica de la distribuidora bajo estudio.

Específicos

1. Realizar un monitoreo remoto de los bancos de distribución para la detección de sobrecargas según criterio de la distribuidora bajo estudio.
2. Evaluar los distintos equipos de comunicación existentes en el mercado y seleccionar el más rentable para el proyecto.
3. Presentar una herramienta para la detección y corrección de pérdidas técnicas y no técnicas en la red eléctrica de la compañía, contribuyendo a la reducción del índice de pérdidas.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de graduación se analizan las características de la medición totalizadora en los bancos de distribución de la compañía eléctrica bajo estudio, además, se detalla la implementación y resultados obtenidos.

En el primer capítulo se dan a conocer los conceptos fundamentales de los transformadores, sus principios de funcionamiento, componentes, clasificación y uso en las distribuidoras de energía. En el segundo se muestran los distintos medidores que están disponibles para medir en el banco de transformación y los distintos equipos de comunicación que se pueden utilizar para la implementación de la medición totalizadora. El tercer capítulo corresponde a una descripción general del protocolo DNP3 y la Norma IEC 61850. En el cuarto capítulo se discuten las distintas tecnologías de red que actualmente existen en el mercado.

Finalmente, en el quinto capítulo se realiza la implementación y evaluación de la medición totalizadora, realizando una descripción del equipo de medición y comunicación que se utilizó, qué criterios se utilizaron para seleccionar un banco de transformación, qué resultados se obtuvieron, y finalmente, un detalle de la evaluación económica del proyecto.

1. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PÉRDIDAS EN LA RED ELÉCTRICA

1.1. Transformadores de distribución

Se le llama transformador de distribución, al transformador de potencia igual o inferior a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto trifásicos como monofásicos.

La mayoría de transformadores de distribución están proyectados para montajes en poste, estos son el elemento básico en las redes de distribución de energía eléctrica, en los sistemas urbanos y rurales.

Las aplicaciones típicas de estos dispositivos son para proveer de energía eléctrica de baja tensión a residencias, edificios y la industria.

A continuación se mostrará un transformador típico de distribución en la red eléctrica de Guatemala.

Figura 1. **Transformador de distribución**



Fuente: bulevar principal de ciudad San Cristóbal zona 8 de Mixco, Guatemala

1.1.1. Principios de funcionamiento

El transformador se puede definir como una máquina estática que por un fenómeno de inducción electromagnética transfiere energía eléctrica alterando valores de tensión y corriente del devanado primario al devanado secundario utilizando el mismo valor de frecuencia.

Consta de dos o más devanados enrollados alrededor de un núcleo ferro magnético. Estos devanados no están conectados en forma directa, la única conexión es el flujo magnético común, que se encuentra en el núcleo del transformador. Uno de los devanados del transformador se encarga de recibir la energía eléctrica y el segundo suministra la misma a las cargas.

A continuación se presentan las diversas leyes que rigen su comportamiento y los fenómenos eléctricos relacionados.

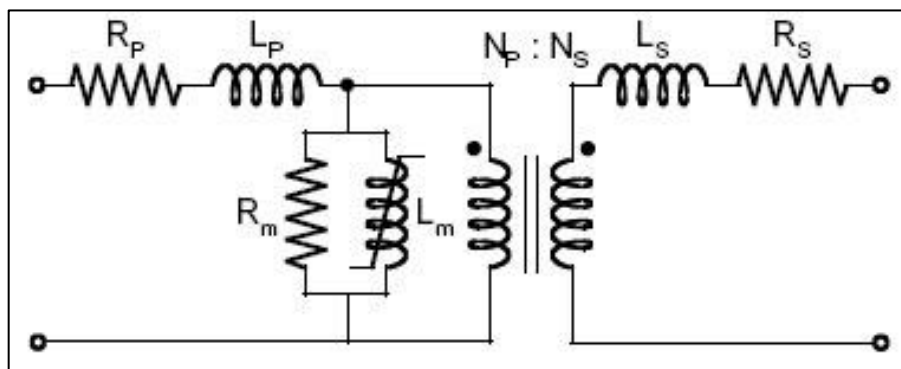
Tabla I. **Fundamentos teóricos de los transformadores**

TRANSFORMADOR	
FENÓMENO ELÉCTRICO	LEYES
Campo magnético (f.e.m)	Ley de Ampere Ley de Lenz
Inducción mutua	Ley de Ampere
Autoinducción	Ley de Faraday

Fuente: elaboración propia.

La figura 2 muestra el circuito equivalente de un transformador de dos devanados. Su lado primario y secundario están relacionados mediante la relación de transformación N_p/N_s . Este circuito puede servir para representar un transformador monofásico o cualquiera de las fases de un transformador trifásico; tanto en régimen permanente, como en procesos transitorios de baja frecuencia. Para el caso de análisis del comportamiento completo de un transformador trifásico se debe incluir la representación de las tres fases y también será necesario tener en cuenta el tipo de conexión en ambos lados del transformador.

Figura 2. **Circuito equivalente de un transformador real**



Fuente: *Circuito de un transformador real.*

<http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/principi2.htm>. Consulta: 12 de diciembre de 2015.

Los parámetros representados en el modelo anterior tienen el siguiente significado físico:

R_m y L_m corresponden a parámetros del núcleo del transformador; R_m representa las pérdidas en el núcleo, mientras que L_m representa el flujo de magnetización confinado en el núcleo y común a los dos devanados del transformador.

R_p , L_p , R_s y L_s corresponden a parámetros de los devanados; R_p y R_s representan las pérdidas por efecto Joule de ambos devanados del transformador, y L_p y L_s representan los flujos de dispersión de cada devanado.

La relación N_p/N_s es la relación entre el número de espiras de los lados primario y secundario del transformador, representa la relación de transformación entre tensiones y corrientes nominales de ambos devanados.

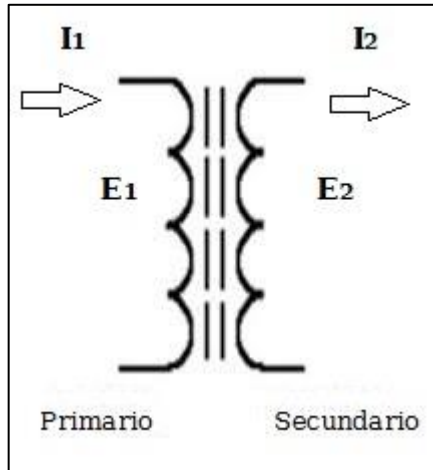
1.1.2. Relación de transformación

La relación de transformación indica que las tensiones inducidas en el devanado primario y secundario están directamente relacionadas con el número de espiras, según se detalla en la siguiente expresión:

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{N_2}{N_1} = a$$

Donde N_2 y N_1 son el número de espiras, I_1 e I_2 son las corrientes y E_1 y E_2 son las tensiones tomando como referencia que el subíndice 1 nos indica lado primario y el subíndice 2 lado secundario, tal y como se observa en la figura 2.

Figura 3. **Modelo de transformador ideal y sus parámetros**



Fuente: elaboración propia.

1.1.3. Tipos de transformadores

En la construcción de transformadores existen aspectos que establecen diferencias entre los mismos, como por ejemplo el sistema de enfriamiento o bien en el nivel de potencia y voltaje que se requiere para diversas aplicaciones. En la tabla II se muestra la clasificación de los transformadores.

Tabla II. **Clasificación de los transformadores**

Por su núcleo	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo columna • Acorazado • Radia • Envolverte
Por su número de fases	<ul style="list-style-type: none"> • Monofásico • Trifásico
Por el número de devanados	<ul style="list-style-type: none"> • Dos devanados • Tres devanados
Por el medio refrigerante	<ul style="list-style-type: none"> • Aire • Líquido inerte • Aceite

Continuación de la tabla II.

Por el tipo de enfriamiento	<ul style="list-style-type: none"> • AA/FA • OA • A/A • OW • FOW • OW/A • OA/FA/FOA • OA/AF • FOA • OA/FA/FO
Por la conexión de sus devanados	<ul style="list-style-type: none"> • Δ-Δ • Δ-Y • Y-Y • Y-Δ
Por el tipo de operación	<ul style="list-style-type: none"> • De potencia • Distribución • Transferencia • Reductor • Elevador • Horno Eléctrico • Ferrocarril
Por el tipo de regulación	<ul style="list-style-type: none"> • Variable sin carga • Fija • Variable con carga

Fuente: *Trasformador*. <https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador>.

Consulta: 25 de noviembre de 2015.

1.1.3.1. Transformadores autoprotegidos

Un transformador autoprotegido comprende, desde su etapa de diseño, elementos de protección contra sobretensiones, sobrecargas y elementos para aislarlo de la red en caso de fallas internas o externas.

Los accesorios que brindan autoprotección son los siguientes:

- Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias

Protege el transformador de sobretensiones transitorias causadas por descargas electroatmosféricas.

- Fusible interno de protección

Conexión entre el *bushing* y el devanado primario, opera para desconectar el transformador del primario, en caso que una falla interna ocurra este elemento se funde y evita futuras reconexiones del transformador.

- Fusible de expulsión

Actúa como una protección de sobre corriente aislando el transformador de una falla.

- Interruptor

Proporciona al transformador un grado de protección contra sobrecargas y cortocircuitos externos permanentes, normalmente esta protección está coordinada con el fusible interno de protección y deberá disparar antes que opere dicho fusible.

1.1.4. Conexiones de transformadores

A continuación se explicarán los tipos de conexiones de transformadores.

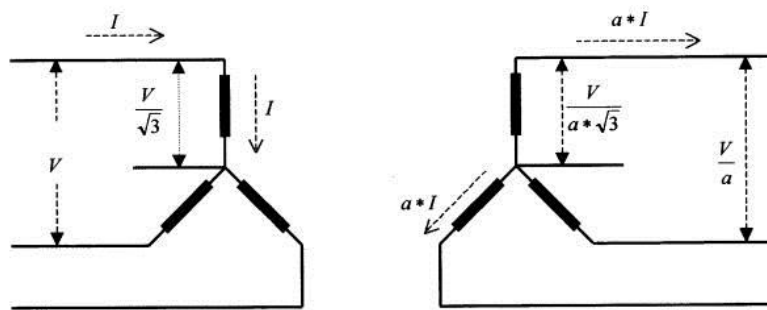
- Conexión Y-Y

La conexión Y-Y de transformadores trifásicos de distribución se muestra en la figura 4. En una conexión Y-Y, el voltaje primario en cada fase del transformador está dado por $V_{\phi p} = V_{Lp}/\sqrt{3}$. El voltaje de fase primario se relaciona con el voltaje de fase secundario por medio de la relación de vueltas del transformador. El voltaje de fase en el secundario está

relacionado con el voltaje de línea en el secundario por $V_{LS} = \sqrt{3}V_{\phi p}$. Por lo tanto, la relación de voltaje general en el transformador es:

$$V_{Lp}/V_{LS} = \sqrt{3} V_{\phi p}/ V_{\phi s} = a$$

Figura 4. Diagrama de conexión de un transformador trifásico Y-Y



Fuente: *Patricioncha*. <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.
Consulta: 12 de diciembre de 2015.

La conexión Y-Y tiene la gran ventaja de disminuir la tensión por fase del transformador, pero presenta inconvenientes cuando las cargas no están equilibradas. Para eliminar estos inconvenientes se dispone de un devanado terciario el cual está conectado en triángulo y cerrado en cortocircuito sobre sí mismo. Las fuerzas magneto motrices primaria y secundaria debidas a esta sobrecarga, se compensan en cada columna logrando que desaparezcan los flujos adicionales; y con ello, los inconvenientes que resultan de las cargas desequilibradas.

- Conexión Y-Δ

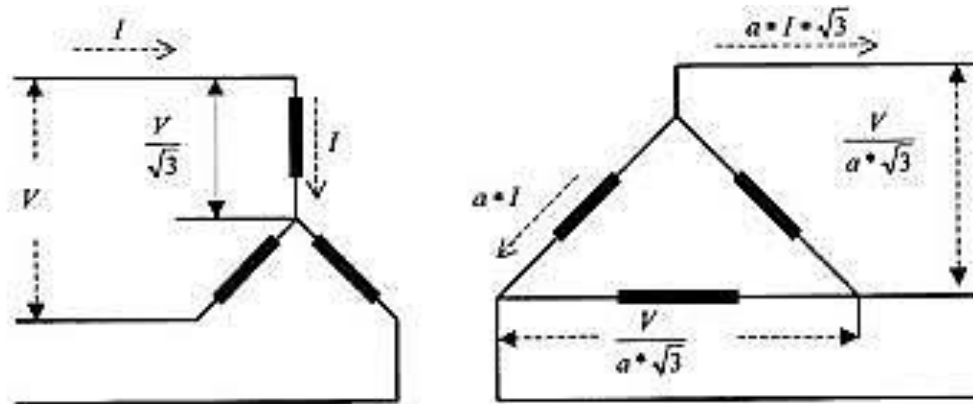
Una conexión Y-Δ es mostrada en la figura 5, en esta conexión, el voltaje de línea primario está relacionado con el voltaje de fase primario por la

relación $V_{Lp} = \sqrt{3} V_{\phi p}$, mientras que el voltaje de línea secundario es igual al voltaje de fase secundario $V_{LS} = V_{\phi p}$. Por último, la relación de voltaje para cada fase se puede expresar como $V_{\phi p} / V_{\phi s} = a$, la relación general entre el voltaje de línea del lado primario y el voltaje de línea en el lado secundario es:

$$V_{Lp}/V_{LS} = \sqrt{3}a$$

La conexión Y- Δ se usa generalmente para bajar un voltaje alto a uno medio o bajo. Siendo la principal razón que tenemos neutro para aterrizar del lado de alto voltaje, lo cual es conveniente y tiene grandes ventajas.

Figura 5. Diagrama de conexión de un transformador trifásico Y- Δ



Fuente: *Patricioncha*. <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.

Consulta: 12 de diciembre de 2015.

Esta conexión no presenta problemas con los componentes de terceros armónicos en sus voltajes, puesto que se consume una corriente circulante en el lado de la delta.

Además, es estable con respecto a cargas desequilibradas, debido a que la delta redistribuye cualquier desequilibrio que se presente.

Por otro lado, el voltaje secundario se desplaza en retraso 30 grados con respecto al voltaje primario del transformador, lo cual ocasiona problemas en los secundarios si se desea conectar en paralelo con otro transformador, siendo uno de los requisitos para conectar en paralelo, que los ángulos de fase de los secundarios del transformador deber ser iguales.

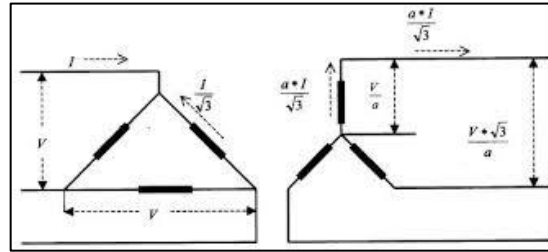
- Conexión Δ -Y

En la figura 6 se muestra una conexión Δ -Y de un transformador trifásico. En una conexión Δ -Y, el voltaje de línea primario es igual al voltaje de fase primario V_{Lp} .

Es muy empleado como conexión para transformadores elevadores al principio de la línea y no al final, porque cada fase del devanado primario ha de soportar la tensión entre fase de red.

Esta conexión tiene las mismas ventajas y el mismo desplazamiento de fase que el transformador en configuración Y- Δ . El voltaje secundario estará en retraso con respecto al voltaje primario en 30 grados.

Figura 6. Diagrama de conexión de un transformador trifásico Δ -Y



Fuente: *Patricioncha*. <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.
 Consulta: 12 de diciembre de 2015.

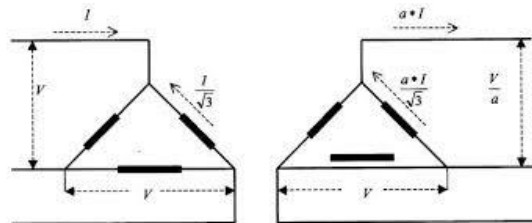
- Conexión Δ - Δ

La configuración Δ - Δ se observa en la figura 7, en este tipo de conexión, el voltaje de línea primario se define como: $V_{Lp} = V_{\phi p}$, y el voltaje de línea secundario es $V_{Ls} = V_{\phi s}$. La relación entre los voltajes es:

$$V_{Lp}/V_{Ls} = V_{\phi p}/V_{\phi s} = a$$

Este transformador no tiene un desplazamiento de fase asociado y no tiene problemas con cargas desequilibradas o armónicos.

Figura 7. Diagrama de conexión de un transformador trifásico Δ - Δ



Fuente: *Patricioncha*. <http://patricioconcha.ubb.cl/410113/accionamientos/razon%20trifa.htm>.
 Consulta: 12 de diciembre de 2015.

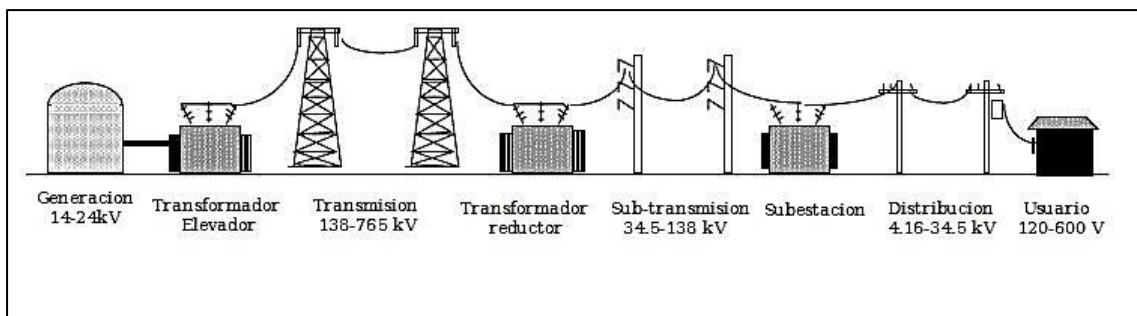
1.2. Uso de los transformadores

A continuación se presentarán los usos de los transformadores.

1.2.1. Uso de los transformadores en la generación transmisión y distribución

Los transformadores permiten aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. Una vez generada la electricidad en el generador de las centrales, y antes de enviarla a la red, se utilizan los transformadores elevadores para elevar la tensión y así reducir las pérdidas en transporte producidas por el efecto Joule. De manera análoga, una vez llegada la electricidad a su destino, nuevamente son empleados los transformadores; pero esta vez, para reducir el nivel de tensión antes de ser utilizada por el usuario final. A continuación se muestra un sistema de generación, transmisión y distribución típico.

Figura 8. **Generación transmisión y distribución de energía eléctrica**



Fuente: *Energía renovable*. <https://jmirez.wordpress.com/category/energia-renovable/page/25/>.

Consulta: 25 de noviembre de 2015.

1.3. Pérdidas en la red eléctrica

Las pérdidas de energía en una red eléctrica son la diferencia entre la energía comprada y la energía que es vendida, y se clasifican en pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

1.3.1. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se refieren a la energía que se disipa en los distintos equipos, cables y conexiones de red que conforman el sistema de distribución requerido para conducir y transformar la energía. Estas pérdidas pueden ser estimadas por métodos analíticos y estadísticos. Este tipo de pérdidas en una distribuidora de energía es normal y no pueden ser eliminadas completamente; sin embargo, pueden ser reducidas por medio de proyectos de mejora de la red, tales como repotenciación de conductores, optimización de rutas de circuitos, construcción de nuevas subestaciones, optimización de transformadores de distribución y gestión de alumbrado público entre otras.

Las pérdidas técnicas se pueden clasificar como: Pérdidas por transporte, pérdidas por transformación, pérdidas por efecto joule y pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

- Pérdidas por transporte: se originan en las líneas de distribución secundaria, distribución primaria y en las líneas de subtransmisión.
- Pérdidas por transformación: se originan en transmisión-subtransmisión, subtransmisión-distribución y en los transformadores de distribución.

- Pérdidas por efecto Joule: se conoce como efecto Joule al fenómeno irreversible, relacionado a las pérdidas por calentamiento en los conductores, equipos y demás conexiones eléctricas necesarias para la interconexión de un sistema eléctrico.
- Pérdidas por histéresis y corrientes parásitas: se le llama pérdida por histéresis a la potencia que se utiliza para magnetizar el núcleo. Esta potencia no tiene otra aplicación práctica, y se requiere para la magnetización del núcleo del transformador.

Las corrientes parásitas o corrientes de Foucault, son un fenómeno eléctrico descubierto por el físico francés Leon Foucault en 1815. Estas se producen cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable, este movimiento relativo causa una corriente inducida dentro del conductor. Estas corrientes parásitas serán directamente proporcionales a la intensidad del campo magnético aplicado, el conductor y su movimiento.

En los núcleos de los transformadores se generan tensiones inducidas debido a las variaciones de flujo magnético a los que son sometidos. Estas tensiones producen las corrientes párasitas en el núcleo que reducen la eficiencia eléctrica del transformador.

1.3.2. Pérdidas no técnicas

Una empresa distribuidora de energía siempre va a registrar pérdidas no técnicas. Es decir, parte de la energía generada no es facturada y los medidores eléctricos no registran esta energía. Por tanto, las pérdidas no técnicas constituyen una pérdida real de energía eléctrica, misma que es

utilizada por un usuario que es cliente o no, de la empresa eléctrica de distribución.

Las pérdidas no técnicas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Consumo de usuarios que no son clientes: en esta clasificación se encuentran todos aquellos usuarios que se conectan a la red eléctrica sin haber suscrito un contrato con la empresa eléctrica distribuidora.
- Medición incorrecta de energía: es esta clasificación se encuentran todos los errores en la interpretación de la lectura de los medidores eléctricos, y facturación de los clientes.
- Error en consumo estimado: en esta clasificación se encuentran los errores que se presentan al estimar el consumo de energía eléctrica en los clientes a los cuales se les realiza el cobro a través de una cuota fija.
- Energía consumida no media: es esta clasificación se encuentran los usuarios que, siendo clientes de la empresa distribuidora, alteran intencionalmente el medidor o la instalación eléctrica.

2. EQUIPOS PARA LA INTERFAZ FÍSICA DE TRANSMISIÓN

2.1. Medidor de energía eléctrica

El medidor de energía eléctrica es un equipo que se utiliza para cuantificar la energía eléctrica que una compañía de distribución suministra a sus clientes. Aplicando una tarifa establecida por el ente regulador (CNEE para Guatemala) permite realizar una facturación correcta de la potencia y energía consumida por cada cliente.

De todo el universo de medidores inteligentes que existen en la industria, se analizará de manera general las especificaciones y cualidades de los Landis + Gyr y los Maxys.

2.1.1. Medidor landis + gyr E650 S4e

Estos pertenecen a la clasificación de medidores comerciales e industriales. Son diseñados en un amplio rango de voltajes y según el requerimiento, se puede disponer con el fabricante de las últimas actualizaciones, para garantizar la calidad de medición en todo momento a lo largo del tiempo.

Este medidor es fácil de usar debido a la capacidad de autorango de voltaje, lo que permite adecuarse a rangos de voltaje entre 120V y 480V en los distintos tipos de servicio disponibles en la red de la distribuidora de energía eléctrica.

Un medidor Landis + Gyr de la familia E650 S4e se muestra en la figura 9.

Figura 9. **Medidor Landis + Gyr S4e**



Fuente: *Medidor* . <https://www.landisGyr.com/products/electric-meters/commercial-and-industrial-meters/>. Consulta: 18 de noviembre de 2015.

En general un medidor Landis+Gyr E650 S4e está disponible para ser fabricado con una configuración de registro, entre tres opciones posibles, las cuales son: AXLS4e, AXS4e y RXS4e. La configuración dependerá del tipo de aplicación que se le vaya a dar al medidor.

La versión AXLS4e permite al medidor únicamente registrar el consumo de energía en kilowatt-hora. Teniendo sus principales aplicaciones en los servicios domiciliarios.

La versión AXS4e permite, además de medir la energía en kilowatt-hora, llevar un registro de la demanda y tarifa horaria.

La versión más completa es la RXS4e, ya que permite medir la energía activa, reactiva y aparente.

En lo que respecta a las comunicaciones, cuenta con una amplia variedad de opciones entre las que se pueden mencionar: tarjetas RS-85, RS-232, dispositivos AMI, PLC y tecnología celular.

2.1.1.1. Especificaciones

En la figura 10 se muestra la hoja de especificaciones de un medidor Landis + Gyr de la familia E650 S4e, proporcionada por el fabricante:

Figura 10. Hoja de especificaciones del medidor Landis + Gyr E650 S4e

Especificaciones		
Especificaciones Generales	Energía Activa "kWh-kW" y Reactiva (opcional) kVAh-kVA kVARh-kVAR	
	Técnica de Medición por Multiplicación Digital	
	Memoria No Volátil	
	Diseñado para una vida de 20+ años	
	Cumple con los estándares ANSI para desempeño	
	Utiliza protocolo ANSI (entre el medidor y dispositivo AMI)	
	Pantalla LCD de 9 Dígitos	
	Secuencia programable de pantallas en LCD (directo de fábrica o por usuario final)	
Temperatura de Operación	-40C a +85C por debajo de la cubierta del medidor	
Voltaje Nominal	Fuente de Alimentación de Auto-rango de 120-480V	
Voltaje de Operación	60% a 115% de Vn	
Frecuencia	50 o 60Hz ± 5%	
Humedad	Menor que o igual a 95% de humedad relativa, sin condensación	
Clase de Precisión	Medidores Clase 20, 120, 200 & 320 ± 0.2%	
	Medidores Clase 480 y Formas 36S, 29S, 36A ± 0.5%	
	Excepción: Forma 29 y 36	
	Soporte de Sobre Voltaje	
	Temporal (.5 segundos) 150% de voltaje nominal	
	Continuo (5 horas) 120% de voltaje nominal	
Carga de Inicio (Watts)	Clase 20	0.005 Amps (0.6W)
	Clase 150	0.050 Amps (6.0W)
	Clase 200	0.050 Amps (6.0W)
	Clase 320	0.080 Amps (9.6W)
	Clase 480	0.120 Amps (14.4W)
Formas Disponibles	Auto-Contenido	Base S – 2S, 12S, 14/15/16S, 25S, 1S, 2SE, 12SE, 14SE/15SE/16SE, 25SE
		Base K – 12K, 16K/15K, 27K
		Base A – 16A
	Para Transformador	Base S – 3S, 4S, 9S/8S, 45S, 36S, 29S, 56S
	Base A – 10A/8A, 45A, 36A	
Estándares Aplicables	ANSI C12.1 para medidores eléctricos	
	ANSI C12.10 para aspectos físicos de medidores watt-hora	
	ANSI C12.20 para medidores eléctricos, precisión clase 0.2 y 0.5	
	CAN3-C12-M84 Especificaciones Canadienses para aprobación de medidores	
	CAN3-Z234.4-79 Especificaciones Canadienses para toda fecha y hora numérica	
Carga de Voltaje	≤ 2.5W	

Fuente: Landis Gyr. http://www.landisgyr.com/webfoo/wp-content/uploads/2012/09/E650_S4e_Spec_Sheet-Spanish.pdf. Consulta: 14 de diciembre de 2015.

2.1.2. Medidor Maxys

Este medidor pertenece a la familia de medidores Landis + Gyr, y posee una calidad y fiabilidad extrema, convirtiéndolo en uno de los mejores equipos de medición para soluciones de aplicaciones de alto perfil.

Son utilizados en subestaciones, generación y aplicaciones de transmisión. Un medidor Landis+ Gyr de la familia Maxys E850 se muestra en la figura 11.

Figura 11. Medidor Landis + Gyr de la familia Maxys E850



Fuente: *Medidor*. <http://www.landisGyr.com/product/maxsys-e850-elite-advanced-metering/>.

Consulta: 16 de diciembre de 2015.

Los medidores de Elite Maxys E850 admiten 2 protocolos estándar, el DNP 3.0 nivel 2 y Modbus RTU. Además cuenta con 8 puertos de comunicación de alta velocidad, características que hacen de este medidor un dispositivo versátil en su capacidad para comunicarse con otros aparatos de medición y comunicación.

Una de las ventajas de estos equipos de medición, es que permite al usuario final personalizar el medidor para cubrir los requerimientos de exactitud, ahorrando costos y haciendo el proceso o aplicación más eficiente y rápida. También se destaca la gran pantalla de visualización LCD la cual muestra al usuario, de manera amplia y definida, las lecturas, alertas y diversos errores en los que incurra el medidor.

2.1.2.1. Especificaciones

En la figura 12 se muestra la hoja de especificaciones de un medidor Landis + Gyr de la familia Maxys E850, proporcionada por el fabricante:

Figura 12. **Hoja de especificaciones del medidor Maxys E850 Landis +**

Specifications	
Accuracy	Class 0.2%, ANSI C12.20
Communications	Two RS232 ports and two RS232/RS485 software configurable ports (Up to 115K baud). Optical port, 20mA current loop port for peer to peer communications, internal modem (56K or 1200 baud), Ethernet port under glass, and IRIG-B port for GPS time synchronization
Communications Protocols	Proprietary Type 7, DNP 3.0 level 2, Modbus
Burden	Current Circuit Burden: Less than 0.015 VA at test current Voltage Circuit Burden: Meter electronics less than 10VA max on one phase or aux power input. Less than 0.18VA per phase; 6VA aux power burden (for display); 7.2VA when charging battery
Power Supply	Low Range —AC line from 40 to 160 Vac; Aux power DC voltage from 40 to 160 Vdc High Range —AC line from 85 to 330 Vac; Aux power DC voltage from 90 to 300 Vdc
Frequency	60 Hz operation; optional 50 Hz
ANSI Forms	Socket base forms: 9/8, 35, 36, 26, and 10; Short switchboard style meters are available in 3 element configurations only (type 9)
Current Class	20 (5A), 10 (5A), and 2 (1A)
Starting Load	0.002 amps for class 20 meters; 0.001 amps for class 10 meters; 0.00025 amps for class 2 meters
Operating Temperature	Temperature Coefficient: +/-25ppm per C° Temperature Range: -40 to +85 C° (-40 to +185 F°) inside meter; LCD operational from -20 to +70 C° (-4 to +158 F°)
Relative Humidity Range	≤95% relative humidity, non-condensing
Time Base	Synchronized to 60Hz line frequency in U.S., stable to +/-0.002% per month to insure +/- 1 minute per month accuracy. Crystal time base is accurate to ±1 minute/year from 0 to 40°C and ±4 minutes/year from -40 to +85°C. GPS time synchronization is also available through an IRIG-B port
Graphical Display	320x240 graphical LCD module; Viewing area 78.78 x 59.58mm; operating temperature: -20 to +70 C°; Graphical representations of power quality data, vector diagrams, communication ports and various other information is available on the graphical display
Outputs	Up to (12) form C solid state outputs; 200VAC or DC; 100mA
Inputs	(8) opto isolated form A auxiliary (status/pulse) inputs; 10-15VDC
Massive Memory	512KB storage for each (2) load profile recorder; 28MB available for PQ event storage; 4 MB of SRAM

Fuente: *Hoja de especificaciones del medidor*. http://www.landisGyr.ch/webfoo/wp-content/uploads/product-files/Maxsys_ProductSheet_W.pdf. Consulta 18 de diciembre de 2015.

2.2. Equipos de comunicación

Son los dispositivos de hardware responsables de posibilitar la comunicación entre los equipos de medición y las redes 3G. Entre ellos podemos encontrar en el mercado *routers*, *switches* y *hubs*.

2.2.1. **Switch**

El *switch* o conmutador, es un dispositivo de interconexión que se emplea para conectar equipos entre sí formando una red de área local (LAN) siguiendo el estándar Ethernet. Estos dispositivos se pueden encontrar desde pequeños y básicos de 4 puertos, hasta aquellos que presentan funciones avanzadas de cientos de puertos.

Con un *switch* se puede formar una red local en la cual se podrán compartir documentos, tener una impresora común para todos los equipos asociados y si se dispone de un *router*, compartir acceso a internet.

Un *switch* típico se muestra en la figura 13.

Figura 13. **Switch hp de 24 puertos**



Fuente: *Switch hp*. <http://h17007.www1.hp.com/es/es/networking/products/switches/index.aspx>.

Consulta: 18 de noviembre de 2015.

La función básica de un *switch* es la de interconectar equipos en red. Este dispositivo no provee conectividad con otras redes, para tal función se utiliza un dispositivo conocido como *router*.

2.2.2. *Router*

Es un dispositivo cuya función es comunicar varias redes. También se le conoce como enrutador.

Este dispositivo es más eficiente que el *switch*, además de cumplir las mismas funciones, tiene la capacidad de escoger la mejor ruta que un paquete de datos debe seguir para llegar a su destino.

Los *router* se pueden clasificar en 2 grupos:

- *Routers* de acceso: se utilizan en aplicaciones residenciales para unir 2 redes, por lo general son los que se encuentran en las residencias de los hogares y proporcionan acceso a internet.
- *Routers* de distribución: estos dispositivos están conectados a más de 2 redes y están diseñados para procesar una gran cantidad de información.

Un *router* típico es mostrado en la figura 14.

Figura 14. **Router hp de 24 puertos**



Fuente: *Router cisco*. <http://routercisco.com.mx/>. Consulta: 25 de noviembre de 2015.

Antes de invertir en un *router*, es necesaria verificar que aplicación se le dará, si esalámbrico o inalámbrico y la cantidad de puertos a usar, regularmente es recomendable que queden algunos puertos libres para conectar dispositivos adicionales a la red en el futuro.

2.2.3. Hub

El *hub*, también llamado concentrador, es un dispositivo que se utiliza para conectar varios equipos en una red. Un dato que se envié al *hub*, será reenviado a todos los dispositivos conectados a éste.

La principal diferencia entre el *hub* y el *switch* consiste en que este último si diferencia los equipos conectados a el por medio de su MAC o IP. Es decir, los datos llegan únicamente al dispositivo al que se ha enviado sin ser transmitido a los demás.

En la actualidad, estos dispositivos ya casi no se usan, principalmente debido al bajo costo que están presentando los *switches*, lo que los convierte en dispositivos prácticamente obsoletos.

Un *hub* típico es mostrado en la figura 15.

Figura 15. **Hub Cisco**



Fuente: *Hub Cisco*. <http://www.biocomp.net/o33221.htm>. Consulta: 23 de noviembre de 2015.

3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

3.1. El protocolo DNP3

El protocolo DNP3 (Distributed Network Protocol) fue creado principalmente para aplicaciones del área eléctrica en sistemas SCADA. Generalmente se emplea en unidades remotas y dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs).

Es un protocolo estándar abierto, actualmente es usado por un gran número de fabricantes de equipos, permitiendo la interoperabilidad entre los mismos. Surgió de la necesidad de tener un protocolo no tan complejo como el modelo OSI para los sistemas SCADA, mismo que fue implementado por la comisión Electrotécnica Internacional (IEC) que lo definió en 3 capas, dando lugar al modelo EPA (Enhanced Performance Architecture) el cual es la base del protocolo DNP3.

3.1.1. Características

El protocolo DNP3 es una estructura de comunicación maestro-esclavo donde un dispositivo maestro envía una señal y un segundo dispositivo esclavo responde a las diversas instrucciones recibidas del dispositivo maestro. A cada nodo se le asigna una dirección en el rango de 0 a 65 535, haciendo posible realizar la comunicación de forma selectiva entre dos dispositivos por medio de la asignación de una única dirección.

En una red regida por el protocolo DNP3 pueden existir varios dispositivos esclavos, pero solo es posible que exista un dispositivo maestro. Otra característica de este protocolo es que todos los dispositivos que integran una red deben de operar bajo los mismos estándares eléctricos.

DNP3 permite la implementación de 4 estructuras de comunicación:

- Maestro-esclavo
- Maestro con múltiples esclavos
- Múltiples maestros
- Maestros intermedios

3.1.2. Arquitectura del protocolo

DNP3 es un protocolo de 3 capas basado en la norma IEC 870-5. Las 3 capas están basadas en el modelo EPA; este modelo está basado en el protocolo de 7 capas OSI.

Las 3 capas que conforman este protocolo son: la capa física, la capa de enlace de datos y la de aplicación. DNP3 define una cuarta capa denominada de transporte, la cual permite mensajes estructurados tanto en múltiples tramas como en múltiples fragmentos. Esta característica es la que distingue a este protocolo de los otros existentes en la industria, como el IEC 60870.

3.1.3. La capa física

Establece el medio físico por el cual se van a transmitir los datos entre dos dispositivos. También especifica las velocidades de comunicación y una correcta puesta en marcha y mantenimiento del enlace físico.

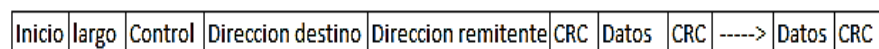
En esta capa se definen las estructuras de comunicación que se utilizarán, tal como el RS-232 o el RS-485. También es posible encapsularlo en paquetes TCP/IP.

3.1.4. La capa de enlace de datos

Ofrece una interfaz entre la función de transporte y el medio físico. La principal diferencia con respecto a la capa física consiste en que esta última está relacionada con el paso de unos cuantos bytes, mientras que la capa de enlace de datos está relacionada con el paso de varios grupos de bytes, los cuales se denominan tramas. Cada trama tiene un tamaño máximo 292 bytes.

A continuación se observa la estructura de una trama:

Figura 16. Estructura de una Trama



Fuente: elaboración propia.

Las partes de la trama se pueden describir como:

- Inicio: conformada por 2 bytes de 0x564.
- Largo: es un byte que representa la longitud de la trama, sin tomar en cuenta los CRC (*cyclicRedundancycheck*).
- Control: byte encargado de la correcta comunicación para evitar fallos.
- Dirección destino: bytes que contienen la dirección del destino, es decir, el dispositivo al que va dirigido el mensaje.

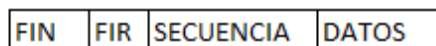
- Dirección remitente: bytes que contienen la dirección del remitente.
- Datos: a destacar que cada segmento es dividido (con excepción del último) en grupos de 16 bytes
- CRC: el CRC del protocolo DNP3 tiene una longitud de 2 bytes, los cuales se añaden al final de cada bloque para conformar una trama.

El bit de control de flujo informa sobre la dirección del mensaje, también es el encargado de implementar funciones para determinar el estado de la conexión lógica. Entre estas funciones se puede mencionar: ACK, NACK, estado del enlace y respuesta del mismo.

3.1.5. La pseudocapa de transporte

Esta capa es la encargada de dividir los fragmentos en grupos de 249 bytes y adjuntar un bit de control, dando lugar a un segmento, tal y como se observa en la figura 17.

Figura 17. Estructura de un segmento



Fuente: elaboración propia.

Un segmento se describe como sigue:

- Los bytes FIN y FIR: identifican tanto al primero, como segundo segmento.

- Secuencia: permite una comunicación clara y concisa al evitar que se repitan segmentos

3.1.6. La capa de aplicación

La capa de aplicación agrega una cabecera para poder enviar mensajes con varios fragmentos (1 024 bytes), permitiendo los mensajes de tamaño ilimitado. En esta capa es donde se generan los datos para envío de una solicitud o de una respuesta.

Su función principal es la de generar peticiones, procesar la información y enviar respuestas. Para realizar todas estas actividades, utiliza fragmentos de distintos tamaños, todo esto en función del dispositivo. Es importante resaltar que para poder realizar esta operación, los fragmentos deben ser independientes unos de otros.

3.2. La Norma IEC 61850

Producto de la necesidad de contar con un protocolo de comunicación estandarizado para las distintas marcas que se encuentran en el mercado, las compañías que fabrican equipos eléctricos de protección y control para subestaciones fueron las más beneficiadas con el surgimiento de la Norma IEC-61850, la cual es considerada a la fecha el estándar para la automatización de equipos de subestaciones de distintos fabricantes, ofreciendo una interoperabilidad entre los mismos dispositivos.

En la década de los sesenta, los protocolos dominantes eran los propios de cada fabricante, situación que fue cambiando con la introducción de los primeros protocolos no propietarios, tal como el Modbus o DNP. Es a principios

de la década de los noventa cuando se unifican los trabajos efectuados en Europa (IEC) y en América del Norte (EPRI), dando lugar al surgimiento de la Norma IEC 61850, misma que está en constante actualización mediante investigaciones de distintas compañías.

3.2.1. Estructura de la Norma IEC 61850

Se detalla a continuación la estructura de la Norma IEC 61850:

Figura 18. Estructura de la Norma IEC-61850

Parte 1	INTRODUCCIÓN Y VISTA GENERAL
Parte 2	GLOSARIO
Parte 3	REQUERIMIENTOS GENERALES
Parte 4	SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL PROYECTO
Parte 5	REQUERIMIENTO DE COMUNICACIÓN PARA LAS FUNCIONES Y MODELADO DE EQUIPOS
Parte 6	LENGUAJE DE DESCRIPCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN PARA SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN
Parte 7	ESTRUCTURA BÁSICA DE COMUNICACIÓN PARA LA Y ALIMENTADORES
Parte 8	SERVICIOS DE COMUNICACIÓN ESPECIFICOS DE MAPEO (SCSM)-MMS
Parte 9	SERVICIOS DE COMUNICACIÓN ESPECIFICOS DE MAPEO (SCSM)-SV
Parte 10	PRUEBAS DE CONFORMIDAD

Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Objetivo de la Norma IEC 61850

La Norma IEC-6180 presenta varios objetivos, entre los que cabe mencionar:

- La interoperabilidad: se define como la capacidad de dos o más equipos eléctricos para intercambiar información; además, asegura que IED (dispositivos electrónicos inteligentes) de distintos fabricantes tengan la posibilidad de compartir información sobre medios de comunicación comunes.

- Instalación simplificada: esto se logra por medio de la integración de una red LAN en lugar de múltiples cables.
- Inversión a largo plazo: la Norma IEC 61850 está diseñada para ir evolucionando al mismo ritmo que los avances tecnológicos incluyendo las comunicaciones, con esto se logra evitar que se tenga que realizar constantes cambios de equipos en el tiempo.
- Variabilidad al momento de adquirir equipos: al existir varios fabricantes que se basan en la Norma IEC 61-850, no existirá la dependencia de comprar solo a un fabricante, ya que existirá interoperabilidad entre los distintos equipos y con esto, se logran más opciones en el mercado al iniciar un proyecto.
- Propone modelos de lenguajes basados en XML: su alcance es mucho más amplio, proponiendo, no solo un nuevo sistema de automatización en subestaciones basado en nuevas arquitecturas, sino también define nuevos modelos de organización de información.

3.2.3. Ventajas y desventajas de la Norma IEC 61850

Entre las ventajas que ofrece la Norma IEC-61850 encontramos:

- Variedad y opciones por medio de la interoperabilidad entre los distintos IEDs de los distintos fabricantes.
- Reducción de costos, abarcando desde el diseño, montaje y mantenimiento.

Entre las desventajas se puede mencionar:

- El costo elevado que representa la migración de una instalación a la Norma IEC-61850. Esta es una tarea que hoy en día se considera compleja, dependiendo en gran medida del tipo de tecnología y de las expectativas funcionales que se desea alcanzar.

4. TECNOLOGÍA DE RED

La UIT (Unión Internacional de Telecomunicaciones) es el organismo especializado de las naciones unidas para las tecnologías de la información y la comunicación. Se encarga de verificar y desarrollar normas que garanticen la interconexión de redes.

4.1. Tecnología móvil de primera generación 1G

A finales de los años ochenta, se comenzaron a utilizar tecnologías analógicas para implementar los primeros sistemas de comunicaciones móviles, los cuales fueron llamados de primera generación o 1G. Estos sistemas introdujeron la característica de la movilidad, la cual fue revolucionaria para los servicios de comunicaciones existentes en ese entonces. Los estándares de esta tecnología fueron analógicos.

Estas tecnologías móviles tuvieron las siguientes características:

- La calidad de los enlaces de voz era baja.
- Utilizaron modulación FM.
- Ofrecían servicios de comunicación de voz sobre conmutación de circuitos.

Entre los estándares utilizados en la tecnología móvil 1G se pueden mencionar:

- AMPS: el Sistema Telefónico Móvil avanzado se empleó en la primera generación, el cual fue desarrollado por laboratorios Bell. Este sistema operaba a 800Mhz y fue utilizado en Estados Unidos, aunque también fue implementado en Inglaterra y Japón.
- NMT: el sistema de Telefonía Móvil Nórdica fue desarrollado por los países escandinavos. Esta tecnología es puramente analógica. Se emplearon 2 versiones, la NMT-450 y la NMT-900, cuya diferencia radica simplemente en las frecuencias que se utilizaron. La versión en la banda de los 450Mhz fue ampliamente utilizada en España.
- ETACS: este estándar es una variante del AMPS que opera en la banda de los 900Mhz. Fue principalmente empleado en Europa.

4.2. Tecnología móvil de segunda generación 2G

Debido a la creciente demanda en los sistemas de comunicación, a principios de los años noventa, se introdujo la tecnología móvil 2G, cuya principal característica radicó en que se comenzaron a introducir las comunicaciones digitales. La principal función de estos sistemas es la mejora de la capacidad, la calidad de voz y la ampliación de cobertura.

Evoluciona entonces una segunda generación, caracterizada por ser digital, en vez de analógica. Surgen nuevos métodos de acceso al medio, ya que ahora en lugar de utilizar únicamente FDMA, se recurre a 2 nuevas tecnologías: Acceso Múltiple por División de Tiempo (TDMA) y Acceso Múltiple por División de Códigos (CDMA).

En el año 1994, surge el primer sistema basado en TDMA, al cual se le dio el nombre de DAMPS (Digital Advanced Movil Phone System), este consiste básicamente en una evolución del antiguo sistema AMPS de primera generación, pero digital.

Con la llegada de la digitalización, se logró reducir considerablemente el costo, tamaño y consumo de energía en los dispositivos móviles, junto a lo anterior, nuevas tecnologías se hicieron presentes tales como los mensajes cortos, mensajes de voz e identificador de llamadas, entre otros.

Entre los sistemas de telefonía móvil de segunda generación, se pueden mencionar: GSM TDMA CDMA y DAMPS.

- GSM: el sistema global para las comunicaciones móviles es denominado un sistema estándar en lo que respecta a las comunicaciones digitales. Con este estándar surgieron los primeros servicios de mensajes cortos (SMS), mismos que fueron extendidos posteriormente a otros estándares. Cabe señalar que existen 14 bandas definidas con sus respectivas asignaciones de canal. El GSM evolucionó con el objetivo de prepararse para recibir a la tecnología móvil de tercera generación, dando origen al GPRS cuya principal diferencia radica en que se integró la conmutación de paquetes a la red GSM.
- TDMA: el acceso múltiple por división de tiempo permite que se divida en un único canal de frecuencia de radio en varias ranuras de tiempo. Esto permite que varios usuarios utilicen un mismo canal simultáneamente.
- CDMA: el acceso múltiple por división de códigos es un término que se utiliza para referirse a varios métodos de multiplexación basados en la

tecnología de espectro expandido. Específicamente CDMA emplea una tecnología de espectro expandido y una codificación. El proceso consiste en asignar a cada transmisor un código, mismo que será ortogonal a los demás códigos, cuando el receptor capta las señales emitidas por todos los transmisores, este puede seleccionar la que le fue enviada, gracias al esquema de codificación empleado.

- DAMPS: a pesar de que se implementó con el mismo ancho de banda que AMPS, este sistema logra implementar la capacidad del canal gracias al empleo de la tecnología TDMA.

4.3. Tecnología móvil de tercera generación 3G

La tecnología móvil de tercera generación se caracteriza por la convergencia de datos y voz con acceso inalámbrico a internet, ofreciendo aplicaciones multimedia y transmisiones de datos con un gran ancho de banda. Los servicios basados en 3G ofrecen mayores ventajas que las 2 generaciones anteriores combinando funciones basadas en el protocolo IP con el acceso móvil de alta velocidad.

Todo lo anterior proporciona una conexión rápida a internet de banda ancha que permite, entre otras funciones, realizar transacciones bancarias a través de un teléfono móvil, realizar compras en línea, consultar información y realizar tareas multimedia entre otras.

El estándar global para la tercera generación de redes de comunicaciones inalámbricas 3G es IMT 2000 (Telecomunicaciones Móviles Internacionales 2000) están definidas por un sistema de estándares de la UIT (Unión Internacional de Telecomunicaciones).

A partir de lo anterior, se definen 3 tipos de tecnología:

- UMTS (Universal Mobile Telecommunication System): Es una tecnología utilizada por los teléfonos móviles de tercera generación, siendo sucesora de GSM, dado que esta no pudo evolucionar a 3G.

Las 3 características principales de este sistema son: Un amplio ancho de banda, transmisión de voz de alta calidad y sus capacidades multimedia.

Además, la UMTS ofrece los siguientes servicios:

- Bajo costo y facilidad de uso: ofreciendo servicios adaptables para cubrir las necesidades de los usuarios y una amplia gama de terminales.
- Mayor ancho de banda: la principal ventaja de UMTS sobre la tecnología celular de segunda generación radica en el mayor ancho de banda, con transmisión de datos de hasta 7.2 Mbits/s.
- CDMA 2000: esta tecnología comprende los estándares CDMA2000 1x, CDMA2000 1xEV-DO (*1xEvolution Data-Optimized*), CDMA2000 1xEV-DV (*1x EvolutionVoice/data*), ofreciendo una capacidad de voz mejorada, mayor velocidad de datos, hasta 2 Mbps y una mayor durabilidad de baterías.
- TD-SCD MA (Tecnología CDMA sincrónica por División de tiempo).
- Desarrollada por la academia China de Tecnologías de comunicaciones, se basa en el espectro ensanchado.

Entre las ventajas de la tecnología celular 3G están: transmisión de voz con excelente calidad, mayor ancho de banda.

Análogamente, la principal desventaja de la tecnología celular 3G es el fenómeno conocido como respiración celular, el cual nos dice que la potencia de emisión es inversamente proporcional a la carga de tráfico en un sector.

5. IMPLEMENTACIÓN Y EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN TOTALIZADORA

La macro medición de energía eléctrica en un sistema de distribución que consiste en la instalación de medidores de energía eléctrica utilizando transformadores de corriente en los cables secundarios de los transformadores de distribución para obtener el balance energético entre la energía entregada por el transformador y la energía demandada por todos los medidores asociados al circuito secundario. Para el caso de Guatemala la macro medición se definió como el sistema de medición en bancos de transformadores de distribución de energía eléctrica y adelante será referido como medición totalizadora.

Actualmente existen compañías de distribución de energía eléctrica en otros países que han implementado o están en proceso de implementación de la macro medición, tales como:

- Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), implantación de macro medidores, Colombia.
- Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), instalación de macro medición, Colombia.
- Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), instalación de macro medición, Colombia.
- Chilectra, desarrollo de un equipo totalizador que aprovecha la tecnología Power Line Communication para realizar balances de energía, Chile.

- Empresas Públicas de Medellín (EPM), instalación de macro medición en la ciudad de Medellín, Colombia.

5.1. Equipo de medición y comunicación

El equipo utilizado para la medición totalizadora se compone de:

- Medidor totalizador
- Transformador de corriente
- *Router*
- Caja de conexión y cables

Medidor totalizador: es instalado a la altura del banco de transformación en una caja hermética que está asegurada al poste con un *rack* de soporte, su función es medir la energía que el transformador está suministrando a los clientes asociados conectados al circuito secundario. Dicha medición se realiza de forma integral cada 15 minutos.

Figura 19. **Medidor totalizador**



Fuente: bulevar principal de ciudad San Cristóbal zona 8 de Mixco, Guatemala.

Transformador de corriente: permiten la medida de corriente, transformando la corriente del secundario a valores manejables de 1 amperio o 5 amperios, existen opciones de transformadores de corriente tipo dona, tipo bobina de Rogowski y los de núcleo partido, estos últimos tienen la ventaja que para su instalación o retiro no es necesario interrumpir el servicio de energía eléctrica, es decir, que se pueden conectar bajo condiciones de carga.

Un transformador de corriente de núcleo partido como el mostrado en la figura 2 puede utilizarse en la integración de la medición totalizadora.

Figura 20. **Transformador de núcleo partido**



Fuente: *Transformador*. <http://transformerseller.es/2-4-t24-split-core-current-transformer.html>.

Consulta: 12 de enero de 2016.

Router: dispositivo que se utiliza como interfaz entre los datos que envía el medidor y la red 3G.

La instalación del equipo es práctica, rápida y requiere pocos pasos, entre los cuales podemos mencionar:

- Instalación de la caja *socket* para medición semidirecta, que es donde se encuentra el equipo de comunicación, medidor totalizador, sistema de cableado, tubería y accesorios.

- Instalación de los transformadores de corriente en los cables de baja tensión de los transformadores de distribución.
- Revisar el estado de cada conexión y del medidor, asegurándose que se hayan realizado correctamente.
- Verificar que el circuito que alimenta el transformador haya quedado funcionando normalmente para evitar reclamos posteriores de los clientes.

La figura 3 muestra la instalación típica de un equipo de medición totalizadora.

Figura 21. **Equipo de medición totalizadora**



Fuente: bulevar principal de ciudad San Cristóbal zona 8 de Mixco, Guatemala.

5.2. Estrategias para la selección de bancos de distribución a analizar

La selección de los bancos de transformación de distribución para la evaluación de balance energético se realiza considerando los siguientes criterios:

- Nivel de estrato socioeconómico
- Clientes con histórico de alteración en las condiciones de suministro
- Actividad económica

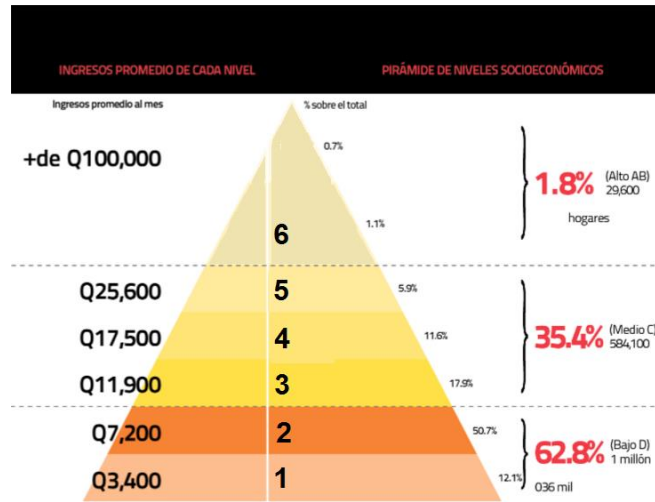
5.2.1. Nivel de estrato socioeconómico

La sociedad guatemalteca está dividida en grupos que viven de manera diferente de acuerdo con su estándar de vida definido por el nivel socioeconómico. Así lo define el estudio realizado por representantes de la Unión Guatemalteca de Agencias de Publicidad (UGAP) el cual se titula *Niveles Socioeconómicos en Guatemala*.

La clasificación se realizó de acuerdo al ingreso mensual que recibe una persona promedio en quetzales.

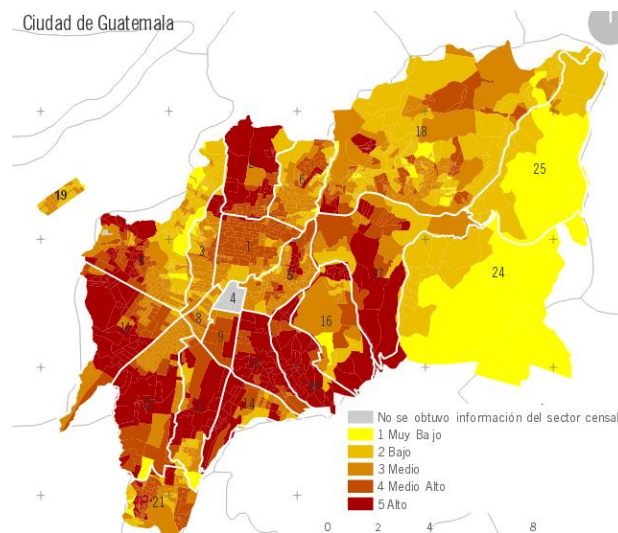
Tomando como referencia el informe de la UGAP, se realiza una Estratificación Socioeconómica por Sector Censal, definiendo las zonas de clase alta donde el consumo de energía es elevado y es necesario hacer el monitoreo y balance energético que asegure que la energía eléctrica entregada por el transformador de distribución está siendo medida correctamente.

Figura 22. Pirámide de niveles socioeconómicos



Fuente: UGAP. Niveles Socioeconómicos en Guatemala.

Figura 23. Estratificación Socioeconómica por Sector Censal



Fuente: Municipalidad de Guatemala.

http://infocidad.muniguate.com/Site/01_estratos_sociales_files/1_Estratos%20sociales.pdf.

Consulta: 1 de marzo de 2016.

Tomando como referencia el estudio sobre la ponderación de la CBV (canasta básica vital) realizado por el Instituto Nacional de Estadística (refiérase a la tabla I), el cual nos indica que aproximadamente 10 % del ingreso de una familia es usado para vivienda, agua, electricidad y gas. Se tomarán los estratos 3,4,5 y 6 de más ingreso económico mensual (y por consiguiente, más consumo de energía eléctrica) para la instalación de medición totalizadora, con el objeto de proteger los ingresos de los clientes con mayor peso en cuanto a consumo de energía eléctrica. Según distribución geográfica de estratos sociales de la municipalidad de Guatemala (ver figura 23), los estratos 3, 4, 5 y 6 de la pirámide de la UGAP (ver figura 22), corresponden a los estratos medio, medio alto y alto, concentrando por facilidad de análisis en el estrato alto los hogares o familias con mayor ingreso, esto incluye los rangos de ingreso de Q 61 200 a Q 99 999 y mayores a Q 100 000.

Tabla III. **Equivalencias para la pirámide de la UGAP**

CLASIFICACION	CLASIFICACION	INGRESO MENSUAL
A	6	>Q100 000,00
B	6	Q61 200,00
C 1	5	Q25 600,00
C2	4	Q17 500,00
C3	3	Q11 900,00
D1	2	Q7 200,00
D2	1	Q3 400,00

Fuente: UGAP. Niveles Socioeconómicos en Guatemala. p. 6.

Tabla IV. **Ponderación de la CBV**

DESCRIPCIÓN	Cantidad	%
Alimentos, Bebidas no Alcohólicas	1411.86	38.76
Vestuario y Calzado	289.22	7.94
Vivienda, agua, electricidad y gas	364.26	10
Mobiliario, equipo de vivienda y mantenimiento de Vivienda	289.59	7.95
Salud	199.61	5.48
Transporte y Comunicaciones	397.77	10.92
Recreación y Cultura	248.79	6.83
Educación	203.98	5.60
Bienes y Servicios diversos	237.50	6.52
CBV en el mes de Abril 2010	3642.58	100

Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE). Consulta: 29 de mayo de 2016.

5.2.2. Clientes con histórico de alteración en las condiciones de suministro

Se consultaron y analizaron las bases de datos de la compañía eléctrica, con el objeto de identificar a los clientes que han presentado alteración en las condiciones de suministro; del universo de clientes encontrados, se tomo una muestra, considerando los casos donde la defraudación de energía eléctrica representa un valor de impacto alto a las pérdidas de la compañía eléctrica.

A partir de la fecha de normalización de la medición del servicio de un cliente fraudulento, se estará facturando de forma correcta el consumo de energía eléctrica.

5.2.3. Actividad económica

Es cualquier proceso donde se generan e intercambian productos, bienes o servicios para cubrir las necesidades de las personas.

Todo el universo de clientes de la compañía eléctrica está segmentado por actividad económica. Esta clasificación abarca residencias, tiendas, fábricas de plástico, fábricas de hielo, supermercados, hoteles, recicladoras, reencauchadoras y restaurantes entre otras actividades económicas del segmento comercial e industrial.

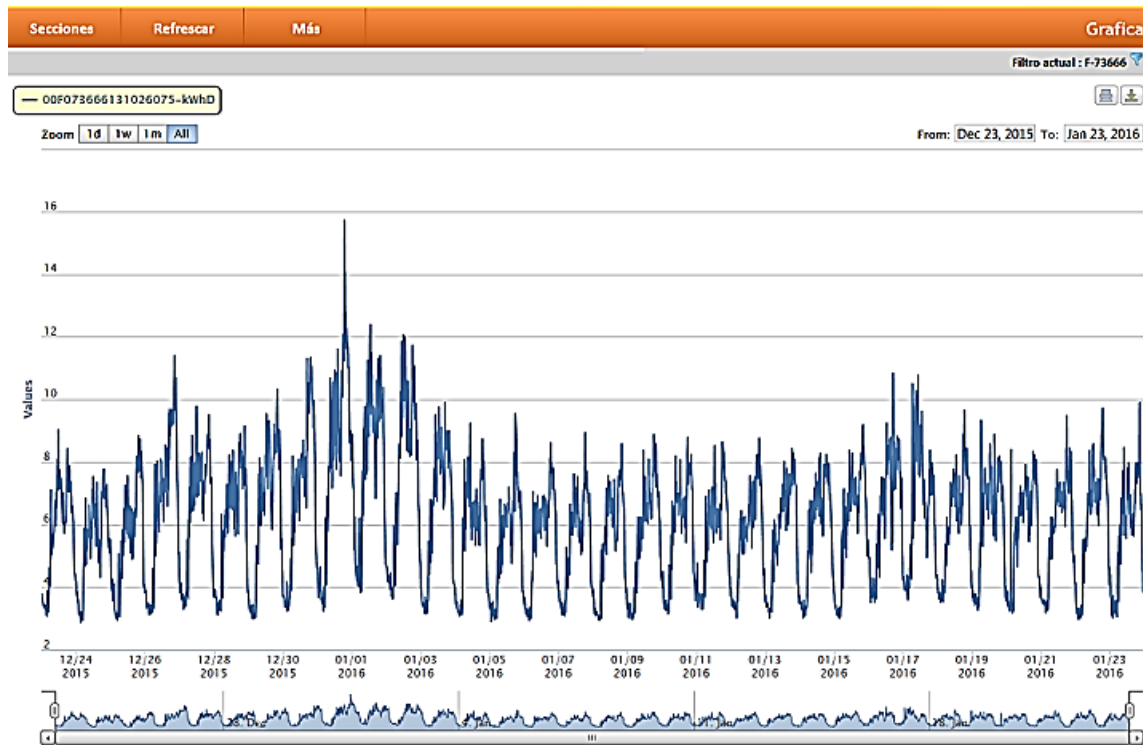
Lo anterior, permite establecer una clasificación considerando el número de casos de alteración en las condiciones de suministro detectados y la actividad económica de cada cliente, para determinar el sector residencial, comercial o de industria donde hay más pérdidas de energía eléctrica y diseñar las estrategias de seguimiento considerando diversas variables de selección para la instalación y monitoreo del consumo con medición totalizadora.

5.3. Procesamiento de la información y balance energético

La información que registra el medidor totalizador es enviada a un *router*, desde donde viaja a través de la red de telecomunicaciones y llega finalmente a los servidores de la compañía eléctrica.

Esta información es visualizada por medio de un software por medio de filtros de consulta; filtros que son configurables para diversos medidores, variables o ventanas de tiempo (ver figura 24).

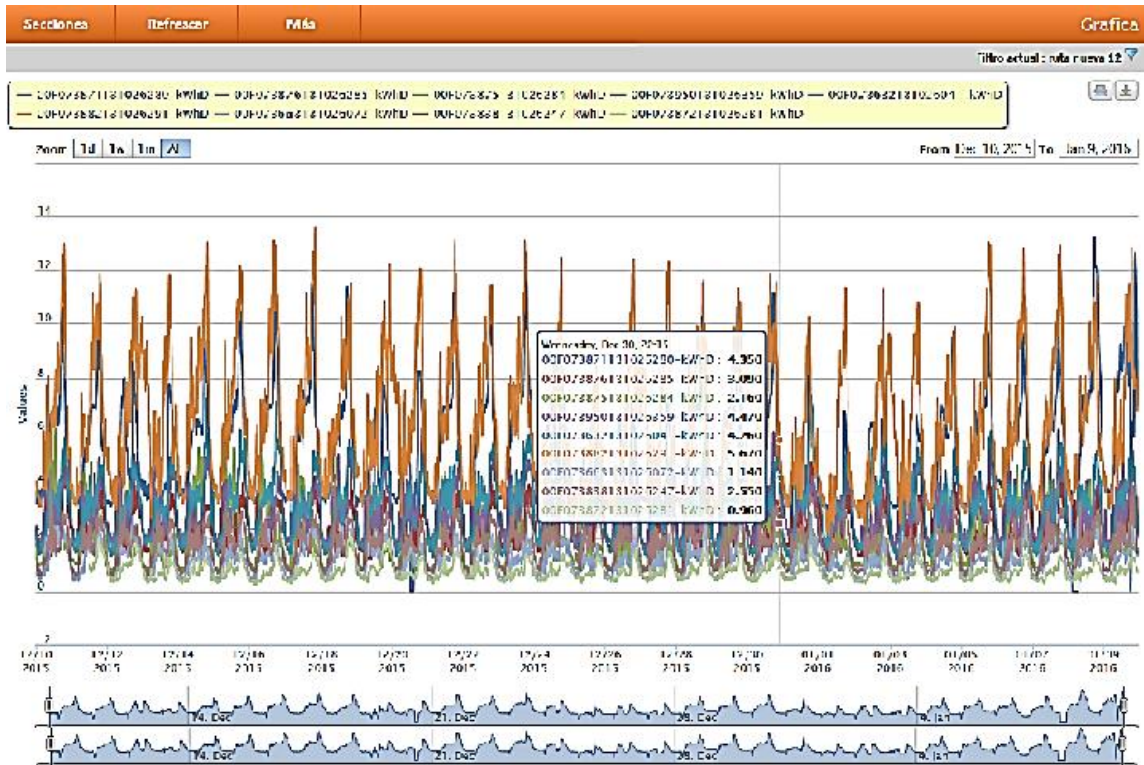
Figura 24. **Software utilizado para visualizar la información del medidor totalizador**



Fuente: lecturas de energía tomadas de un medidor totalizador instalado en zona 8 de Mixco para los periodos del 23.12.2015 al 23.01.2016.

Es posible visualizar y procesar las lecturas de varios medidores totalizadores al mismo tiempo, haciendo más eficiente el análisis de la información, (ver figura 25).

Figura 25. Despliegue de lecturas de varios medidores totalizadores



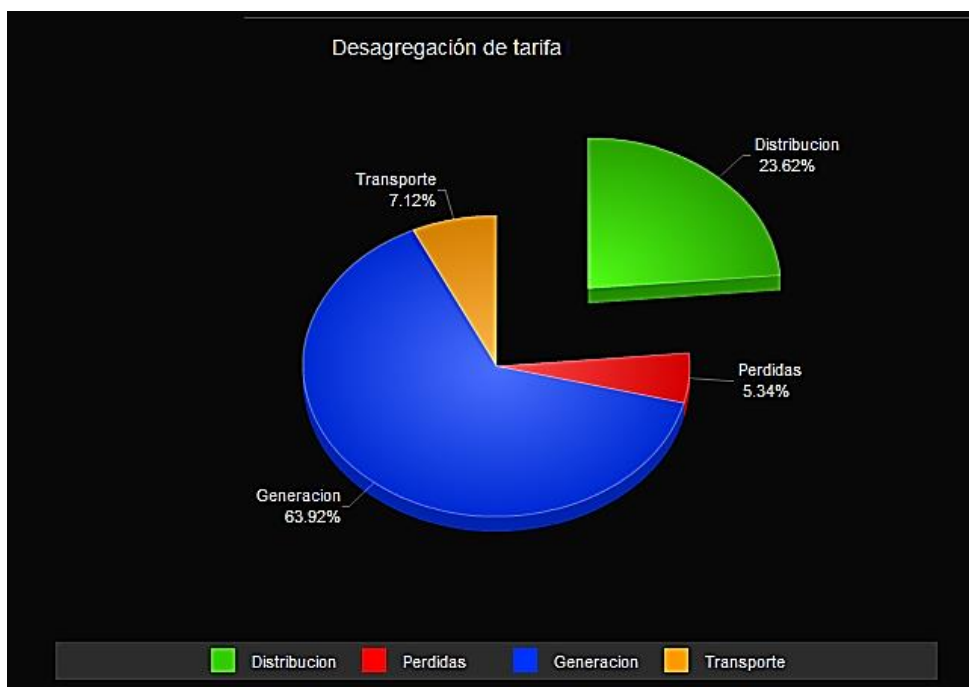
Fuente: lecturas de 8 medidores totalizadores pertenecientes a la red de la compañía distribuidora de energía eléctrica. Consulta: 15 de enero de 2016.

Una vez descargada la lectura del medidor totalizador, del sistema comercial de la compañía eléctrica se descargan las lecturas de los medidores asociados al banco de transformación. Normalmente, esta información se obtiene del sistema comercial SAP ISU.

Por último, se trabaja un balance energético que consiste en comparar la lectura del medidor totalizador con la suma de las lecturas de sus clientes asociados, tomando en cuenta la carga de las luminarias, rótulos, semáforos y pérdidas técnicas.

Según el pliego tarifario del quinquenio en curso de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, el valor de pérdidas técnicas reconocidas en la tarifa eléctrica para el caso de Empresa Eléctrica es del 5,34 % (ver figura 26).

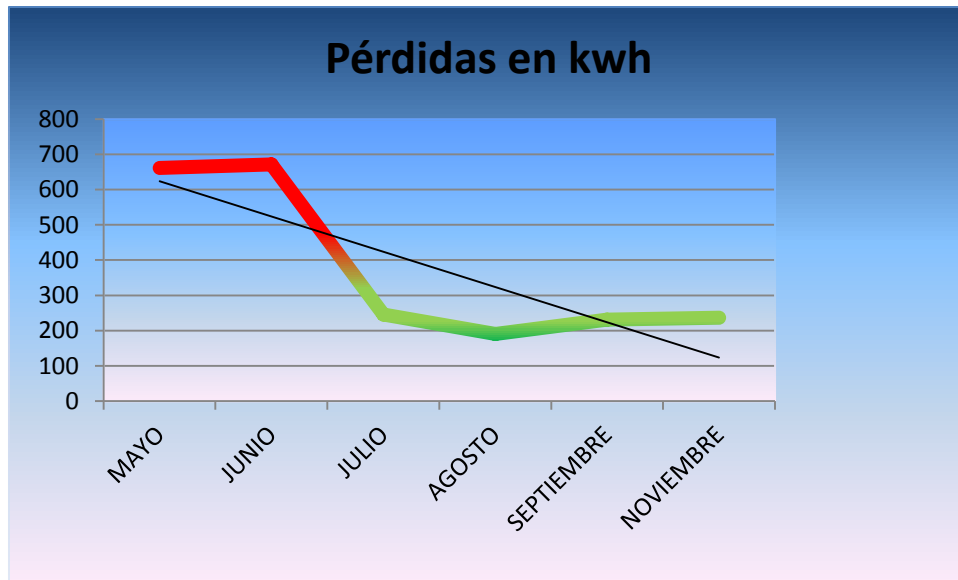
Figura 26. **Porcentaje de pérdidas técnicas reconocido en la tarifa eléctrica autorizado por la CNEE**



Fuente: CNEE. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. Consulta: 1 de marzo de 2016.

El balance energético da el porcentaje de pérdidas que existen en la red eléctrica a nivel del secundario del banco de transformadores de distribución. Si este es mayor a un 5,34 %, se tomarán las acciones necesarias para normalizar el circuito secundario y si es menor a 5,34 % las pérdidas se pueden considerar aceptables.

Figura 27. **Evolución de pérdidas de un medidor totalizador bajo análisis**



Fuente: pérdidas de energía de un medidor totalizador ubicado en la zona 10, ciudad de Guatemala.

En la figura 27, se observa como inicialmente el circuito secundario en la medición inicial presentó pérdidas del orden de los 700 kWh, equivalentes a un 9,9 %, después de 3 meses de análisis y seguimiento, enfocado en acciones de mejoras de red para reducción de pérdidas técnicas, análisis y verificación de consumos para identificar alteraciones en las condiciones de suministro y equipo de medida, como resultado se logró reducir el nivel de pérdidas a 3,4 %.

A lo largo del área de concesión de la compañía eléctrica, se tienen instalados cientos de medidores totalizadores, de esta forma se monitorea en qué condiciones se encuentra la red eléctrica, mediante análisis y seguimiento de cada medición totalizadora, es posible medir, controlar e inclusive mejorar el índice de pérdidas de la Empresa Eléctrica.

5.4. Evaluación técnica y económica

La implementación del proyecto de medición totalizadora tiene otras aplicaciones y beneficios, tales como:

- Mejora de los índices de la red eléctrica.
- Control del nivel de tensión.
- Control de la curva de carga, sobrecarga y eficiencia en los transformadores para la reducción de pérdidas.
- Detección de desbalance de cargas, corrección y reducción de pérdidas por efecto Joule.

5.4.1. Control del nivel de tensión

A continuación se explicará el control de nivel de tensión.

5.4.1.1. Regulación de tensión

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del distribuidor al usuario, en un intervalo de medición (k), está definido según Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) como el valor absoluto de la diferencia (ΔV_k) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión (V_k) y el valor de la tensión nominal (V_n), medidos en el mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de regulación de tensión (\%)} = \Delta V_k(\%) = \left(|V_k - V_n| \frac{1}{V_n} \right) * 100$$

Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica son, según NTSD, las que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla V. **Tolerancia admisible respecto del valor nominal, en porcentaje**

TENSION	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN PORCENTAJE					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	12	15	12	15
MEDIA	10	13	8	10	6	7

Fuente: Comisión Nacional de Energía. *Normas técnicas del servicio de distribución para Guatemala*. p. 16.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un tiempo mayor al cinco por ciento del correspondiente al total del periodo de medición, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

Consecuencias:

- Parpadeo en los monitores de una PC
- *Fliker*
- Reducción de la vida útil de los elementos de protección
- Variación en la velocidad de motores eléctricos

El flicker a pesar de ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la norma IEC 1000-3-7, es posible prevenirlo si el voltaje suministrado a la red eléctrica es constantemente monitoreado y de buena calidad, con esto la la Empresa Eléctrica distribuidora evitará ser penalizada por este concepto según NTSD.

5.4.2. Detección de desbalance de cargas, corrección y reducción de pérdidas por efecto Joule

El desbalance de cargas es un problema de calidad de energía que afecta gravemente a los sistemas de distribución de baja tensión; sin embargo, utilizando la medición totalizadora es posible medir las corrientes en cada fase de un banco de distribución monofásico y realizar el balance de cargas.

La carga de un transformador monofásico debe ser distribuida y balanceada en sus dos líneas, permitiéndose un desbalance máximo del 10 % (según IEEE 1159) tomando como referencia la siguiente expresión:

$$\%desbalance = \frac{[(CargaMayor - CargaMenor) * (100)]}{1} (CargaMayor)$$

La principal consecuencia de tener un sistema desbalanceado radica en el incremento de las pérdidas por efecto Joule I^2R que aumentan en la fase sobrecargada.

La medición totalizadora permite monitorear los bancos de distribución y conocer a detalle el comportamiento de cargas en cada una de sus fases, haciendo posible detectar y corregir los desbalances de cargas.

5.4.3. Control de la curva de carga, sobrecarga y eficiencia en los transformadores para la reducción de pérdidas

A continuación se presentará el control de la curva de carga, sobrecarga y eficiencia en los transformadores para la reducción de pérdidas.

- Régimen de carga en transformadores de distribución

El ciclo de carga es la variación de carga demanda de un transformador respecto del tiempo. Los transformadores operan generalmente con un ciclo de carga que se repite cada 24 horas.

Los regímenes de carga según la Norma ANSI/IEEE C57.12.90-2000 son:

- Régimen de carga cíclica normal: es aquel donde el envejecimiento térmico medio en todo el ciclo no ha superado el envejecimiento normal de referencia especificado.
- Régimen de sobrecarga de emergencia de larga duración: este tipo de carga resulta de la indisponibilidad de uno o varios elementos del circuito, por un periodo mayor de 30 minutos, que puede ser causado por desconexiones planificadas o averías de larga duración.

La sobrecarga del transformador por ser de larga duración y en algunos casos de duración indeterminada, daña los aislamientos del transformador y se corre el riesgo de llevar el transformador a los límites máximos establecidos en la Norma ANSI/IEEE C57.12.90-2000.

- Régimen de sobrecarga de emergencia de corta duración: tipo de carga alta, de naturaleza transitoria, con una duración menor a 30 minutos, debido a acontecimientos poco probables que suponen una perturbación en el circuito.

Un transformador que suministra una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante y su efecto es similar a la pérdida que genera una carga constante promedio durante el mismo periodo de tiempo. Esta carga constante genera las mismas pérdidas totales que la carga fluctuante, con lo cual resulta una carga equivalente desde el punto de vista de la temperatura. La carga equivalente para un ciclo diario de carga puede expresarse por medio de la ecuación:

$$\text{Carga equivalente diaria} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N L_i^2 * t_i}{\sum_{i=1}^N t_i}}$$

Donde

L₁, L₂.: son las diferentes etapas de carga en kVA reales

N: es el número total de cargas consideradas en tantos periodos

t₁, t₂.: son las duraciones respectivas de estas cargas en horas.

Para el caso de la empresa eléctrica bajo estudio, al momento de adecuar un transformador en un circuito, se considera una buena práctica el dimensionamiento de carga inicial no mayor al 80 % de su capacidad nominal, esto con el fin de mejorar la eficiencia, controlar las pérdidas y reducir la posibilidad de sobrecarga al sumarle nuevos clientes.

Para un transformador que ya se encuentra en operación, la compañía eléctrica bajo estudio, dentro de las buenas prácticas para el control de

reducción de pérdidas y manejo de costos, se establece como límite máximo el 10 % de sobrecarga según sea su capacidad nominal, si llega al límite máximo de sobrecarga se procede de inmediato con el cambio del transformador por uno de mayor capacidad o la redistribución de la carga cuando sea posible.

La medición totalizadora nos permite evaluar el perfil de carga de cada banco de distribución de la red eléctrica de la compañía de manera integral a cada 15 minutos, si se toma como referencia la carga equivalente diaria, y tomando como referencia un periodo de análisis de 8 días según NTSD, se detectarán los casos en que el banco está sobrecargado según el límite máximo establecido.

Actualmente existen 43,138 bancos de transformación monofásicos instalados en la red eléctrica de la distribuidora bajo estudio; por lo tanto, para fines prácticos, se recurrirá a la estadística y se utilizará la solución de muestreo de aceptación, que consiste en tomar muestras aleatorias de bancos de transformación contra estándares predeterminados. Se usará como referencia de evaluación la normativa ANSI/ASQC Z1.4-2008.

Tabla VI. **Criterio para selección de tamaño de muestra de medidores totalizadores de acuerdo a la Norma ANSI/ASQ Z1.4-2008**

Tamaño de lote	Nivel de Inspeccion I	Tamaño de la muestra
2 a 8	A	-
9 a 15	A	-
16 a 25	B	-
26 a 50	C	-
51 a 90	C	-
91 a 150	D	4
151 a 280	E	6
281 a 500	F	10
501 a 1200	G	16
1201 a 3200	H	26
3201 a 10000	J	40
10001 a 35000	K	64
35001 a 150000	L	100
150001 a 500000	M	160

Fuente: elaboración propia.

La medición totalizadora inicialmente estará instalada en bancos de transformación de 10kVA, 25kVA, 37.5kVA, 50kVA y 75 kVA, esto reduce la población de transformadores a 42359, tomando como referencia la tabla VI, y con base en la cantidad de bancos de transformación según capacidad, se definen las muestras que serán utilizadas para el estudio de sobrecarga.

Tabla VII. **Cantidad de transformadores según potencia nominal en kVA y tamaño de la muestra**

CAPACIDAD EN kVA	TOTAL	MUESTRA
10	8,951	40
25	19,785	64
37.5	330	10
50	13,096	64
75	197	6

Fuente: elaboración propia.

De cada muestra, se obtiene la carga equivalente diaria. Esta servirá para determinar la sobrecarga en los bancos de distribución de la red eléctrica de la compañía bajo estudio, para un periodo de 8 días según NTSD. Los resultados del análisis son mostrados en las tablas VIII, IX, X, XI y XII.

Tabla VIII. **Carga equivalente diaria para una muestra de 24 bancos de transformación de 10kVA**

Núm.	Medidor	Poste	Carga equivalente diaria
1	F-71820	129 444	8,01
2	F-69832	143 109	7,20
3	K-64907	160 328	7,40
4	F-73928	600 839	3,94
5	F-73610	121 923	2,33
6	F-73979	289 288	2,73
7	F-71921	257 210	5,63
8	F-56758	111 195	6,05
9	F-56744	105 594	0,98
10	K-64881	107 436	3,79
11	F-56690	126 757	4,15
12	F-56985	126 803	0,49
13	F-68089	126 815	3,18
14	F-68107	126 822	3,47
15	F-71799	253 165	3,85
16	F-71804	253 172	0,60
17	F-71808	253 163	1,99
18	F-68202	127 796	3,43
19	F-71881	383 264	2,81
20	F-72080	339 346	6,64
21	F-71946	376 258	1,10
22	F-71948	384 016	0,56
23	F-71950	418 490	0,57
24	F-73846	110 157	2,77

Fuente: elaboración propia, con base en los datos de la compañía eléctrica bajo estudio.

Tabla IX. **Carga equivalente diaria para una muestra de 64 bancos de transformación de 25kVA**

Núm.	Medidor	Poste	Carga equivalente diaria
1	F-68023	405 305	4,10
2	F-68014	119 903	7,43
3	F-68167	190 800	2,86
4	J-39618	143 337	12,60
5	F-68075	600 361	5,42
6	F-68091	101 990	11,77
7	K-07678	111 035	10,11
8	F-68129	333 027	8,74
9	F-56880	128 789	11,40
10	F-71810	363 489	8,32
11	K-07664	129 466	5,55
12	F-71860	100 165	18,08
13	F-68091	101 990	11,77
14	F-71831	105 385	12,03
15	K-07678	111 035	10,11
16	F-71900	111 249	10,81
17	F-71948	112 089	12,26
18	F-56865	112 201	21,80
19	F-71936	118 905	11,52
20	F-71812	119 121	7,01
21	F-71898	119 663	8,23
22	F-68014	119 903	7,43
23	F-71826	124 342	13,62
24	F-71841	124 531	6,70
25	F-71874	125 076	15,00
26	F-68065	125 128	6,13
27	F-71877	125 194	17,51
28	L-19100	126 520	9,17
29	F-68107	127 246	6,70
30	F-71846	127 337	13,95
31	F-71871	128 731	6,93
32	F-56880	128 789	11,40
33	F-71870	128 886	11,91
34	K-07664	129 466	5,55
35	F-71882	130 837	9,13
36	F-71883	130 863	8,95
37	F-71823	134 366	12,10
38	F-56713	135 535	14,77
39	F-71851	136 056	5,13
40	F-71888	136 945	9,12
41	F-56993	138 997	6,83
42	F-71951	140 666	12,70
43	F-68105	141 666	10,83
44	J-39618	143 337	12,60
45	J-39613	144 155	13,93
46	F-71934	145 260	6,06
47	F-71933	145 261	6,97
48	F-71935	145 269	11,97
49	F-71957	145 712	9,16
50	F-68034	145 713	3,73
51	F-71876	145 770	10,12
52	F-68033	146 878	5,50
53	F-68072	150 548	8,59
54	F-68070	150 579	15,61
55	F-56795	154 985	11,12
56	F-71941	155 163	9,20
57	F-71926	157 114	6,72
58	F-71953	159 451	10,22
59	F-71946	160 343	11,84
60	F-71929	160 798	6,20
61	F-71852	161 750	7,41
62	F-56702	162 531	8,69
63	F-71930	163 325	11,22
64	F-71895	164 546	3,83

Fuente: elaboración propia, con base en los datos de la compañía eléctrica bajo estudio.

Tabla X. **Carga equivalente diaria para una muestra de 10 bancos de transformación de 37,5 kVA**

Núm.	Medidor	Poste	Carga equivalente diaria
1	F-71927	157 743	10,67
2	F-68010	232 281	9,13
3	F-73627	177 005	11,34
4	F-73618	109 889	23,26
5	F-71918	164 985	9,90
6	F-68013	137 087	14,62
7	F-69363	294 729	6,07
8	F-56851	330 217	9,59
9	F-73971	255 739	4,61
10	F-68047	173 923	9,99

Fuente: elaboración propia, con base en los datos de la compañía eléctrica bajo estudio.

Tabla XI. **Carga equivalente diaria para una muestra de 6 bancos de transformación de 75 kVA**

Núm.	Medidor	Poste	Carga equivalente diaria
1	F-68131	111 397	37,09
2	F-71797	330 829	23,10
3	F-71936	330 453	26,96
4	F-73917	357 149	49,58
5	F-68306	330 841	27,47
6	F-72089	296 102	14,04

Fuente: elaboración propia, con base en los datos de la compañía eléctrica bajo estudio.

Tabla XII. **Carga equivalente diaria para una muestra de 64 bancos de transformación de 50kVA**

Núm	Medidor	Poste	Carga equivalente diaria
1	F-68114	158 106	5,70
2	F-56881	142 512	15,99
3	L-19130	127 401	7,50
4	K-07629	130 604	17,59
5	K-64846	143 958	7,00
6	F-68076	110 724	8,56
7	F-68026	330 356	19,31
8	F-68073	108 819	11,17
9	F-56853	502 841	9,06
10	K-64901	101 154	13,28
11	F-56792	101 532	13,25
12	K-64881	101 617	14,38
13	K-64877	102 343	10,89
14	F-71908	102 883	11,23
15	F-71937	106 399	12,60
16	F-68073	108 819	11,17
17	K-07701	109 081	15,12
18	F-68156	109 238	22,92
19	F-71907	110 003	16,34
20	F-68084	111 164	10,39
21	F-56890	112 512	19,77
22	F-71906	112 635	14,70
23	F-68025	119 164	9,66
24	F-69022	121 465	16,22
25	F-71859	121 593	11,35
26	K-64868	122 919	11,97
27	F-56908	123 177	13,68
28	F-71880	123 689	16,50
29	F-71949	123 825	13,20
30	F-56831	124 579	17,31
31	F-68140	125 259	14,92
32	F-71814	125 828	5,26
33	K-07666	125 837	31,83
34	F-56868	126 236	10,14
35	F-56983	126 288	11,57
36	F-71813	126 299	13,28
37	L-19123	126 602	9,26
38	F-71806	128 101	14,57
39	F-56696	128 306	5,92
40	F-71869	128 799	13,86
41	F-71815	128 890	14,39
42	F-71872	129 053	10,66
43	K-07629	130 604	17,59
44	F-71824	131 248	4,62
45	K-07621	132 968	17,44
46	F-71825	134 065	29,02
47	F-71904	134 071	20,10
48	F-71905	134 501	21,53
49	F-71804	134 685	5,48
50	F-71938	136 044	15,92
51	F-68045	136 295	7,81
52	F-56945	137 655	14,78
53	F-56968	138 091	12,82
54	F-68174	139 008	8,60
55	F-68137	139 400	6,78
56	F-68047	140 809	22,39
57	F-71849	142 230	6,85
58	F-56881	142 512	15,53
59	K-64846	143 958	7,00
60	K-64907	145 285	7,31
61	F-68069	146 899	18,71
62	F-56999	148 214	19,83
63	J-39601	149 878	15,94
64	K-23025	150 329	19,11

Fuente: elaboración propia, con base en los datos de la compañía eléctrica bajo estudio.

Con base en los análisis resumidos en las tablas anteriores, se puede concluir que en ningún caso los bancos de transformadores de distribución de la muestra se encuentran sobrecargados, y según la estadística, la población total de bancos de transformación de la empresa eléctrica bajo estudio evidencia con estos resultados eficiencia y buenas prácticas en la operación de transformadores de distribución.

La evaluación económica del proyecto de medición totalizadora se muestra en la tabla VI.

5.4.4. Evaluación económica

A continuación se presenta la evaluación económica.

Tabla XIII. Evaluación económica del proyecto de medición totalizadora

EVALUACIÓN ECONÓMICA			
PROYECTO TOTALIZADORES	2014	2015	2016
COSTOS			
Costo de mano de obra			
Inspección	Q144 275,00	Q140 505,00	Q194 909,00
Gestión	Q358 804,00	Q760 800,00	Q358 252,00
Costo de equipo totalizador			
Medición Totalizadora	Q4 336 000,00	Q3 004 412,00	Q0,00
BENEFICIOS			
Reportado por concepto de pérdidas no técnicas	Q1 598 532,02	Q3 087 368,00	Q1 134 567,00
Reportado por concepto de pérdidas técnicas	Q308 961,45	Q389 063,00	Q280 220,09
Monto por energía incorporada a la red	Q316 466,00	Q970 952,84	Q375 908,40
Monto por inspecciones evitadas por calidad de energía	Q7 105,00	Q10 150,00	Q20 300,00
Monto por inspecciones evitadas por cuadro de totalizador	Q2 605 824,00	Q1 166 976,00	Q167 020,00
Costo total	Q4 839 079,00	Q3 905 717,00	Q553 161,00
Beneficio total	Q4 836 888,47	Q5 624 509,84	Q1 978 015,49
Beneficio neto	-Q2 190,53	Q1 718 792,84	Q1 424 854,49

Fuente: elaboración propia.

5.5. Resultados

Durante el 2015, se estuvo monitoreando la red eléctrica de la compañía con quinientas cincuenta mediciones totalizadoras colocadas en puntos previamente seleccionados de acuerdo al análisis aplicado, ampliando el número a novecientas mediciones totalizadoras en el mes de diciembre del mismo año.

Los circuitos que presentaron pérdidas superiores al 5,34 % fueron analizados y mediante el debido seguimiento, se normalizaron, siendo las principales causas de pérdidas eléctricas las siguientes:

- Alteración en las condiciones de suministro
- Alteración de equipos de medida

Un ejemplo de alteración de condiciones de suministro eléctrico es mostrado a continuación:

Figura 28. **Alteración en las condiciones de suministro**



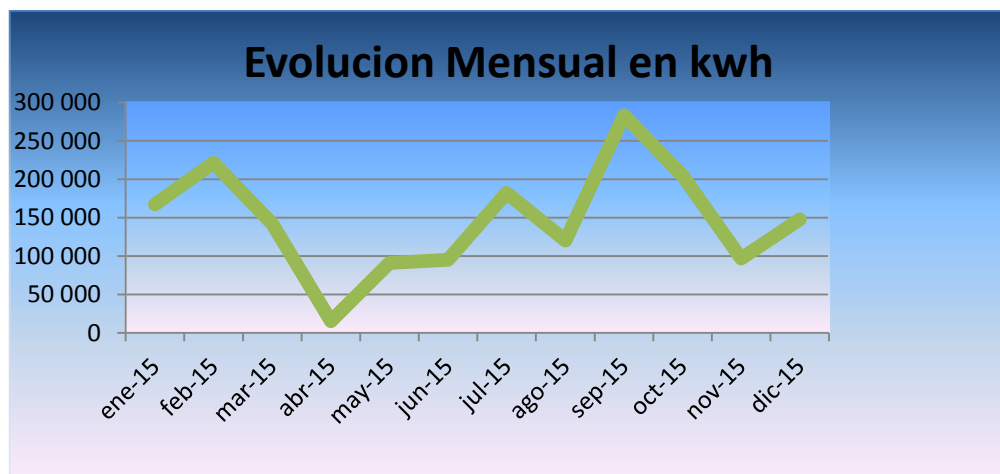
Fuente: cliente conectado en forma fraudulenta a la red eléctrica de la compañía.

Para los casos de alteración en las condiciones de suministro, se procedió a cortar el servicio de energía eléctrica, mediante análisis y cálculo se estima la energía no facturada hasta la fecha de corte, para proceder a emitir la facturación de energía no medida y que corresponde pagar a la empresa eléctrica de distribución.

Además, si consideramos que el cliente normaliza su servicio, cada caso de alteración de suministro o alteración de equipo de medida encontrado implica incremento de energía incorporada a la facturación mensual a partir de la fecha del corte y normalización del suministro.

En el 2015 fueron reportados por concepto de alteración en las condiciones de suministro o alteración de equipo de medida aproximadamente 1,8 GWh.

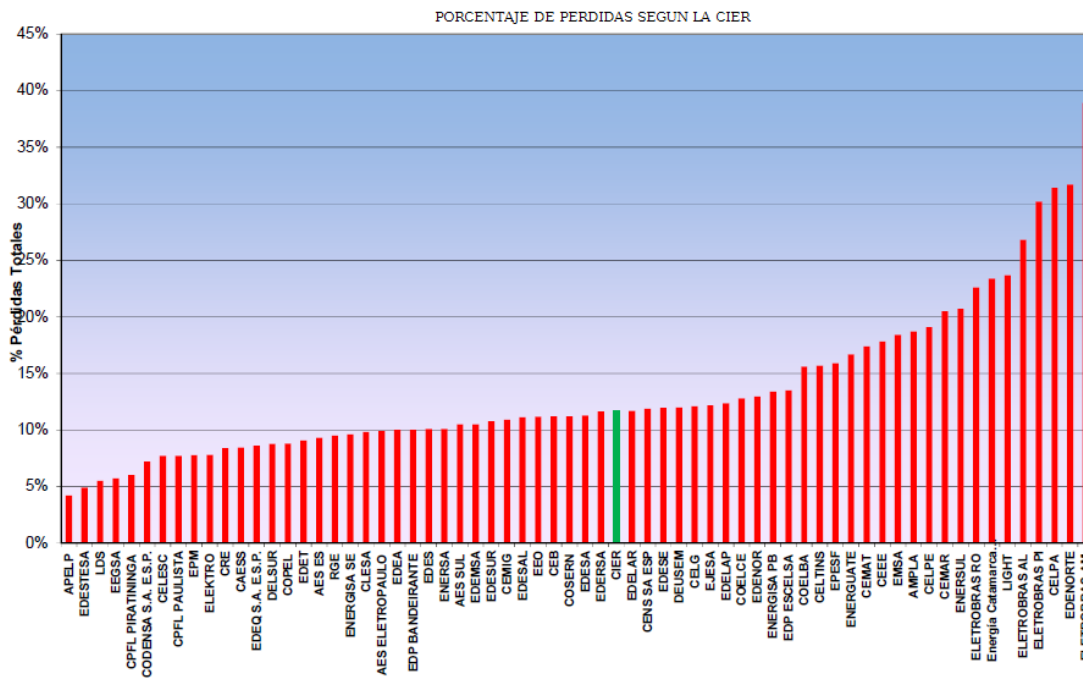
Figura 29. **Energía reportada producto del proyecto totalizadores**



Fuente: elaboración propia.

La gestión del proyecto de medición totalizadora contribuye a que el índice de pérdidas de la red eléctrica de la empresa eléctrica de distribución alcance valores de pérdidas cercanos al valor reconocido por el ente regulador. Generalmente este es menor a 6 %, según la última publicación de la Comisión de Integración Energética Regional CIER, el valor que registra Empresa Eléctrica de Guatemala es de 5,71 %.

Figura 30. Índice de pérdidas de compañías de Centroamérica y Suramérica



Fuente: Informe de resultados del proyecto CIER 06.

La CIER es una organización internacional sin fines de lucro que agrupa a empresas e instituciones del área de la energía eléctrica, cuyo objetivo principal es promover y estimular la integración del sector energético de América del Sur y Centroamérica.

CONCLUSIONES

1. El medidor totalizador con perfil de carga permite analizar el balance de cargas por fase, perfil de carga y sobrevoltajes, permitiendo tomar acciones para controlar las pérdidas técnicas en el circuito secundario bajo estudio, mejorando la eficiencia y calidad de energía.
2. Los equipos de medición totalizadora son livianos, portátiles y de fácil instalación; esto los hace ideales para la instalación en todos los circuitos secundarios de los transformadores de distribución y en los postes de la red de la empresa eléctrica bajo estudio, en industrias y comercios con potencias carga inferiores a los 70 kW.
3. El equipo de medición totalizadora permite detectar cualquier porcentaje de pérdidas que se registren en el circuito por medio del balance de energía. Esto lo convierte en una herramienta poderosa para la protección de ingresos de la distribuidora.
4. La utilización de *router* para la comunicación de la medición totalizadora de forma integrada, garantiza la integridad de las calibraciones realizadas al medidor totalizador; ya que no es necesario cortar los precintos internos para la operación y mantenimiento del equipo de comunicaciones.

5. La infraestructura necesaria para realizar localmente los balances de energía, sobrevoltajes y perfil de carga en los transformadores de distribución, permite simultáneamente ofrecer estos servicios a terceros incrementando los beneficios y resultados en su evaluación económica.

6. Durante el proceso de catastro de los clientes asociados a un banco de transformación bajo estudio, se actualizan y corrigen los datos que se encuentran en el sistema, y tomando en cuenta que actualmente se realizan alrededor de 900 catastros por año, hace que la medición totalizadora sea una herramienta efectiva de retroalimentación constante para mantener actualizada la base de datos de la empresa eléctrica bajo estudio.

RECOMENDACIONES

1. Es conveniente que el proceso de balance que se realiza actualmente con cada medición totalizadora sea automatizado por medio de una aplicación de software integrador, evitando procesos manuales, con el objeto de ahorrar tiempo y minimizar la probabilidad de cometer errores de digitalización de la información.
2. Implementar la medición totalizadora compacta, utilizando medidores de energía que tengan integrados módulos de calidad de energía como los *Shark* y *Schneider Electric* tipo IEC para los circuitos secundarios en donde los postes están sobrecargados con cable telefónico y dispositivos de cable y TV, donde no es posible la instalación de la medición totalizadora.
3. Monitorear de forma constante por medio de la implementación de software de gestión que aporte visibilidad del estado y respuesta de los *routers* del equipo de comunicación que conforma los medidores totalizadores que se encuentran instalados en la red eléctrica de la compañía para facilitar la solución de cualquier problema de comunicaciones.

4. Implementar los sensores térmicos en cada medición totalizadora, con el objeto de medir el impacto de la temperatura en la vida útil de un transformador sobrecargado y determinar si es necesario cambiarlo o redistribuir cargas cuando sea posible.

5. Para mejorar los beneficios del proyecto de medición totalizadora, se recomienda dar acceso a la información generada a las diferentes áreas de la compañía para aprovechar la información de medición de balances, desbalances de carga, calidad de energía, sobrecarga y subdimensionamiento de transformadores de distribución, así como los parámetros básicos de calidad de energía y desempeño de red que aportan a la operación, mantenimiento y planificación del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica bajo estudio.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Instrument Transformers, Technical Information and application guide*. USA: ABB Inc. Pine Tops, 2004, 40 p.
2. AXON GROUP, S.A. *Introducción al protocolo IEC-61850*. [en línea]. <http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php>. [Consulta: 10 de noviembre de 2014].
3. CHAPMAN, Stephen J. *Máquinas eléctricas*. 3a ed. Bogota: McGraw-Hill, 2001. 768 p. ISBN: 958-4100-56-4.
4. Landis & Gyr. *Especificaciones de los medidores*. [en línea]. <http://www.landisGyr.ch/webfoo/wp-content/uploads/product-files/Maxsys_productSheet_w.pdf>. [Consulta: 18 de diciembre de 2015].
5. GSM for dummies. *Introduccion to GSM*. [en línea]. <<http://www.gsmfordummies.com/intro/intro.shtml>>. [Consulta: 6 de diciembre de 2015].
6. MILLIAN, Jacob. *Electrónica integrada*. 2a ed. Nueva York: McGraw-Hill, 1976. 913 p. ISBN: 84-255-0432-5.

