



RESIDENCIA PROFESIONAL

“MEJORA EN LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE MONITOREO DE CALIDAD DE ENERGIA DE LA SUBESTACION TUXTLA NORTE”.

EMPRESA:

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE) OFICINA DE CONTROL.

RESIDENTE:

GARCÍA DÍAZ CARLOS RAMÓN

ASESOR INTERNO:

RAFAEL MOTA GRAJALES

ASESOR EXTERNO:

ING. JULIO ALCANTARA MARTINEZ

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS. JUNIO 2014.

RESUMEN

El presente trabajo contiene el resultado de la investigación del sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas, orientada a la Gestión de la demanda y basado en sistemas de control.

Se presenta un estudio referente a las ventajas de emplear estos tipos de sistemas de control, además de los componentes requeridos para su implementación; el marco teórico ofrece la solución ideal del proceso apoyándose sobre la tecnología propuesta; el marco problemático muestra los factores que afectan el proceso de adquisición de datos en subestaciones eléctricas, el cual consiste básicamente en un proceso manual de recolección de datos de los medidores instalados en las mismas, lo cual resulta ineficiente por ser de carácter pasivo y no ayudar en el mejoramiento del proceso ni de toma de decisiones de forma inmediata.

En la fundamentación se indica la importancia del estudio realizado sobre la problemática establecida, desde los niveles teórico – académico, lo cual nos permitirá, finalmente, llegar a la de datos, programando el intervalo de tiempo para la adquisición de datos y luego del procesamiento de los resultados obtenidos, por parte del controlador del sistema, se pueda determinar los tipos de fallas del mismo y tomar la acción de control respectiva. En el cual envía una señal que permite iniciar la secuencia de arranque de un grupo electrógeno que ingrese al sistema, lo cual constituya una reducción en los costos de facturación cuando resulte más conveniente para el cliente.

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN	5
1.1 Antecedentes	5
1.2 Estado del Arte	6
1.3 Justificación	7
1.4 Objetivo	8
1.5 Características del área donde se participó	8
1.5.1 CFE y la Electricidad en México	8
1.5.2 Localización de Comisión Federal de Electricidad	11
1.5.3 Nuestra misión	11
1.5.4 Nuestra Visión	11
2.- FUNDAMENTO TEÓRICO	12
2.1 Subestación Eléctrica	12
2.1.1 Clasificación y Arreglos	12
2.1.2 Funciones que desempeñan	13
2.1.3 Forma de operar las Subestaciones	15
2.1.4 Componentes de una Subestación Eléctrica	15
2.2 Transformadores de Corriente TC'S	17
2.2.1 Especificaciones	18
2.2.2 Potencia nominal	20
2.2.3 Conexiones de los Transformadores de Corriente	22
2.2.4 Instalación	23
2.3 Transformador de Potencial TP'S	24

2.3.1 Generalidades	25
2.3.2 Tensión nominal secundaria	25
2.3.3 Conexiones	28
2.4 Incidentes en el Sistema Eléctrico	29
2.4.1 Perturbaciones	29
2.4.2 En los Valores de Tensión	29
2.4.3 En los Valores de Corriente	30
2.4.4 Determinación de las Componentes Simétricas de la Corriente y Voltaje	30
2.5 Medidores	32
3.- PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS	37
3.1 Análisis y diseño del Sistema	37
3.2 Medidores	38
3.3 Interface	40
3.4 Conversor RS232 a RS-422/RS485.G	43
3.5 Concentrador o Hub	43
3.6 Desarrollo de Software de Manejo	44
3.6.1 El software de manejo de la interface	44
3.7 Software orientado a la Gestión de la Demanda Eléctrica	46
3.8 Configuración del Medidor	48
RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE CADA MEDIDOR DE LA SUBESTACIÓN 1	50
CONCLUSIONES	57
RECOMENDACIONES	58
BIBLIOGRAFÍA	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS EN LÍNEA	60
ANEXOS	61

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), quien es la encargada de suministrar la energía eléctrica a los habitantes de la república mexicana, se ha propuesto mejorar los servicios que proporciona a los usuarios, para lo cual se están desarrollando e implementando proyectos que ayuden al mejoramiento del servicio.

Hoy en día la energía eléctrica es parte fundamental de nuestra vida diaria e indispensable para el desarrollo y el progreso de la humanidad.

Es conveniente decir que toda energía antes de ser consumida pasa por diferentes procesos y etapas realizadas por un sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico es el que tiene en su concepción global, independientemente de su tamaño y extensión, tres partes fundamentales:

a) Generación: Cabe citar los propios generadores, los transformadores (elevadores o reductores), y los servicios auxiliares y/o de arranque, tales como motores, equipos de excitación, etc.

b) Transmisión: Las Subestaciones que es de donde salen las líneas y cables que realizan la función de enlazar los centros de generación con los centros primarios de distribución, o bien la unión en redes de una y otra empresa eléctrica.

c) Distribución: Donde se realiza la transformación de la tensión desde el nivel de transmisión al de distribución. Corresponde a las líneas, cables y transformadores necesarios para distribuir la energía eléctrica hasta la diferente gama de receptores de consumo.

Una subestación es parte esencial del sistema eléctrico, funciona como punto de conexión o desconexión de las líneas de transporte, de las líneas de distribución, de las centrales de generación y de los transformadores elevadores y reductores. Los objetivos de las subestaciones son conseguir la máxima seguridad, flexibilidad y continuidad de servicio con los mínimos costes de inversión que satisfagan los requisitos del Sistema Eléctrico para obtener esto es necesario contar con un óptimo sistema de protección, indispensable para todo tipo de instalación eléctrica.

La acción de los operarios consiste básicamente en realizar una visita mensual a las subestaciones eléctricas a recoger los datos más importantes proporcionados por el medidor electrónico instalado en las subestaciones, estos valores son la potencia activa, la potencia reactiva y máxima demanda.

Esta acción la realizan, los operarios, observando las pantallas alfanuméricas de los mismos medidores y tomando apuntes en un cuadernillo que sirve de historial del sistema. En muchos casos no se tiene un rendimiento óptimo de las

instalaciones debido a que no se tiene un monitoreo continuo del sistema, lo que no permitiría tomar la acción de arrancar el grupo electrógeno si se sobrepasara la potencia contratada y eso significaría una facturación mensual elevada además de la multa respectiva.

Es necesario potenciar la eficiencia energética y la innovación tecnológica con la introducción de equipos energéticamente, más eficientes y menos contaminantes del medio ambiente aprovechando las energías renovables. Resulta indispensable concienciar a las empresas en el tema de gestión de demanda a fin de provocar su interés en optimizar el uso de la energía eléctrica que consumen, de modo que les permita disminuir sus costos sin que esto signifique un deterioro en sus niveles de producción.

1.2 Estado del arte

La Comisión Federal de Electricidad, CFE, cuenta con el Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía, SIMOCE, el cual proporciona herramientas para el análisis de datos de interés referentes a las subestaciones eléctricas de distribución, el SIMOCE cuenta con aplicaciones de publicación Web y reportes basados en las necesidades de los diferentes procesos de las divisiones de distribución de la CFE. Es un sistema de uso interno enfocado a la toma de decisiones basadas en información histórica, análisis de eventos y la publicación en web de lecturas instantáneas.

José Alfredo Sánchez López, maestro en ciencias de la computación por The University of Edinburgh. Ingeniero en electrónica por el instituto tecnológico de Orizaba en el año de 1994 trabajo en el área de desarrollo de sistemas de supervisión de procesos, actualmente dirige proyectos a la operación del sistema SCADA de la SDE de la comisión Federal de Electricidad.

En el trabajo de sistema de monitoreo en línea del suministro, almacenamiento y consumo de combustibles en la subdirección de energéticos de la Comisión Federal de Electricidad en 2012, donde se realizó tareas de monitoreo de flujos y calidad de gas suministrado a las centrales de generación de energía eléctrica propias y también a los productores externos de energía.

En el libro de Sistema de Monitoreo y Modelos de Diagnostico en Línea para Transformadores de Potencia, trabajaron en el sistema de monitoreo y modelos de diagnósticos en líneas para transformadores de potencia donde refieren al modelo inteligente de datos relacionados, incluyendo valores estadísticamente significativos y tendencias, que son procesados para generar un conocimiento más completo de la condición del equipo y las acciones recomendadas a tomar.

1.3 Justificación

La calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica se mide, básicamente, en términos del número y duración de las interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y la frecuencia dentro de unos límites prefijados y nominales.

La acción de los agentes atmosféricos, fallos del material, y errores humanos hacen que se produzcan incidentes en la red. Éstos pueden reducirse al mínimo si los sistemas están correctamente diseñados, con márgenes de seguridad económicamente razonable, una estudiada selección de los equipos, una organización del mantenimiento que tienda a detectar la parte de la red en que han disminuido sus coeficientes de seguridad y, por último, una adecuada selección, formación y motivación del personal encargado.

Pero, aun en los casos en que los sistemas eléctricos estén cuidadosamente diseñados, conservados y analizados, siempre existen posibilidades de que se produzcan incidentes y, en tal caso, éstos deben ser eliminados de forma que quede desconectada del sistema la menor parte posible, a fin de que éste siga funcionando.

Puede resumirse en 3 etapas:

Detectar corrientes y/o tensiones (etapa de medición).

Analizar si los valores son o no perjudiciales al sistema (etapa de análisis).

Si son perjudiciales, desconectar la parte de la falla en el menor tiempo posible (etapa de acción).

Se requiere que nuestro sistema eléctrico industrial aproveche el 100% de toda la energía que consume, es decir hablamos de una eficiencia en el sistema eléctrico. Esto se logra de diferentes maneras, una de ellas es el uso de equipos y maquinaria que ofrezcan un nivel de rendimiento óptimo y reduzcan las pérdidas al porcentaje más bajo, un ejemplo de ello son los motores actuales de alta eficiencia.

El problema de baja eficiencia en el consumo de energía lo encontramos en las propias instalaciones, la mayor parte de los sistemas eléctricos del área industrial presenta desbalances en las cargas conectadas, es decir, no se tiene un equilibrio de cargas para cada una de las fases de un sistema trifásico, lo que origina una reducción de vida útil del transformador de servicio, calentamiento de conductores por corrientes excesivas.

En el presente proyecto se implementa el ahorro energético, y va dirigido a optimizar el uso de la energía eléctrica, así como de obtener el mayor provecho posible de la energía que se utilice; con esto se consigue crear una cultura de ahorro de energía, con la distribución adecuada de cargas en cada fase.

1.4 Objetivo

Desarrollar pruebas en un sistema de monitoreo y control de calidad de energía en las subestación de Tuxtla Norte, orientada a la gestión de la demanda basada en un sistema de monitoreo, el cual permite optimizar el consumo de energía eléctrica, reduciendo los costos de producción sin la disminución de la misma.

1.5 Características del área donde se participo

1.5.1 CFE y la electricidad en México

La generación de energía eléctrica inició en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil "La Americana". Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública.

En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas "de arco" en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México.

Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país; el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la Compañía Eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese período se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz.

Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937).

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xía (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora).

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán.

En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%.

Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales.

Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW.

Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz.

Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional.

En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 Km, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

- A partir octubre de 2009, CFE es la encargada de brindar el servicio eléctrico en todo el país.

El servicio al cliente es prioridad para la empresa, por lo que se utiliza la tecnología para ser más eficiente, y se continúa la expansión del servicio, aprovechando las mejores tecnologías para brindar el servicio aún en zonas remotas y comunidades dispersas.

CFE es reconocida como una de las mayores empresas eléctricas del mundo, y aún mantiene integrados todos los procesos del servicio eléctrico.

1.5.2 Localización de Comisión Federal de Electricidad

Comisión Federal de Electricidad

Av. 6ª Norte Poniente

Covadonga

29030 Tuxtla Gutiérrez, Chiapas

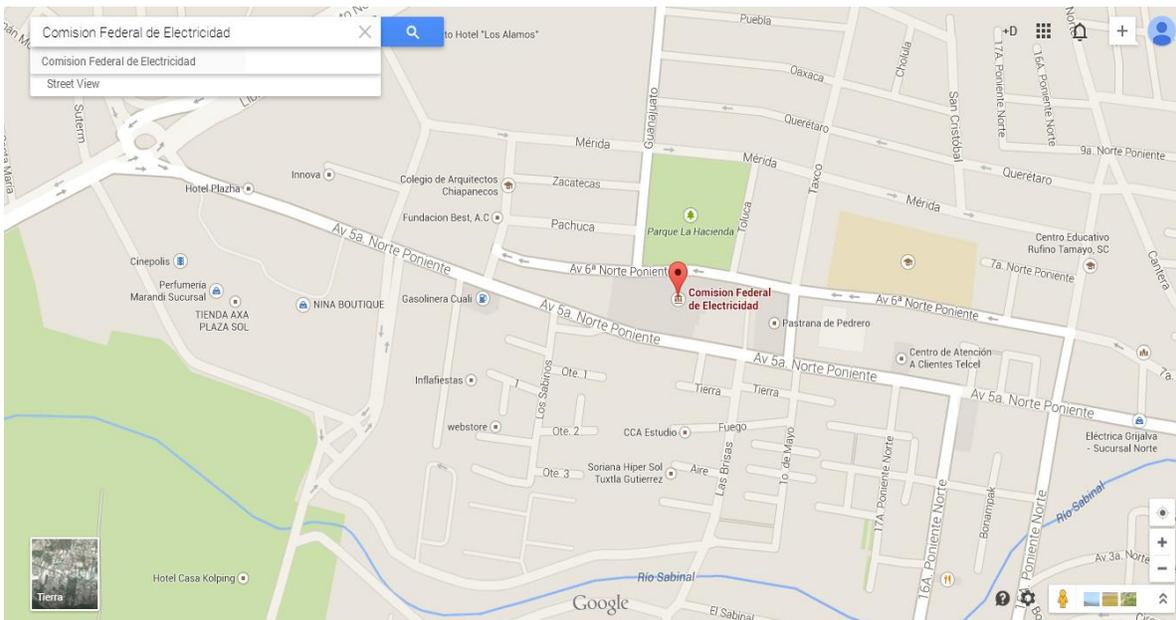


Fig. 1.1 Mapa de localización de la Subestación Tuxtla uno

1.5.3 NUESTRA MISIÓN

Prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.

1.5.4 NUESTRA VISIÓN

Ser una empresa de energía, de las mejores en el sector eléctrico a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial.

Una empresa reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable.

2. Fundamento Teórico

2.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

2.1.1 CLASIFICACIÓN Y ARREGLOS

Las subestaciones son los componentes de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Pueden clasificarse de acuerdo a:



Fig.1.2 Subestación Tuxtla uno

a) Función que desempeñan:

Elevadoras

Reductoras

Interconexión

b) Forma de operar:

Intemperie

Interior

c) Por el arreglo de los buses:

Barra sencilla

Barra principal y de transferencia

Barra en anillo

Arreglo de interruptor y medio

Arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia

Arreglo de doble barra con dos interruptores

2.1.2 FUNCIONES QUE DESEMPEÑAN

Subestaciones elevadoras

Son aquellas en donde se eleva la tensión suministrada por los generadores; en estas la fuente de energía alimenta el lado de baja tensión de los transformadores de potencia, encontrándose la carga conectada al lado de alta tensión.



Fig.1.2.1 Subestación Elevadora

Subestaciones reductoras

Son aquellas en donde se reduce la tensión para subtransmitir a otras subestaciones o alimentar redes de distribución; en estas la fuente de energía alimenta el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, encontrándose conectada la carga al lado de baja tensión.



Fig. 1.2.2 Subestación Reductora

Subestaciones de Interconexión

En este tipo de subestaciones no se modifican los parámetros en la transmisión de la energía eléctrica son nodos de entrada y salida sin elementos de transformación y son utilizadas como interconexión de líneas, derivación en otras direcciones, conexión y desconexión de compensación reactiva.



Fig. 1.2.3 Subestación de Interconexión

2.1.3 FORMA DE OPERAR LAS SUBESTACION

Subestaciones tipo intemperie

Son subestaciones que se encuentran sin protección de obras civiles, las cuales deben cumplir con las características adecuadas dependiendo de la zona en donde estén instaladas, es decir, son las construidas para operar expuestas a condiciones atmosféricas, lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental y ocupan grandes extensiones de terreno.

Subestaciones tipo interior

Son las construidas en el interior de edificios. No son aptas para funcionar expuestas a condiciones atmosféricas por su alto costo son utilizadas en lugares densamente poblados donde no hay posibilidad de contar con extensiones grandes de terreno, o bien en lugares con alta contaminación. Corresponden a este tipo las denominadas blindadas o encapsuladas.

2.1.4 Componentes de una subestación eléctrica

Las principales componentes de esta subestación eléctrica son:

Transformadores de potencia

Interruptores

Cuchillas desconectadoras, de puesta a tierra, etc.

Transformadores de instrumentos

De potencial

De corriente

Barras colectoras

Estructuras de soporte

Apartarrayos

Trampa de ondas

Aisladores y herrajes

Sistemas de alimentación de corriente directa y alterna

Sistema de protección, control, señalización y medición

Sistema de comunicación (voz, datos y protección)

Sistema de control supervisorio.

Trincheras, ductos y drenajes

Alumbrado normal y de emergencia

Red de tierra

Adicional a lo anterior algunas subestaciones pueden tener:

Equipo de registro de eventos y de disturbios

Sistema de aire comprimido

Compensador estático de VARS

Planta de energía

Reactores

Capacitores

Transformadores de distribución

2.2 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TC'S

En el libro de *Chapman Stephen J. Maquinas eléctricas* los sistemas eléctricos de corriente alterna se manejan normalmente diferenciales de potencial e intensidades de corriente considerablemente altas, por ello y para proteger al personal y aislar eléctricamente a los equipos primarios, los equipos de protección y medición, estos últimos son alimentados por magnitudes proporcionalmente menores, copiadas fielmente del sistema a través de dispositivos especiales llamados transformadores de instrumentos.



Fig. 1.3 Transformadores de corriente

Existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformadores de corriente y transformadores de potencial.

Un transformador de corriente o "Tc" es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito, su principio de funcionamiento puede ser obteniendo a través del módulo del transformador ideal; haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y conexión dentro del sistema.

Refiriéndonos al diagrama que se muestra y haciendo las siguientes consideraciones.

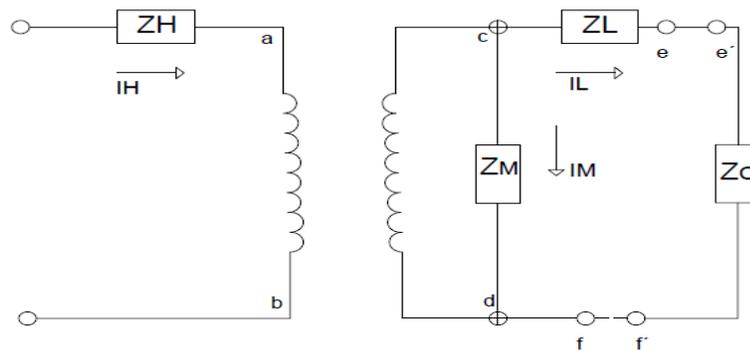


Fig. 1.4 Diagrama del módulo del transformador ideal

En el diagrama:

ZH.- impedancia propia del devanado de alta tensión.

ZL.- impedancia propia del devanado de baja tensión.

Zm.- impedancia de magnetización del transformador.

Zc.- impedancia de carga del secundario.

Lh.- corriente primaria.

Il.- corriente que alimenta a la carga.

I: N.- relación de transformación "RTC".

2.2.1 ESPECIFICACIONES

Las especificaciones generales de un "tc" son de:

TIPO

Tipo "bushing" viene integrado al equipo primario como son transformadores e interruptores.

Debido a que por diseño la sección transversal de su núcleo mayor, este tiempo responde mejor a las altas corriente con menor saturación, sin embargo su corriente de excitación a pequeñas corrientes. Su impedancia secundaria en general es baja.

Tipo de devanado es requerido por separado al equipo primario su costo es superior, debido a que su tipo de aislamiento es similar al del equipo primario. Su impedancia secundaria es alta y se satura más rápido que el tipo bushing.

AISLAMIENTO:

Material para baja tensión

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

Material de media tensión

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 Kv) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

La mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los materiales con aislamiento en aceite o en masa aislante, se utilizan muy poco y sólo para ampliaciones de instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

Material de alta tensión

Los transformadores para alta tensión son aislados con material dieléctrico, impregnados con aceite y colocados dentro de un envoltorio de porcelana.

Realización de uno o varios devanados secundarios

Frecuencia nominal del sistema

Factor de sobrecorrientes: sobrecorriente que el "Tc" soportara normalmente sin dañarse por periodos largos de tiempo en general 120% de la nominal.

Sobrecorriente dinámica: valor instantáneo máximo de sobrecorriente que el "Tc" soportara sin dañarse.

Sobrecorriente térmica: es la sobrecorriente que el "tc" soportara durante 4 seg. sin dañarse.

2.2.2 Potencia nominal

La potencia nominal de los Transformadores de Corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas de los límites de errores.

Está indicada generalmente, en la placa característica y se expresa en Volt Amper, aunque también puede expresarse en ohm.

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida.

**CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES
DE CORRIENTE SEGUN NORMA ANSI C.57.13
(TABLA 1)**

Designación de la carga	CARACTERISTICAS		CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 AMP		
	Resistencia Ohms	Inductancia Milihenrys	Impedancia Ohms	Voltamper	Factor de potencia
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.300	1.0	25	0.5
B2.0	1.00	4.600	2.0	50	0.5
B4	2.00	9.200	4.0	100	0.5
B8	4.00	18.400	8.0	200	0.5

Fig. 1.5 Tabla de cargas normales para transformadores

Corriente nominal primaria

Se seleccionará normalmente el valor superior a la corriente nominal de la instalación según la siguiente Tabla 2 de valores normalizados:

SIMPLE RELACION DE TRANSFORMACIÓN			(TABLA 2)	DOBLE RELACION DE TRANSFORMACIÓN	
5	100	1200		2X 5	2X100
10	150	1500		2X10	2X150
15	150	1500		2X15	2X200
15	200	2000		2X25	2X300
20	300	3000		2X50	2X400
25				2X75	2X600
30	400	4000			
40					
50	600				
75	800				

Tabla 1.6 Tabla de relación de transformación

En ciertos tipos se realiza una doble o una triple relación primaria, ya sea por medio de conexiones serie paralelo del bobinado primario, o por medio de tomas en los bobinados secundarios.

Corriente nominal secundaria

El valor normalizado es generalmente de 5 amperes, en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 Amper.

Carga secundaria

La carga secundaria para un Transformador de Corriente, es el valor en ohm de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.

La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión bajo la corriente nominal, por ejemplo:

Potencia de precisión 50 VA para $I^2 = 5^2$

$Z_2 =$ impedancia del secundario

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ ohms} \quad (1)$$

Clases de precisión

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se designen los transformadores. Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas.

Para Transformadores de Corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores de sobrecarga.

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

2.2.3 Conexiones de los transformadores de corriente

La forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias que éste proporcionara.

Las conexiones comúnmente usadas son:

Conexión Estrella

Debe cuidarse que la dirección de las corrientes, es decir, que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta; pues la inversión de una o dos fases desbalanceara la estrella provocando una señal errónea en los dispositivos conectados al secundario z_a , z_b , z_c y z_n .

La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias no importando para esquemas de donde solo intervengan el valor de la magnitud de corriente como son:

Relevadores de sobrecorriente no direccionales, para aquellos esquemas donde se consideran más de una corriente o voltaje que altera el funcionamiento del esquema.

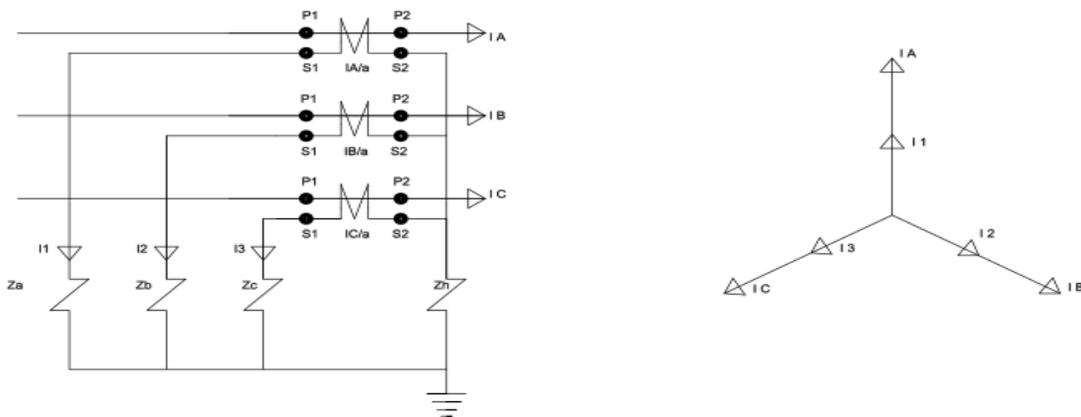


Fig. 1.7 Diagrama de conexiones

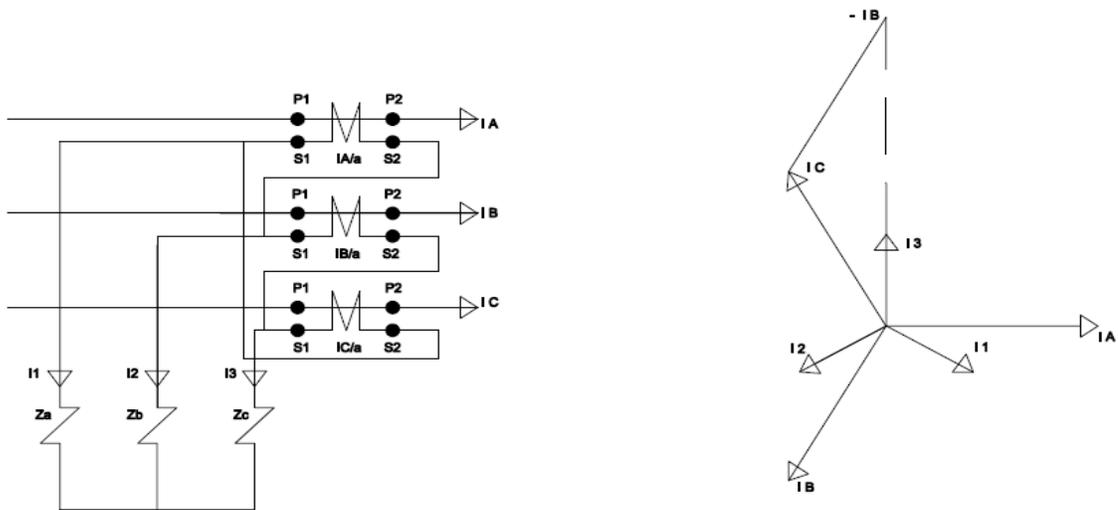


Fig. 1.8 Diagrama de conexiones

2.2.4 Instalación

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 Kv, son diseñadas para servicio interior.

Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones desde 34.5 a 400 Kv, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 Kv.

Adicionalmente, existen básicamente dos tipos de transformadores en uso, los llamados tipo boquilla o bushing y los tipo pedestal.

Los Transformadores de Corriente tipo boquilla o bushing construidos dentro de las boquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc., tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones.

El arrollamiento secundario está completamente distribuido, teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los Transformadores de Corriente tipo pedestal construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana, tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los Transformadores de Corriente, están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H1 y H2 (P1 y P2) para las terminales primarias y X1 y X2 (S1 y

S2) para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H1 (P1), la corriente sale por la terminal X1 (S1), polaridad sustractiva.

2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP'S

El circuito equivalente del transformador de potencial (TP) y su diagrama fasorial se muestra en la siguiente figura.

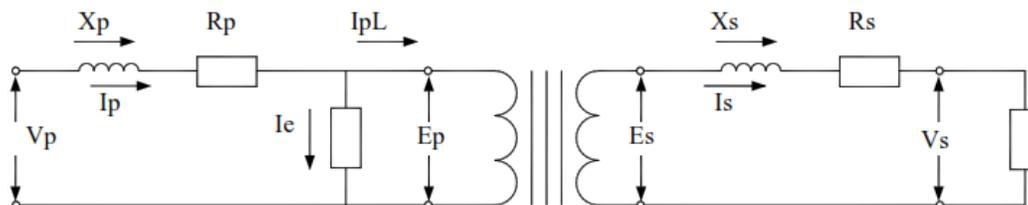


Fig. 1.9 Diagrama de un transformador potencial

El comportamiento de TP es similar al del Tc solo que este se conecta en paralelo con el sistema eléctrico ya sea ente fases o a tierra, dependiendo de las necesidades de utilización que se tenga.

El diagrama fasorial se muestra muy exagerado en cuanto a la caída de voltaje, ya que aunque existe usualmente un error de relación y ángulo de fase, este es del orden 0.3 al 1.2% por diseño y dependerá de que la carga conectada no rebase las especificaciones del diseño del mismo.

La carga conectada al TP se caracteriza por ser de muy alta impedancia, por lo que la corriente originada es muy pequeña, de tal forma que en el primario producen una corriente similar a la de excitación. Por lo tanto, un TP trabaja en condiciones similares a la de un transformador de potencia en vacío.

Existen otros tipos de transformador de voltaje y que denominados transformadores de potencial acoplamiento o dispositivos de potencial capacitivos (DP'S). Este es un dispositivo que utiliza un divisor de tensión capacitivo en el circuito primario aunque estos últimos son más baratos, tienen un comportamiento inferior en cuanto a transitorios y precisión, ya que requieren de elementos que permitan ajustar magnitud y ángulo de fase de la tensión secundaria. Un uso aparte que se le da a los DP'S es el acoplamiento de la señal de onda portadora.

En la figura se muestra un DP así como su diagrama equivalente simplificado.

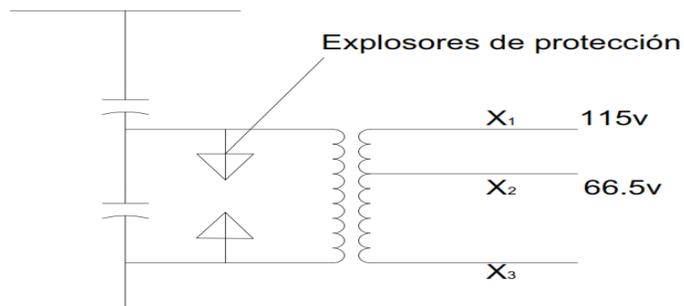


Fig. 1.10 Diagrama equivalente simplificado

La selección de un TP o DP se lleva a cabo de acuerdo con dos criterios. El nivel de voltaje y el nivel básico de impulso requerido por este sistema.

2.3.1 Generalidades

Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal, es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de materia ferromagnética, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo.

El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético. Las bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

2.3.2 Tensión nominal secundaria

Este voltaje, según ANSI, es de 120 volts para los Transformadores de Potencial nominal de servicio hasta 25 Kv y de 115 volts con aquellos de 34.5 Kv o más.

En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal también un voltaje secundario de 115/1.73 volts.

Los Transformadores de Potencial son construidos en la generalidad de los casos, con un solo devanado secundario, que alimenta los aparatos de medición y protección.

Se proveen normalmente dos devanados secundarios en el caso de que se desee alimentar relevadores de tierra.

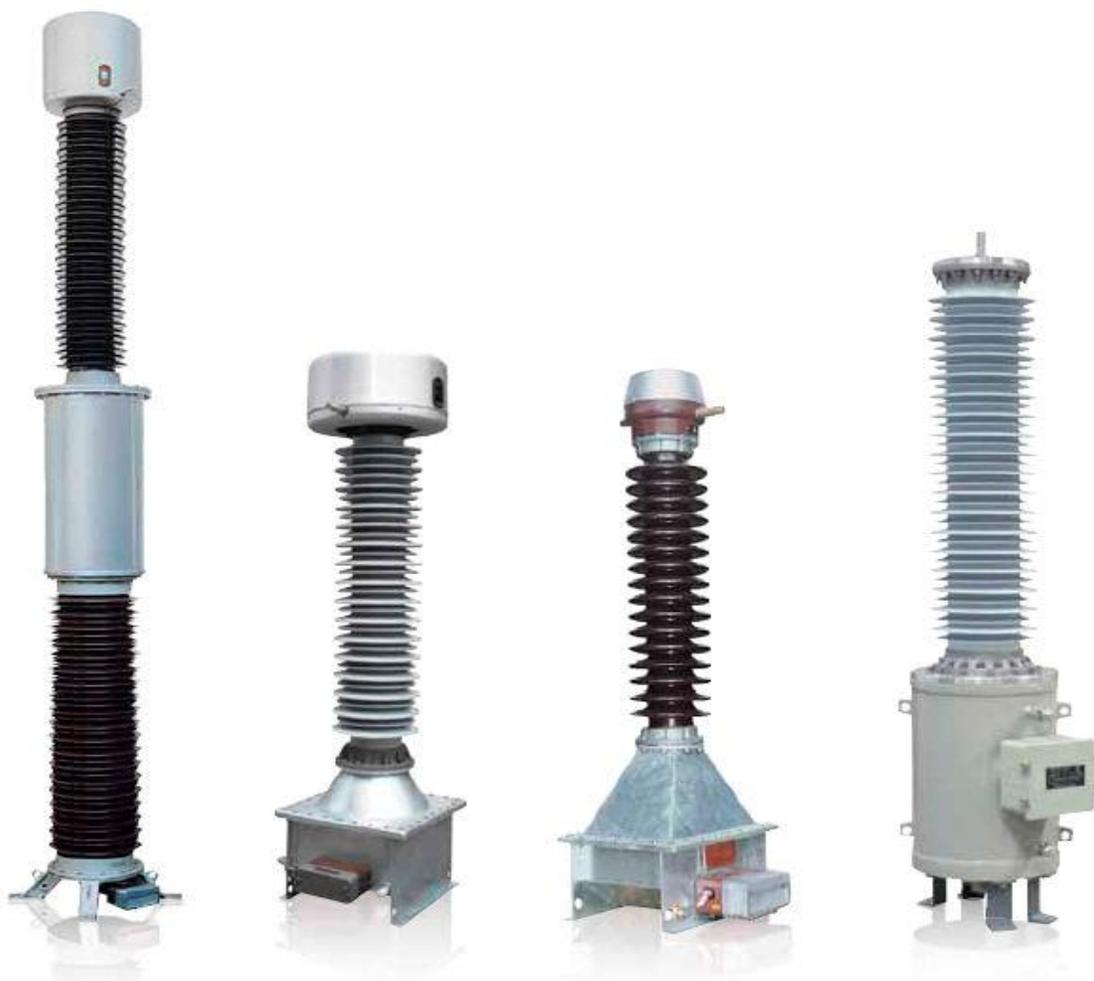


Fig. 1.11 Dispositivos de potencial

Los errores que pueden presentar estos equipos son dos básicamente:

Error de relación

Error de ángulo

Aunque en los Dispositivos de Potencial se puede presentar un error adicional, en cuanto a la fidelidad de la forma de onda, es decir, una deformación en la forma de onda debido a la presencia de frecuencias armónicas generadas por el deterioro de los componentes usados en su construcción.

Los errores de precisión y ángulo, en los Transformadores de Potencial son tan pequeños que normalmente se pueden despreciar en la práctica cuando se usan para propósitos de protección, siempre y cuando la carga conectada a ellos no rebase a su capacidad térmica en Volt-amperes.

Esta capacidad térmica corresponde a la capacidad de plena carga de un transformador de Potencial. Los Transformadores de Potencial con mayor precisión se usan para propósitos de medición, sobre todo cuando la medición es para fines de facturación, para este tipo de Transformador de Potencial, la capacidad térmica es más elevada, que su capacidad en volt-amperio nominales.

Muestra el circuito equivalente de un Transformador de Potencial y en la Figura se muestra su diagrama vectorial.

Para conocer los errores que se presentan en un Transformador de Potencial, es necesario conocer las constantes del núcleo, de los devanados y trazar un diagrama vectorial similar al de la Figura.

El error de relación se obtiene como:

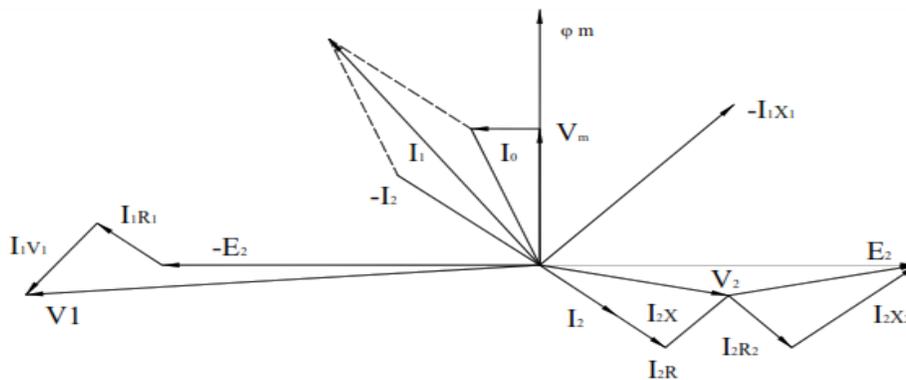


DIAGRAMA VECTORIAL DE UN TRANSFORMADOR CON CARGA

Fig. 1.12 Diagrama vectorial de un transformador con carga

$$\% \text{ de error} = \frac{K(V_s - V_p)(100)}{V_p} \quad (2)$$

K = Relación nominal

Vp = Voltaje en terminales del primario

Vs = Voltaje en terminales del secundario

Si el error es positivo, quiere decir que el voltaje secundario excede al primario y viceversa. La relación de vueltas del transformador no necesariamente tiene que ser igual a la relación de transformación, normalmente se emplean algunas vueltas adicionales para compensar las pérdidas propias, esto trae como consecuencia que para un mismo Transformador de Potencial puede tener un error positivo a baja carga y un error negativo para una carga mayor.

2.3.3 Conexiones

Existen diferentes maneras de conexiones para los Transformadores de Potencial dependiendo del nivel de voltaje y el propósito de aplicación o de la necesidad es del instrumento usado, sin embargo se mencionan a continuación las más comunes:

Sistema monofásico.

Se usa un solo equipo conectado como en la Figura 1.13 TP.

Sistema bifásico.

Se hace un arreglo con dos equipos monofásicos.

Sistema trifásico.

Para baja tensión y hasta 33 Kv.

La conexión de tres Transformadores de Potencial en Estrella-Estrella es típica para protección y medición en líneas de voltaje superiores a 33 Kv, mientras que el arreglo de dos Transformadores de Potencial en Delta-Abierta se usa

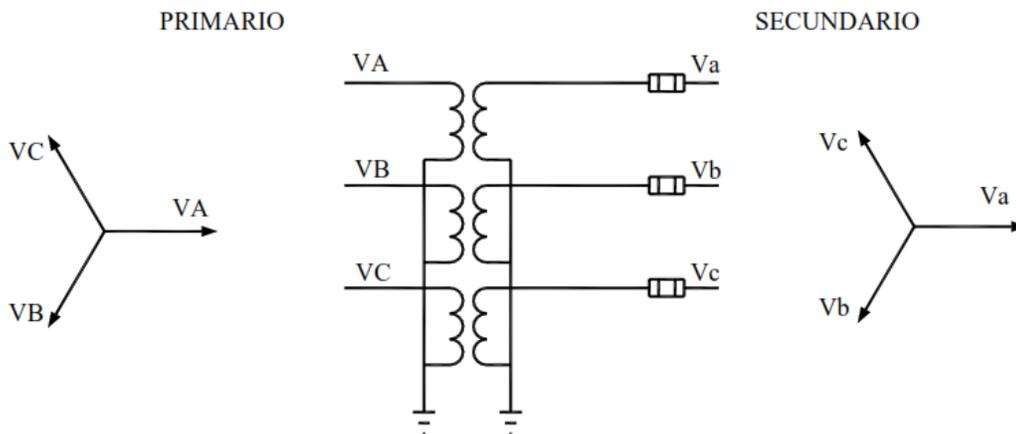


Fig. 1.13 Diagrama fasorial de TP's conectados en estrella

En la conexión Delta-Rota, los devanados secundarios de las fases de los Transformadores de Potencial se conectan en serie (polaridad / no polaridad) tratando de formar una delta, sin llegar a cerrar el circuito, en estos extremos del arreglo (delta-rotta) se presenta un filtro para detectar la presencia de voltaje de secuencia cero, este procedimiento se usa comúnmente para obtener los voltajes

de polarización en relevadores direccionales, para detectar fallas a tierra en los sistemas de potencia.

2.4 INCIDENTES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

2.4.1 PERTURBACIONES

Un sistema eléctrico de potencia debe estar preparado para afrontar cualquier perturbación en el sistema.

Numerosas causas pueden provocar fallos:

- ❖ **Causas climáticas:** un rayo puede caer en una torre de alta tensión, una subestación de transformación puede inundarse, el viento puede acercar dos conductores produciendo descargas eléctricas, etc.
- ❖ **Envejecimiento de los equipos:** el aislante de los conductores disminuye su eficiencia con los años, sucesivos ciclos de calentamientos y enfriamientos varían las propiedades dieléctricas de los materiales y en partes metálicas se corroen, etc.
- ❖ **Otras causas:** mala operación de los equipos, acción de animales, roturas por obras de otras empresas, etc.

Independientemente de la causa que provoca el fallo, si el desperfecto es relativamente importante provocará situaciones anormales en la operación.

Entonces, los fallos en el sistema serán observables como perturbaciones, más o menos bruscas, de los valores medidos en situaciones normales de operación. Los valores habitualmente controlados en un sistema eléctrico son: tensión, corriente, potencia y frecuencia. Así, podrán ser detectadas las siguientes alteraciones:

2.4.2 En los valores de tensión

Los equipos eléctricos son construidos para actuar con determinados niveles de tensión. Por consiguiente, el límite permitido de variación en el módulo de la tensión es muy acotado. La legislación específica que es aceptadas, en general, son variaciones máximas de $\pm 5\%$ en el valor nominal del nivel de tensión. Valores por encima o debajo de ese límite pueden ocasionar daños en el equipamiento.

Subtensiones, valores del módulo de tensión inferiores al mínimo permitido de variación, cuando son leves, pueden provocar disminución de la vida útil y pérdida de eficiencia en los equipos.

Subtensiones muy inferiores al nivel nominal de tensión pueden provocar hasta la falta total permanente del equipo eléctrico conectado a la red.

Un motor, como ejemplo, requiere para comenzar a girar una corriente de arranque bastante superior (entre 5 y 8 veces) a la corriente normal de actuación. Cuando el motor intenta arrancar a una tensión inferior a la nominal, la corriente de arranque puede ser varias veces superior a la normal de actuación, pudiendo provocar hasta la quema del motor si no actúan equipos de protección.

2.4.3 En los valores de corriente

Tres tipos de perturbaciones pueden ser asociadas a los valores de corriente: sobrecorrientes, cortocircuitos e inversión del sentido de la corriente:

- ❖ **Sobrecorrientes:** son corrientes eléctricas levemente superiores a la nominal (hasta 1.5 veces la corriente nominal, aproximadamente) que se mantienen por tiempos relativamente largos. En general, los equipos eléctricos están diseñados para soportar valores de corriente un poco superiores a los nominales, por lo que las sobrecorrientes no producen generalmente la destrucción del equipo. Sin embargo, los equipos que trabajan durante períodos prolongados en situaciones cercanas a sus límites de operación sufren disminuciones apreciables en su vida útil, ocasionando costos y aumentos en la tasa de fallo. Por consiguiente, esta situación debe evitarse siempre que sea posible.
- ❖ **Cortocircuitos:** desde el punto de vista eléctrico, cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes circulantes en una instalación, pudiendo dañar al equipamiento eléctrico, equipos cercanos a la instalación y hasta personas no adecuadamente protegidas. Algunos de los incidentes más graves en la instalación eléctrica pueden ser representados por cortocircuitos: la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.
- ❖ **Inversión del sentido de la corriente:** en determinadas líneas del circuito, puede conocerse que el sentido de la corriente eléctrica en operación normal debe ser invariable. Por ejemplo, la corriente de un generador eléctrico debe ser siempre saliente del mismo, pues entrega potencia al sistema. Cuando la dirección de la corriente no es la que se prevé, estamos ante una perturbación en el sentido de la corriente.

2.4.4 Determinación de las componentes simétricas de las corrientes y voltajes.

En base al análisis, para calcular las componentes simétricas de las corrientes y los voltajes se establecen las siguientes formulas.

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \quad (3)$$

$$V_{a1} = \frac{1}{3} (V_a + a V_b + a^2 V_c) \quad (4)$$

$$V_{a2} = \frac{1}{3} (V_a + a^2 V_b + a V_c) \quad (5)$$

Una vez conocidos los valores de V_{a0} , V_{a1} y V_{a2} ; los componentes correspondientes a las fases B y C se determinan con las Ecuaciones.

$$V_{a0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c) \quad (6)$$

La ecuación anterior demuestra que no hay componentes de secuencia cero si la suma de los vectores desequilibrados es cero. Como la suma de los vectores de tensión entre líneas en un sistema trifásico es siempre cero, las componentes de secuencia cero no existen nunca en las tensiones de línea, cualquiera que sea el desequilibrio. La suma de los vectores de las tres tensiones entre línea y neutro no necesariamente es cero y por tanto las tensiones respecto al neutro, pueden tener componentes de secuencia cero.

El análisis anterior es igualmente válido para corrientes de sistemas trifásicos, estableciéndose las ecuaciones como siguen:

$$I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \quad (7)$$

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} \quad (8)$$

$$I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} \quad (9)$$

$$I_{a0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \quad (10)$$

$$I_{a1} = \frac{1}{3} (I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad (11)$$

$$I_{a2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad (12)$$

En un sistema trifásico la suma de las corrientes de línea es igual a la corriente I_n en el retorno a través del neutro. Por lo tanto:

$$I_a + I_b + I_c = I_n \quad (13)$$

Sustituyendo las Ecuaciones 6, 7, 8, 9, 10, 11 en la Ecuación 12 se obtiene:

$$(14) \quad I_n = 3I_{a0} \quad I_{a0} = \frac{1}{3} (I_n) \quad (15)$$

Si no hay retorno por el neutro de un sistema trifásico, I_n es cero y las corrientes en las líneas no contienen componentes de secuencia cero. Una carga conectada en delta no tiene retorno por el neutro y por lo tanto las corrientes que van a una carga conectada en delta no tienen componentes de secuencia cero.

2.5 Medidores

Medidor ION

Introducción

En el catálogo del medidor ION™ (serie 8X00) [3], fabricados por la empresa ABB™, tiene las siguientes características y funcionalidades generales:

- ⊕ Acopio de datos medidos de calidad de la energía (PQ).
- ⊕ Detección de transitorios a alta velocidad.
- ⊕ Detección de inversión de corrientes.
- ⊕ Detección de fallas de transformadores.
- ⊕ Sag/Swells.
- ⊕ Disturbios y condiciones de falla cada 1/2 ciclo.
- ⊕ Armónicas (THD, pares e impares desde la fundamental hasta la 127ª)
- ⊕ El medidor ION 8400 tiene 1 MB de memoria física.
- ⊕ El medidor ION 8500 tiene 4 MB de memoria física.
- ⊕ En modo prueba se tiene que retirar la cubierta para presionar el botón de modo prueba que está localizado por el puerto óptico. Si por olvido no se restablece el modo prueba cuando se haya terminado la prueba, el medidor regresa al modo normal. Este tiempo es programable desde 1 minuto hasta 3 horas.
- ⊕ Tiene un mecanismo de seguridad por:
 - a) hardware**
 - sello de seguridad.
 - botón de prueba protegido para acceder a la configuración.
 - b) software**
 - Password del medidor.

- Memoria de eventos.

⊕ Compatibilidad a sistemas PML ION, DNP 3.0, MODBUS, MV-90.

⊕ Salidas digitales y/o analógicas para sistemas SCADA existentes.

⊕ Memoria tipo flash, que facilita la actualización de nuevas funciones del medidor la actualización se baja de internet y se programa el medidor.

⊕ Los puertos serie manejan cualquier protocolo.

⊕ Los puertos de comunicación del medidor son:

Com 1 Puerto serie (RS-232 o RS-485)

Com 2 Módem o (RS-485)

Com 3 Puerto óptico

Com 4 Puerto serie (RS-485)

Com 5 Ethernet



Fig. 1.14 Medidor ABB tipo ION

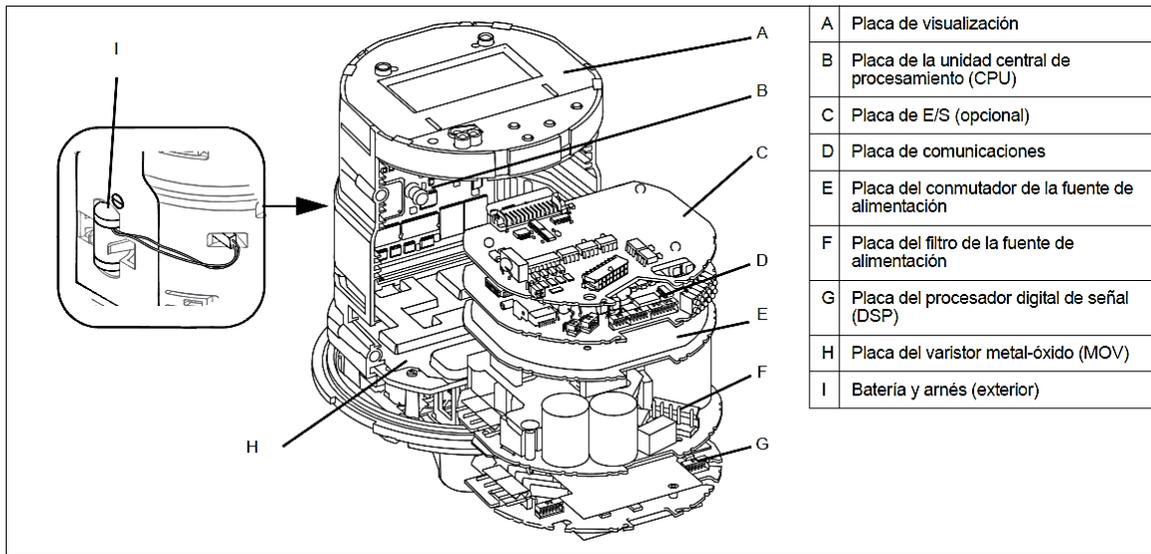


Fig. 1.15 Diagrama de componentes internos del medidor

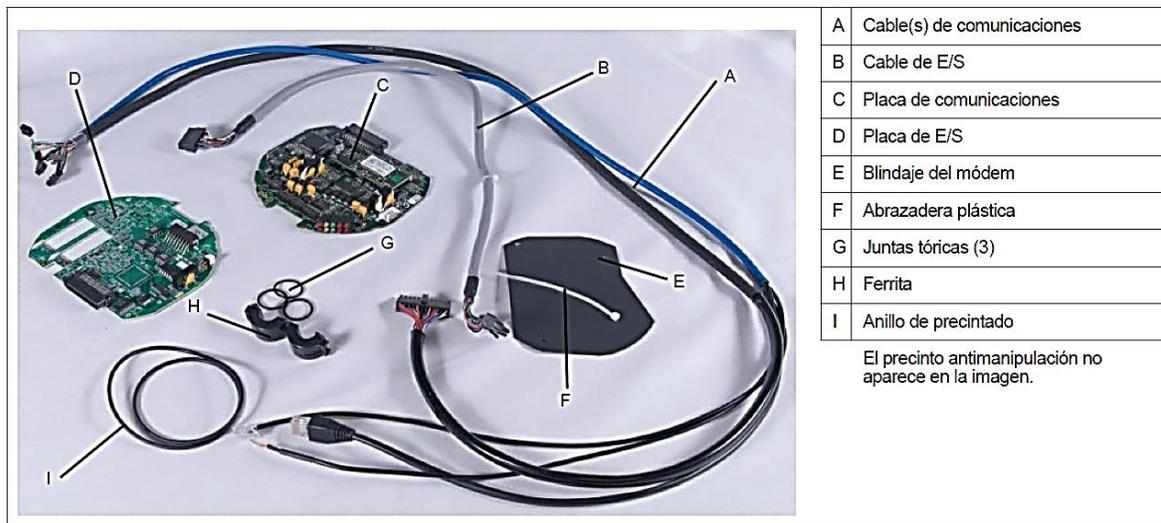


Fig. 1.16 Diagrama de componentes y accesorios externos

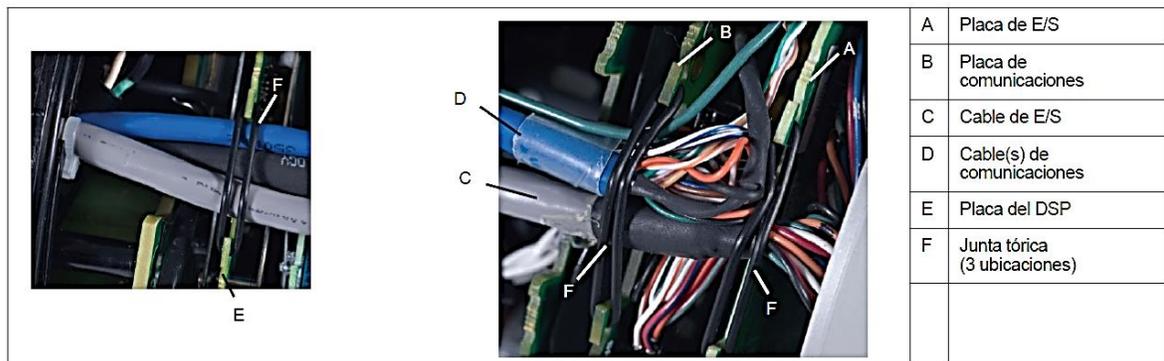


Fig. 1.17 Figura de los cables y conexiones externas

Medidor portátil de calidad de la energía SEL-735

Asegurado en un estuche robusto, un medidor SEL-735 [4], con voltaje trifásico, entradas de corriente y estándar de conectores para voltajes. Los paquetes opcionales de transformador de corriente (CT) de sujeción o de núcleo dividido agregan la capacidad de medición de la corriente. Un puerto Ethernet, óptico y serial EIA-232 permite comunicaciones simples, mientras el software ACSELERATOR QuickSet® SEL-5030 muestra los valores de tendencia y las alteraciones PQ. El medidor SEL-735 también funciona como un medidor temporal de facturación, con medición de clase de precisión 0.2 y CTs de precisión de ± 1 por ciento.

El medidor portátil de calidad de la energía SEL-735 está preconfigurado y no requiere programación para operar. Entre los valores preprogramados se incluye la tendencia de:

- Energía y demanda
- Voltaje y corriente promedio
- Frecuencia
- Armónicos
- Parpadeo
- Desbalance
- Disminuciones, aumentos e interrupciones de voltaje
- Fallas del sistema

El software ACSELERATOR Quickset gratuito complementa al medidor portátil de calidad de la energía SEL-735. Este software recupera y muestra los valores de tendencia y las alteraciones de PQ.

El medidor portátil de calidad de la energía SEL-735 es económico para virtualmente cualquier aplicación de supervisión temporal o portátil. Con precisión de medición estándar de 0.2 combinada con CTs precisos de ± 1 , el medidor funciona como un medidor temporal de facturación.

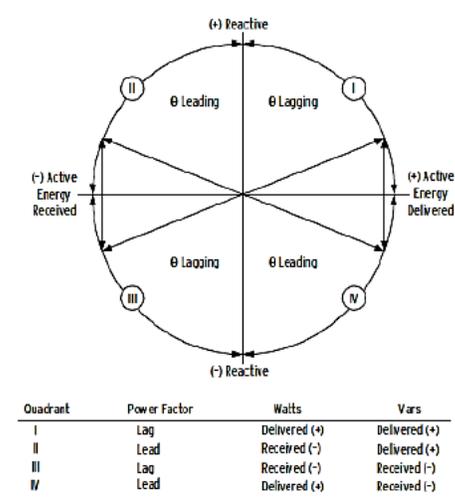


Figure 4.1 IEEE VAR Sign Convention

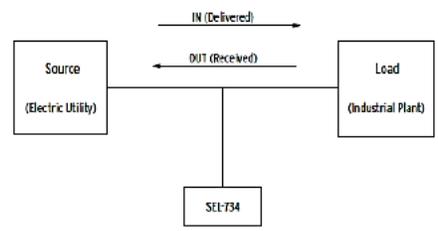


Figure 4.2 SEL-734 Power Flow Notations

Parámetro SIMOCE	Parámetro SEL
KWH E	MWH30
KWH R	MWH31
KVARH Q1	MVRH31_LG
KVARH Q2	MVRH31_LD
KVARH Q3	MVRH30_LG
KVARH Q4	MVRH30_LD

Fig. 1.18 Diagrama del sistema de medición del medidor



Fig. 1.19 Sistema de Medición de calidad de energía

3. METODOLOGÍA

3. PROCEDIMIENTO Y DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS.

3.1 ANALISIS Y DISEÑO DEL SISTEMA

En la presente sección se hará una descripción del sistema desarrollado para el monitoreo y control de las subestaciones eléctricas en el cual mostraremos las diferentes partes de las que está compuesto el sistema, desde la adquisición de datos en los medidores hasta la muestra de la información recolectada, los cuales serán almacenados para llevar una estadística del funcionamiento de la subestación eléctrica.

El sistema tomará la información de los medidores electrónicos, los medidores electrónicos brindan una gran cantidad de parámetros para ser capturados de manera externa. Estos medidores pueden entregar la información solicitada de dos maneras, utilizando interfaces externas:

- 1) Interface óptica
- 2) Interface eléctrica.

El sistema, de acuerdo a la interface empleada, enviará la información al controlador externo que la solicito. En este caso se empleó la interface óptica para realizar el monitoreo del sistema.

A continuación se detallará el funcionamiento la interface óptica diseñada para el medidor electrónico.

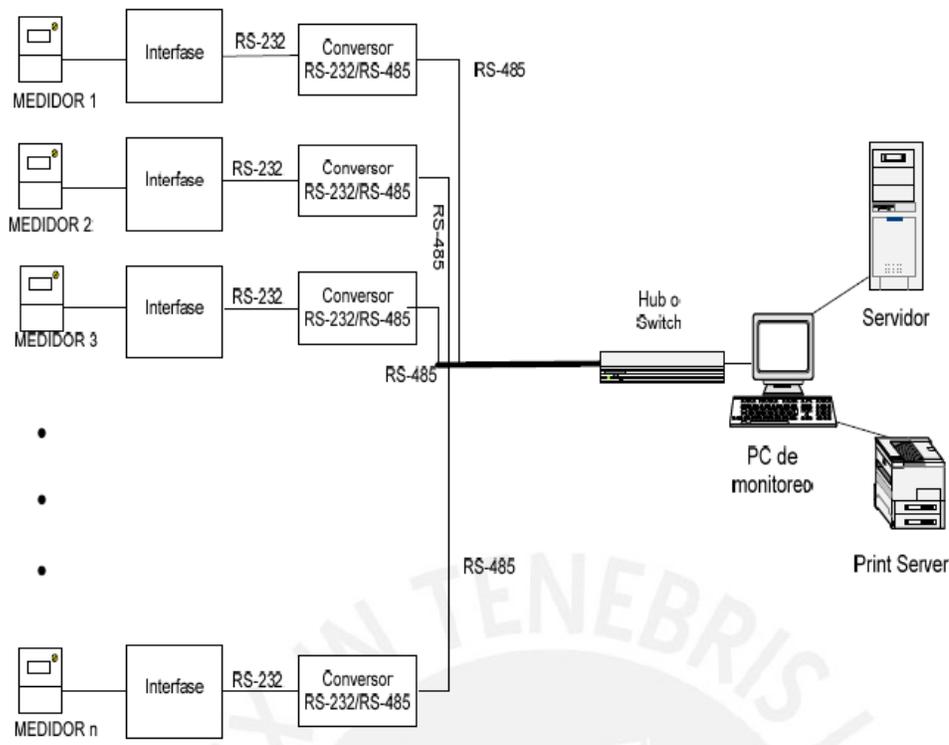


Fig. 1.20 Diagrama a bloques del sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.

3.1 Medidores

MEDIDORES ION

El medidor de energía y calidad de energía PowerLogic™ ION 8600 ofrece funciones de registro exhaustivas, mediciones de calidad de energía avanzadas, comunicaciones multiprotocolo y multipuerto, incluidas capacidades opcionales tanto de IRIG-B como de entradas/salidas (E/S) incorporadas y remotas.

GRABADORA: 1		
Revenue Log		
Num.	PARÁMETRO	Descripción
1	KWH_entregados	Consumo del intervalo de 10 min.
2	KWH_recibidos	Consumo del intervalo de 10 min.
3	KVARH_Q1	Consumo del intervalo de 10 min.
4	KVARH_Q2	Consumo del intervalo de 10 min.
5	KVARH_Q3	Consumo del intervalo de 10 min.
6	KVARH_Q4	Consumo del intervalo de 10 min.
7	Van	Promediados en el intervalo de 10 min.
8	Vbn	Promediados en el intervalo de 10 min.
9	Vcn	Promediados en el intervalo de 10 min.
10	Ia	Promediados en el intervalo de 10 min.
11	Ib	Promediados en el intervalo de 10 min.
12	Ic	Promediados en el intervalo de 10 min.
13	Kw 3F Totales	Promediados en el intervalo de 10 min.
14	Kvar 3F Totales	Promediados en el intervalo de 10 min.
15	VII 3F Promedio	Promediados en el intervalo de 10 min.
16	I 3F Promedio	Promediados en el intervalo de 10 min.

Conexión: Estrella, tres elementos.

Fig. 1.21 Parámetros de la conexión estrella

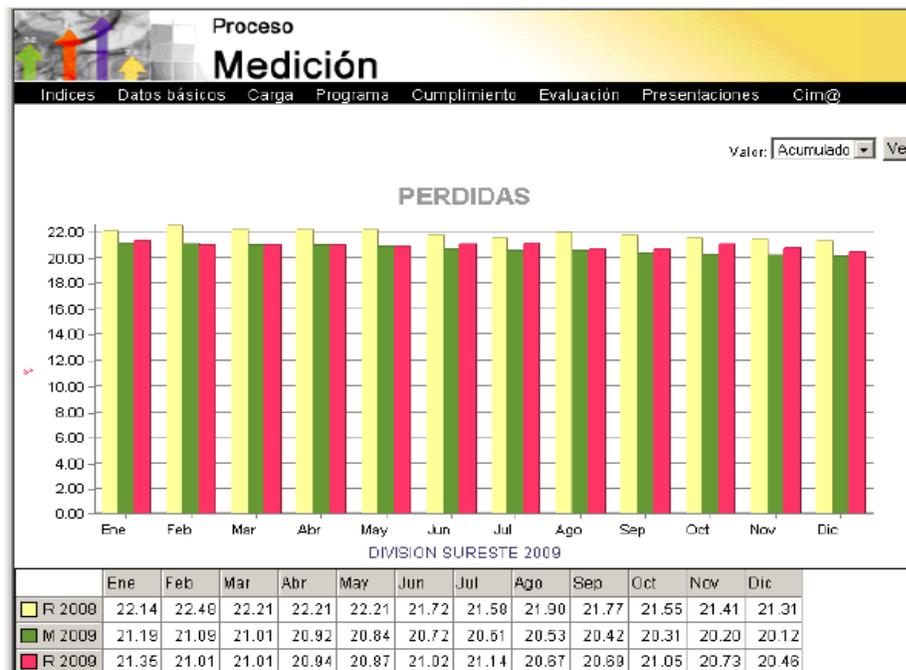


Fig. 1.22 Gráfica de pérdidas en el año más afectado (2009)

3.2 Interface

En la figura 1.23 se muestra el diagrama esquemático de la interface óptica a diseñar para la comunicación con el medidor. El proceso de funcionamiento de la interface se divide en dos etapas una de escritura y otra de lectura de datos.

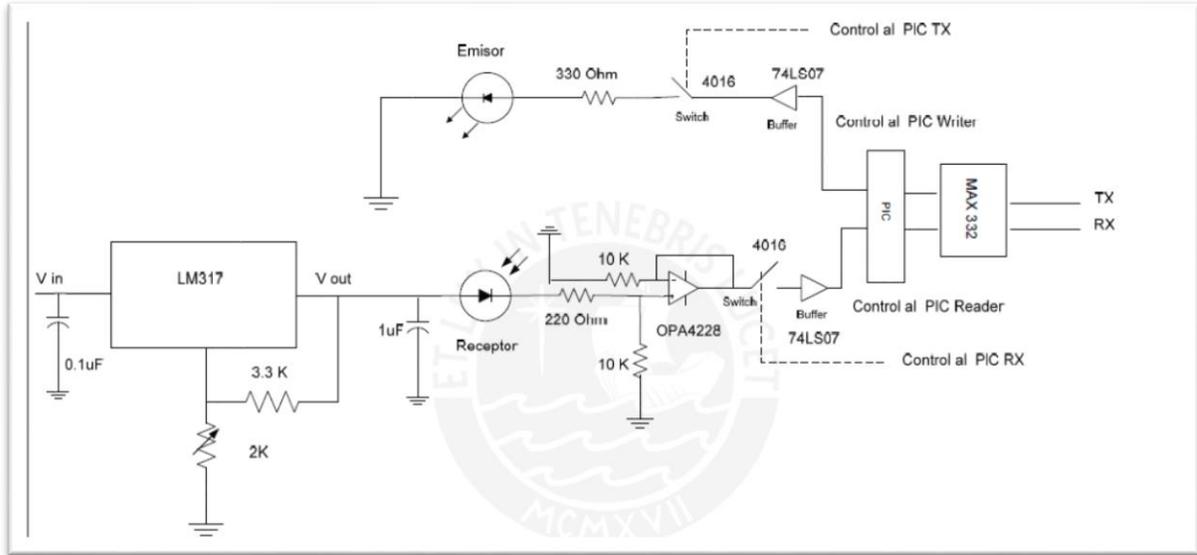


Fig. 1.23 Interface óptica.

La etapa de escritura de datos comienza con el requerimiento por parte del usuario empleando el software de interfaz gráfica. Esta es la pantalla que el usuario observará y deberá completar con los datos para realizar una adquisición de datos programada en intervalos de tiempo definidos por el mismo operario.



Fig. 1.24 Interfaz gráfica

La interfaz gráfica se comunica vía puerto serial con el controlador de la interface el cual envía un comando que habilitará el circuito de escritura de la interface a través de un conmutador analógico, el circuito integrado **4016**, luego de ello se enviará una trama por el puerto serial en formato ASCII hasta el emisor infrarrojo, el cual enviará un tren de pulsos infrarrojos que serán recibidos por el receptor de la interface óptica del medidor electrónico y generará a su vez un tren de pulsos exactamente igual al emitido por el controlador de la interface externa y luego de ser procesado por el microcontrolador del medidor electrónico, generará el envío del archivo que contiene los parámetros solicitados del medidor.

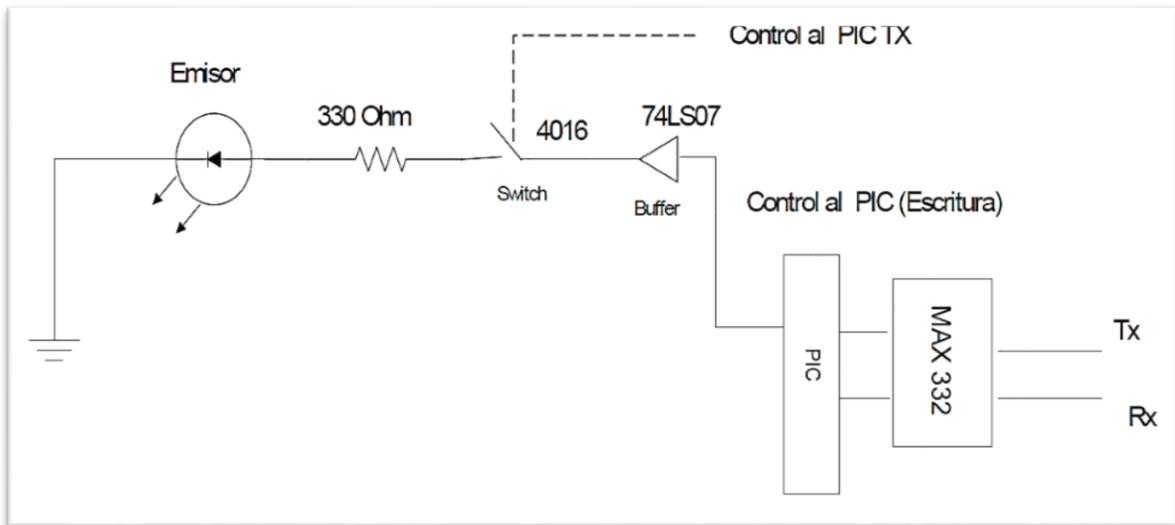


Fig. 1.25 Circuito de escritura de la interface óptica

La etapa de lectura de datos, se inicia luego de un tiempo de procesamiento del microcontrolador del medidor el cual está establecido en 3 segundos, por lo cual el controlador de la interface externa conmuta los circuitos de escritura y lectura desactivando el primero y activando el segundo respectivamente mediante el conmutador analógico, circuito integrado 4016.

Los registros de datos con los que responde el medidor son enviados también de manera serial en un tren de pulsos digitales a través del emisor infrarrojo del medidor que interactuará con el receptor infrarrojo de la interface óptica externa, lo cual permitirá que se genere el mismo tren de pulsos digitales que pasará a través de una etapa de adaptación de impedancias constituidos por un opamp de precisión OPA4228, posteriormente la señal atraviesa una etapa de protección previa al controlador constituida por un buffer, luego el microcontrolador recibe y procesa la información la cual será almacenada en un archivo creado en un directorio preestablecido del computador para ser visualizado posteriormente.

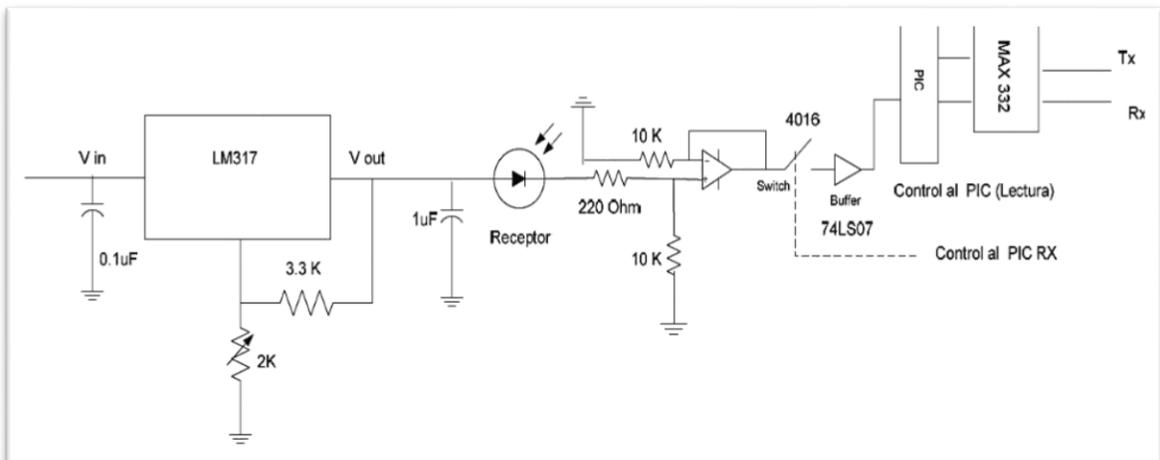


Fig. 1.26 Circuito de lectura de la interface óptica

3.3 Conversor RS232 a RS-422/RS485.G

Convierte códigos de datos y protocolos de transmisión que permiten la interacción del sistema en su conjunto.

Este equipo permite conectar redes adaptando protocolos de comunicación, que de otra forma serían incompatibles.

Especificaciones técnicas

El equipo conversor de protocolos debe tener las siguientes características:

- ❖ Puerto de entrada de 9 hilos RS-232.
- ❖ Puerto de salida de 4 hilos RS-422 o de 2 hilos RS-485.
- ❖ Control automático de dirección de datos (bidireccional).
- ❖ Protección contra sobre tensiones y contra corrientes.
- ❖ Aislamiento óptico entre señal de datos y alimentación eléctrica.
- ❖ Tensión de entrada de 12 VDC o 24 VDC.
- ❖ Aprobado por las normas CE y FCC.

3.4 Concentrador o Hub.

Un Hub es un equipo con determinadas entradas para conectar varios ordenadores en una red local y que estén comunicados entre sí. Dispositivo de conexión central en una red que une líneas de comunicaciones en una configuración en estrella. Los concentradores pasivos son unidades de conexión que no agregan información adicional a los datos que pasan a través de ellos.

Los concentradores activos, algunas veces también llamados repetidores de multipuertos, regeneran los bits de datos con el fin de mantener una señal fuerte, y los concentradores inteligentes proporcionan funcionalidad incrementada.

Especificaciones técnicas

El concentrado debe cumplir con las siguientes características:

- ❖ Puerto de entrada maestro RS-232
- ❖ Puertos de salida esclavo RS-422 o RS-485
- ❖ Aislamiento entre puertos
- ❖ Protección contra sobre tensiones
- ❖ LED`s indicadores para todos los puertos esclavos
- ❖ Tensión de entrada de 120VAC, 60 Hz.

3.5 Desarrollo de software de manejo.

El software de programación del sistema de control está constituido por dos etapas:

- ❖ Software de manejo de la Interface, que va almacenado en el controlador PIC de la interface.
- ❖ Software de interface con el usuario, que permite el monitoreo como también el mando de toma de datos desde la PC de monitoreo.

A continuación describiremos las dos etapas relacionadas al desarrollo del software.

3.5.1 El software de manejo de la interface.

El software utilizado en esta etapa fue elaborado utilizando el lenguaje de programación de Visual Basic, para ser grabado como rutina de ejecución en el controlador de las interfaces, es decir para que se ejecute en el circuito integrado PIC o controlador de interface y gobierne el accionar de dicha interface.

El programa inicia luego de 2 segundos de energizado el circuito de la interface, luego se encarga de conmutar los circuitos de lectura y escritura deshabilitando la lectura y habilitando la escritura con valores de “0” y “1” lógico que representen la desconexión y conexión respectivamente de cada uno de los circuitos. A continuación el micro controlador envía el comando de adquisición de datos, el cual es conocido según el protocolo de comunicación de los medidores electrónicos diseñados bajo la norma IEC 62056 , luego de recibir el comando, el medidor lo procesa durante tres segundos aproximadamente, tiempo en el que el programa hace conmutar los circuitos de lectura y escritura de las interfaces enviando un “1” lógico al conmutador analógico para habilitar el circuito de lectura y un “0” lógico al mismo dispositivo para deshabilitar el circuito de escritura. Luego de ello la interface queda lista para recibir la información enviada por el medidor y se procede a la lectura de la misma.

La lectura se realiza hasta encontrar el carácter de fin de envió de datos y luego de ser encontrado, el controlador conmuta los circuitos de lectura y escritura dejándolo listo para un nuevo requerimiento en el futuro.

Los datos recogidos por el micro controlador son almacenados en un archivo de texto. La ruta de almacenamiento esta preestablecida y el archivo tendrá como nombre el identificador del medidor así como la fecha y hora de la toma de datos.

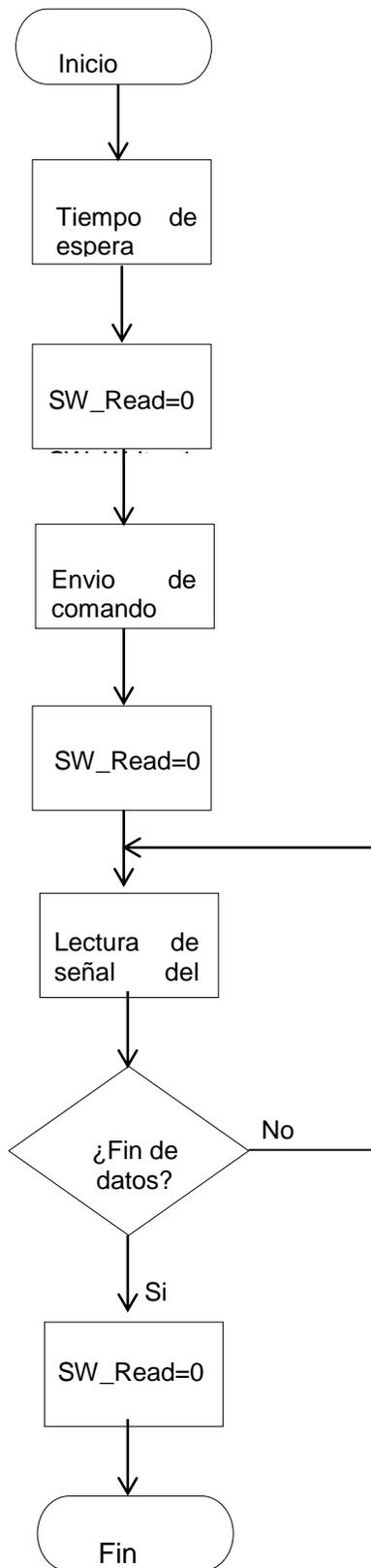


Fig. 1.27 Diagrama a algoritmo

3.6 Software orientado a la gestión de la demanda eléctrica.

El software de interface de usuario ha sido diseñado para manejar los requerimientos de la gestión de la demanda eléctrica. En tal sentido el software realiza operaciones matemáticas internamente basándose en dos tipos de datos:

- 1.- Datos medidos directamente del medidor electrónico.
- 2.- Constantes provistas por el usuario del sistema.

A continuación detallaremos el procedimiento a seguir para lograr la inclusión de la gestión de demanda en el análisis del proceso:

1.- El software deberá permitir ingresar los valores o cargos dependiendo de la tarifa en la que se encuentre el cliente. En primer lugar se deberá ingresar el cargo fijo mensual (**CF**), en segundo lugar el cargo a tener en cuenta es el costo por kWh (**C1**), el cual está expresado en céntimos de sol por kilovatio-hora. Este dato se deberá ingresar al sistema como un monto en moneda nacional por unidad de kWh, dependiendo del horario en el que se piense realizar las mediciones y el software se encargará de procesar el dato juntamente con la información de consumo de energía obtenida del sistema eléctrico para generar una constante con las dimensiones que el sistema requiere.



The screenshot shows a software window titled 'Parametros' with a blue header. The window contains several sections with input fields:

- Tarifa:** A dropdown menu showing 'MT2'.
- Cargo Fijo:** A section with a sub-label '* Mensual:' and an input field containing '12.00'.
- Potencia Activa:** A section with two sub-labels: '* Factor Tarifario' (input: '0.76') and '* Renta Basica mes:' (input: '0.76').
- Grupo Electrogeno:** A section with four sub-labels: '* Alquiler:' (input: '0.25'), '* Rendimiento x Gln:' (input: '2.80'), '* Costo D2 x Gln:' (input: '0.18'), and '* Mantenimiento:' (input: '1.00').

At the bottom left, there is a checked checkbox labeled 'Activo'. At the bottom right, there is a 'Salir' button.

Figura 1.28 La imagen nos muestra la pantalla para ingreso de las constantes, como el plan tarifario y el factor tarifario para configurar el modo de gestión de la demanda.

2.- La evaluación de los costos que implican el ingreso de un grupo electrógeno a la red eléctrica de una empresa dependen de los siguientes factores:

- Costo del alquiler o compra del equipo. Este factor se puede expresar en términos de costo por unidad de tiempo. Es decir será una constante (**C2**) expresada en S/. / hora.

Alquiler del equipo:

$$C2 \frac{S/.}{hora} = L \frac{S/.}{año} \times \frac{1año}{365día} \times \frac{1día}{24hora} \quad (16)$$

Donde L es el costo del alquiler del equipo en un año y C2 es el costo del alquiler del equipo por hora. Este dato se deberá ingresar como un monto en moneda nacional por año y será el software el encargado de convertirlos en una sola constante en las dimensiones que el sistema requiere.

3.- En este paso se deberá escoger el tipo de medición en el sistema, el cual puede ser en línea o programada. En cualquiera de los casos el sistema leerá los datos provenientes del medidor y capturará el correspondiente a la potencia (**E** kW). El software del sistema multiplicará internamente dicho valor con el factor de cargo por consumo de energía activa. Al producto de estos valores se le sumará la constante de cargo fijo por consumo y obtendrá un valor que significará el costo de conexión a la línea eléctrica del proveedor del servicio.

Luego de todo el proceso, se tendrán dos valores a comparar. El primero que significa el costo de consumir energía eléctrica suministrada por la empresa eléctrica obtenido por la medición en línea o por la medición programada y el segundo que significa el costo de incorporar el grupo electrógeno a la red eléctrica de la empresa cliente vía el análisis de costos.



Fig. 1.29 Software de monitoreo de medidores

3.7 Configuración del medidor.

Esta prueba consiste en la verificación del funcionamiento del medidor electrónico con respecto a los datos que envía el mismo a través de sus interfaces internas, es decir, se debe verificar que los valores mostrados en la pantalla del medidor coincidan con los datos obtenidos a partir del monitoreo de datos vía alguna de las interfaces de fábrica.

Descripción de la configuración.

En esta prueba inicialmente se programa al medidor para mostrar los parámetros que sean de importancia para el usuario y la compañía de suministro eléctrico para elaborar la facturación correspondiente y monitorear el correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Estos parámetros son:

- Tensiones de línea
- Corrientes de línea
- Potencias
- Factores de potencia
- Frecuencia
- Máxima demanda
- Armónicos de corriente y Tensión
- Registro de Fallas.

Como ejemplo se tomaron lecturas de corrientes de entrada y salida al bus 2 de las líneas. Estos datos fueron de los medidores de la caseta de control en forma polar.



Fig. 1.30 Medidores de control

Medidores a los cuales se les hicieron pruebas ubicados en la subestación Tuxtla 1



Fig. 1.31 Medidores de control



Fig. 1.32 Medidores de control



Fig. 1.33 Medidores de control

Resultados de las mediciones de cada uno de los parámetros que se obtuvo de cada medidor caseta de control en forma polar de la Subestación Tuxtla Uno.

CORRIENTE DE ENTRADA

FORMA POLAR		
I	TGU 73990	°
IA	289	-15
IB	287	-135

FORMA RECTANGULAR
TGU 73990
279.15 - j 74.7
-202.93 - j 202.93

lc	296	105
	A4040	
lA	11.5	0
lB	26.8	-120
lc	28.6	-240
	A3040	
lA	297	7
lB	307	-111
lc	298	126
	A3140	
lA	291	6
lB	301	-115
lc	308	125
	A3030	
lA	460	178
lB	466	56

$\hat{}-74 + j276.25$
A4040
$11.5 + j 0$
$\hat{}-13.4 - j23.2$
$\hat{}14.4 + j 24.7$
A3040
$294.78 + j 36.19$
$\hat{}-110 - j 286.6$
$\hat{}-175.16 + j 241$
A3140
$289.4 + j 30.41$
$\hat{}-127.2 - j 272.79$
$\hat{}-176.66 + j 252.29$
A3030
$\hat{}-459.71 + j 16$
$260.58 + j 386.33$

lc	452	-66	183.84 - j 412.92
	A3130		A3130
lA	168	173	$\hat{}-166.74 + j 20.47$
lB	178	49	116.77 + j 134.33
lc	163	-76	39.43 - j 158.15
	A3T90		A3T90
lA	296	6	294.37 + j 30.94
lB	289	-115	$\hat{}-122.13 - j 261.92$
lc	311	125	$\hat{}-178.38 + j 254.75$
	A8770		A8770
lA	14.8	0	14.0 + j 0
lB	19.1	-120	$\hat{}-9.55 - j 16.54$
lc	30.7	-240	$\hat{}-15.35 + j 26.58$

Tabla 1. Corrientes de entrada

CORIENTE DE SALIDA

FORMA POLAR		
I	TGU 73990	°
IA	289	165
IB	287	45
IC	296	-75
	A4040	
IA	11.5	180
IB	26.8	60
IC	28.6	-60
	A3040	
IA	297	187
IB	307	69
IC	298	-54
	A3140	

FORMA RECTANGULAR
TGU 73990
$\hat{\prime} -279.15 + j 74.7$
$202.93 + j 202.93$
$74 - j 276.25$
A4040
$\hat{\prime} -11.5 - j 0$
$13.4 + j 23.2$
$14.4 - j 24.7$
A3040
$\hat{\prime} -294.78 - j 36.19$
$110 + j 286.6$
$175.16 - j 241$
A3140

IA	291	186
IB	301	65
IC	308	55
	A3030	
IA	460	-2
IB	466	-124
IC	452	114
	A3130	
IA	168	-7
IB	178	-131
IC	163	104
	A3T90	
IA	296	186
IB	289	65
IC	311	-55
	A8770	

$\hat{}-289.4 - j 30.41$
$127.2 + j 272.79$
$176.66 - j 252.29$
A3030
$459.71 - j 16$
$\hat{}-260.58 - j 386.33$
$\hat{}-183.84 + j 412.92$
A3130
$166.74 - j 20.47$
$\hat{}-116.77 - j 134.33$
$\hat{}-39.43 + j 158.15$
A3T90
$\hat{}-294.37 - j 30.94$
$122.13 + j 261.92$
$178.38 + j 254.75$
A8770

IA	14.8	180
IB	19.1	60
IC	30.7	-60

$-14.0 + j 0$
$9.55 + j 16.54$
$15.35 - j 26.58$

Tabla 2. Corrientes de salida

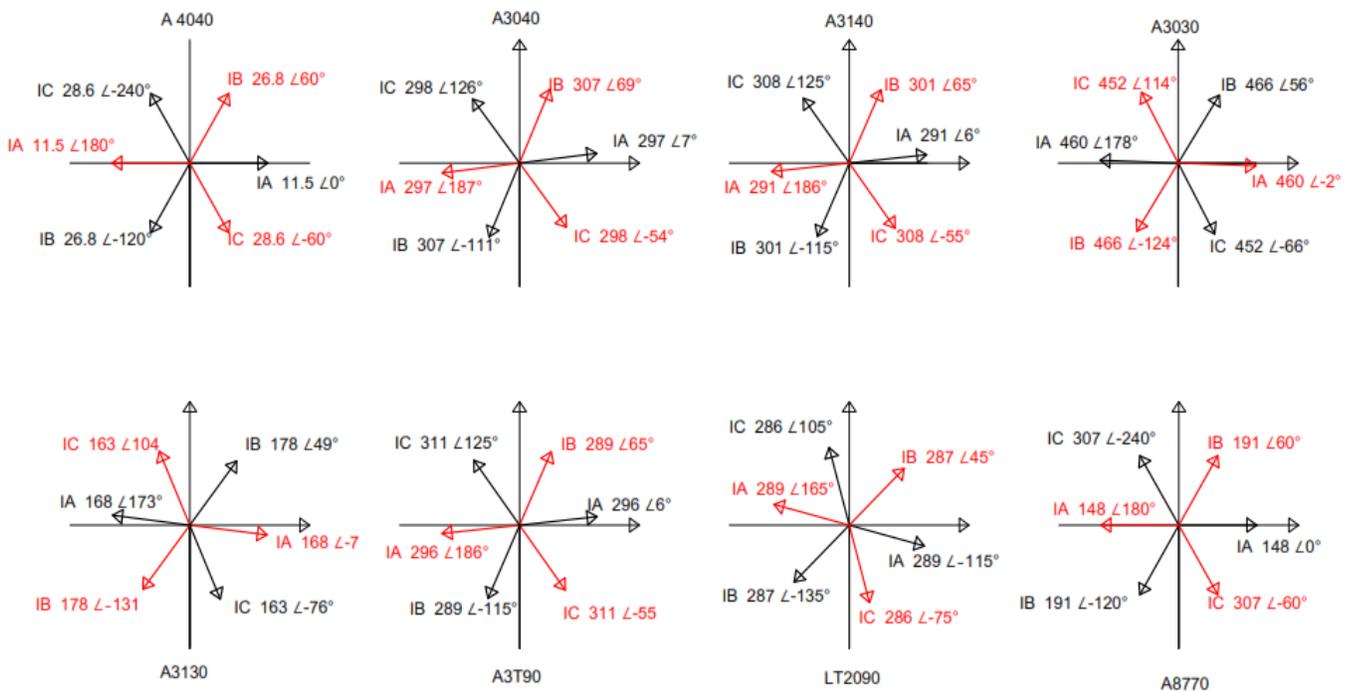


Diagrama 1. Fasorial de las corrientes

SUMA DE LAS CORRIENTES DE ENTRADA

$A4040$	$A3030$	$A8770$	$A3040$
$I_T = -16.2 + j1.5$	$I_T = -15.29 - j10.59$	$I_T = -10.10 + j10.04$	$I_T = 9.62 - j9.91$
$A3130$	$A2090$	$A3140$	$A3T90$
$I_T = -10.54 - j3.35$	$I_T = 2.22 - j1.38$	$I_T = -17.46 + j9.91$	$I_T = -6.14 + j23.77$

$$\sum = -63.89 + j20.40 \quad (17)$$

SUMA DE LAS CORRIENTES DE SALIDA

$$\begin{array}{cccccc} \hline A4040 & A3030 & A8770 & A3040 & A313 & \\ \hline I_T = 16.2 - j1.5 & I_T = 15.29 + j10.59 & I_T = 10.10 - j10.04 & I_T = -9.62 + j9.91 & I_T = 10.54 & \\ \hline A2090 & A3140 & A3T90 & & & \\ \hline I_T = -2.22 + j1.38 & I_T = 17.46 - j9.91 & I_T = 6.14 - j23.77 & & & \\ \hline \end{array}$$

$$\sum = 63.89 - j20.40 \quad (18)$$

$$\therefore I_T = \sum E - \sum S \quad (19)$$

$$\sum_E = -63.89 + j20.49 \quad (20) \quad \sum_S = 63 - j20.49 \quad (21)$$

$$I_T = (-63.89 + j20.49) + (63 - j20.49) \quad (22)$$

$$I_T = 0 \quad (23)$$

Si las dos corrientes son iguales el bus está operando correctamente, si las corrientes difieren en magnitud el bus presenta algún tipo de falla.

Por tanto apoyándose en la ley de Kirchhoff la suma de corrientes que entran y salen debe ser igual a cero.

Conclusiones

El software de manejo de la interface y del sistema en su conjunto resulta amigable, de fácil configuración y manejo para las personas autorizadas a monitorear el sistema de medidores lo cual es un factor importante en la elección por parte del futuro cliente.

Los alcances de la presente investigación nos permiten estar en condiciones de asegurar que la interface resultante, no solo podría ser utilizada para realizar un monitoreo remoto eventual de subestaciones eléctricas, sino también, un monitoreo casi continuo (en intervalos de tiempo pequeños) y dadas las grandes prestaciones de los medidores electrónicos se podrían realizar mayores aplicaciones, con bajos costos.

La interface con el usuario nos permite un monitoreo en tiempo real de la energía utilizada además de la toma de decisiones con respecto al arranque del grupo electrógeno de acuerdo a un análisis realizado por el sistema, es decir, el software está orientado a la gestión de la demanda de la energía eléctrica ya que gracias a indicadores visuales determina la conveniencia de hacer ingresar o no un grupo electrógeno al sistema eléctrico.

Las pruebas aquí realizadas a este tipo de sistemas nos permite identificar problemas y desarrollar mejores soluciones para satisfacer la demanda de nuestra energía, de manera que, contribuya al desarrollo constante de una mejora en el consumo y aprovechamiento del mismo por medio de sistemas más limpios y eficientes.

RECOMENDACIONES

Adquirir más equipos de instrumentación y medición que faltan en el laboratorio para hacer diferentes pruebas y mediciones en el experimento, cambiar equipos que ya se encuentran obsoletos por equipos nuevos y actualizados que puedan lograr que el experimento sea más eficiente. Implementar un sistema de monitoreo automático con los nuevos equipos que está proporcionando la empresa, para realizar pruebas con los diferentes parámetros de forma automatizada.

Bibliografía

Chapman Stephen J., 2000, Maquinas eléctricas tercera edición/ McGraw-Hill, Vol. 1

John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., Revisado 20 enero de 2013., Análisis de sistemas de potencia segunda edición, McGraw-Hill.

Protecciones para técnicos, Centro de capacitación Celaya, Centro editorial de la comisión federal de electricidad.

Miguel Ángel Sánchez Cortés, Calidad de la Energía Eléctrica, Febrero de 2009, Instituto Tecnológico de Puebla, Departamento de ingeniería Eléctrica y Electrónica, Vol. 1

Wernerg Doehner, Lauro Castañedo Contreras, José Méndez Zavala, Pedro Pablo López Careaga, Ricardo Rodríguez Hernández, Alfonso Grados Jiménez., Esquemas de protecciones eléctricas/ año 2000, Centro editorial de la comisión federal de electricidad., Vol. 1

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICOS EN LÍNEA.

Betancourt R. Enrique, Sistema de Monitoreo y Modelos de Diagnostico en Línea para Transformadores de Potencia, PROLEC GE, Disponible en Web: [Http://www.cigre.org.mx/uploads/media/mdl_mexico-cigrev2.pdf](http://www.cigre.org.mx/uploads/media/mdl_mexico-cigrev2.pdf), Fecha de consulta Marzo del 2014.

<http://www.iie.org.mx/boletin042013/BIIE04-2013.pdf>, Fecha de consulta: Febrero del 2014.

ION 8300/ POWER MEASUREMENT, Disponible en Web: <http://es.scribd.com/doc/175670759/8300-8400-8500-Folleto-Largo-Espanol-MEDIDOR-SMEC>, Fecha de consulta Marzo del 2014

ION 7300, POWER MEASUREMENT, Disponible en Web: http://www.abampere.com.ar/pdf/productos/schneider/ION/7300_01.pdf, Fecha de consulta Marzo del 2014

Medidor de calidad de energía SEL-735, POWER CUALITY AND RENUVEVE METER, Disponible en Web: https://www.selinc.com/SEL-735_Power_Quality_Meter/?LangType=1034, Fecha de consulta Marzo del 2014.

López Toledo Máximo Dr. Ingeniero Industrial, Los Riesgos eléctricos y su ingeniería de seguridad, Universidad Politécnica de Madrid, Disponible en Web: <http://www.fiso-web.org/imagenes/publicaciones/archivos/2860.pdf>, Fecha de consulta marzo del 2014.

Ing. Mario Alberto Pérez., INTRODUCCION A LOS SISTEMAS DE CONTROL Y MODELO MATEMÁTICO PARA SISTEMAS LINEALES INVARIANTES EN EL TIEMPO, AÑO 2008, Disponible en Web: [Berenguerhttp://dea.unsj.edu.ar/control1b/teoria/unidad1y2.pdf](http://dea.unsj.edu.ar/control1b/teoria/unidad1y2.pdf), Fecha de consulta Mayo del 2014.

Anexos

CORTOCIRCUITO

Una de las características primordiales de los sistemas eléctricos es su dinamismo y vulnerabilidad en cuanto a su estabilidad, en el proceso de suministro de energía a los usuarios. Esta estabilidad se ve afectada gravemente cuando en el sistema se presenta una de las características anormales más destructivas, denominada **cortocircuito**.

El cortocircuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, es decir, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente, provocándose el flujo de una corriente de gran magnitud comparada con la corriente normal de carga.

Las corrientes de cortocircuito dependen de los valores de las impedancias que representan cada uno de los elementos que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un generador de gran capacidad aportará mayor corriente que un generador pequeño.

La determinación de estas corrientes es muy importante para los siguientes propósitos:

- Para determinar la capacidad interruptiva de equipos a usarse en el sistema, tales como:

Interruptores

Fusibles

Arrancadores

- Para seleccionar las relaciones adecuadas de Transformadores de Corriente, tanto para los propósitos de protección como de medición.

- Para realizar los estudios de coordinación de relevadores o dispositivos de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

FUENTES DE CORRIENTE

Generalmente para que se produzca un cortocircuito es indispensable que haya una fuente que genere la corriente que circulará a través de la falla, es decir, que si no hubiera generadores funcionando o conectados al sistema no habría corrientes de falla. Como ya se vio en el tema de Componentes Simétricas, estas corrientes pueden ser clasificadas en tres categorías, por su secuencia: positiva, negativa o cero.

Las fuentes de secuencia positiva o fuentes activas se consideran las siguientes:

- Generadores de Corriente alterna trifásica.
- Motores Síncronos.
- Condensadores Síncronos.
- Motores de Inducción.

Los generadores son las fuentes principales de corriente ya que están diseñados para suministrar corriente según la demanda de la carga, y su capacidad para suministrar corrientes de falla está directamente relacionada con su impedancia interna, la cual es variable en función del tiempo.

La variación de la impedancia de un generador provoca un amortiguamiento en la corriente de cortocircuito, siendo mayor la corriente al iniciarse la falla y disminuyendo gradualmente hasta estabilizarse después de algunos ciclos. Este fenómeno es producido por el debilitamiento del campo de excitación provocado por la reacción del inducido durante el desarrollo de la falla, disminuyendo en consecuencia el voltaje en los bornes del generador. Esta disminución del voltaje en bornes se puede considerar como efecto de un incremento de la impedancia interna del generador. El incremento de la impedancia provoca a su vez el proceso de amortiguamiento de la corriente de falla.

Cuando la corriente en la protección diferencial sobrepasa un determinado porcentaje regulable de la corriente total que circula a través del elemento a proteger, se energiza la bobina de operación del relevador mandando el disparo a través de un relevador auxiliar de contactos múltiples y reposición manual, que tiene los contactos empleados para disparar todos los interruptores asociados a la barra fallada.

El objeto de que el relevador auxiliar de disparo de la protección diferencial sea de reposición manual es para evitar el volver a energizar el bus fallado alimentando la falla imprudentemente, lo cual equivaldría a hacer más severo el daño en el punto de falla.

Para condiciones normales de operación o para falla externa al bus las corrientes en la protección diferencial se comportan de la siguiente manera:

Comportamiento de las corrientes en la protección diferencial

$$I_e = I_s = I_{f1}$$

Si:

$$I_e = I_s \text{ por tanto: } I_{op} = 0$$

Si la falla es dentro del campo de la diferencial se tiene:

$$I_e = I_{f2} + I_s$$

Por lo tanto la diferencial es

$$I_{f2} = I_e - I_s \text{ ----- Corriente diferencial}$$

Esta corriente I_{f2} será la corriente que pasa por la bobina de operación del relevador.

Siendo $I_{op} = I_e - I_s$

Esta I_{op} será proporcional a I_{f2} que hará operar la protección.

Imágenes de las áreas y acciones donde se realizaron las pruebas.

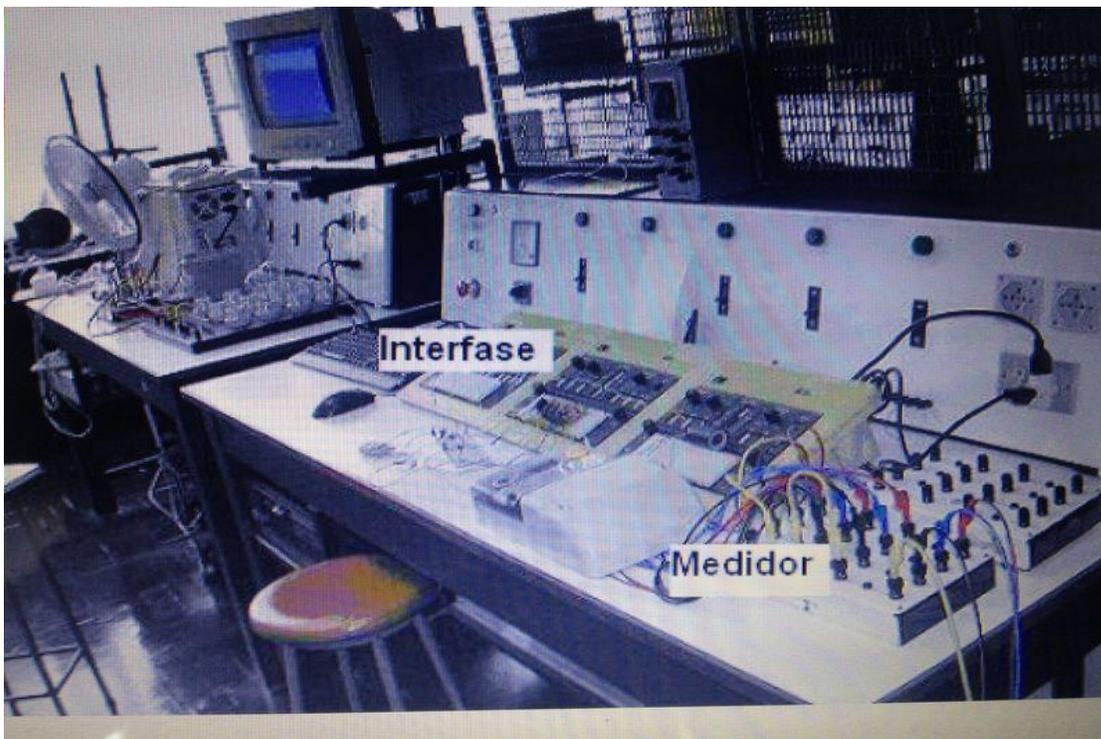


Fig. 1.37 Laboratorio de pruebas en la zona CFE

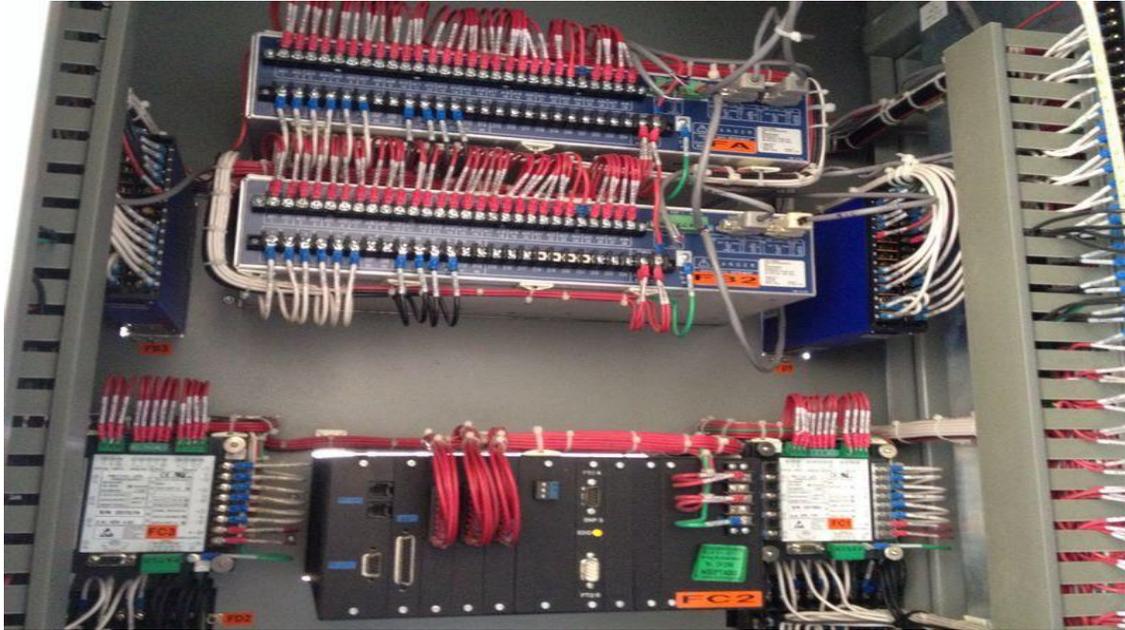


Fig. 1.38 Conexión del SIMOCE

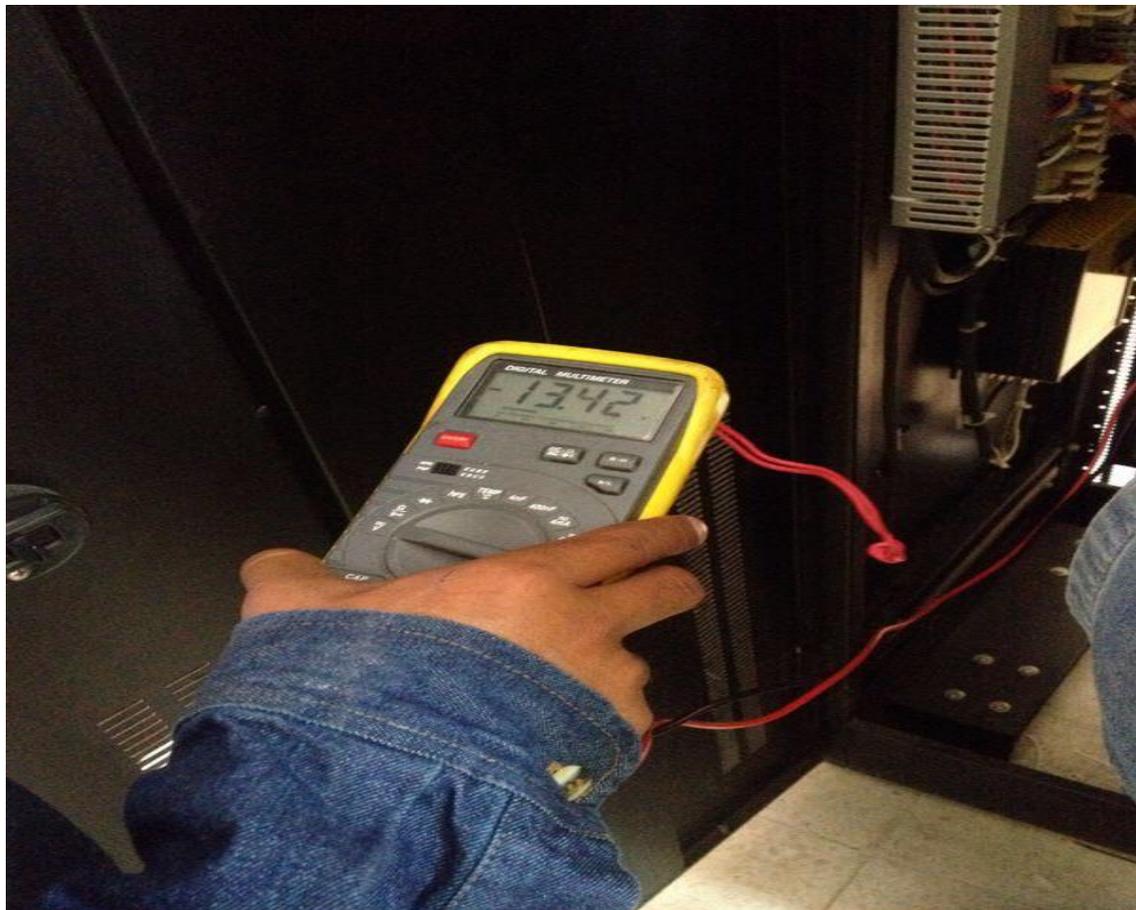


Fig. 1.39 Realizando mediciones de voltaje en el SIMOCE



Fig. 1.40 Realizando mediciones de voltaje en el SIMOCE

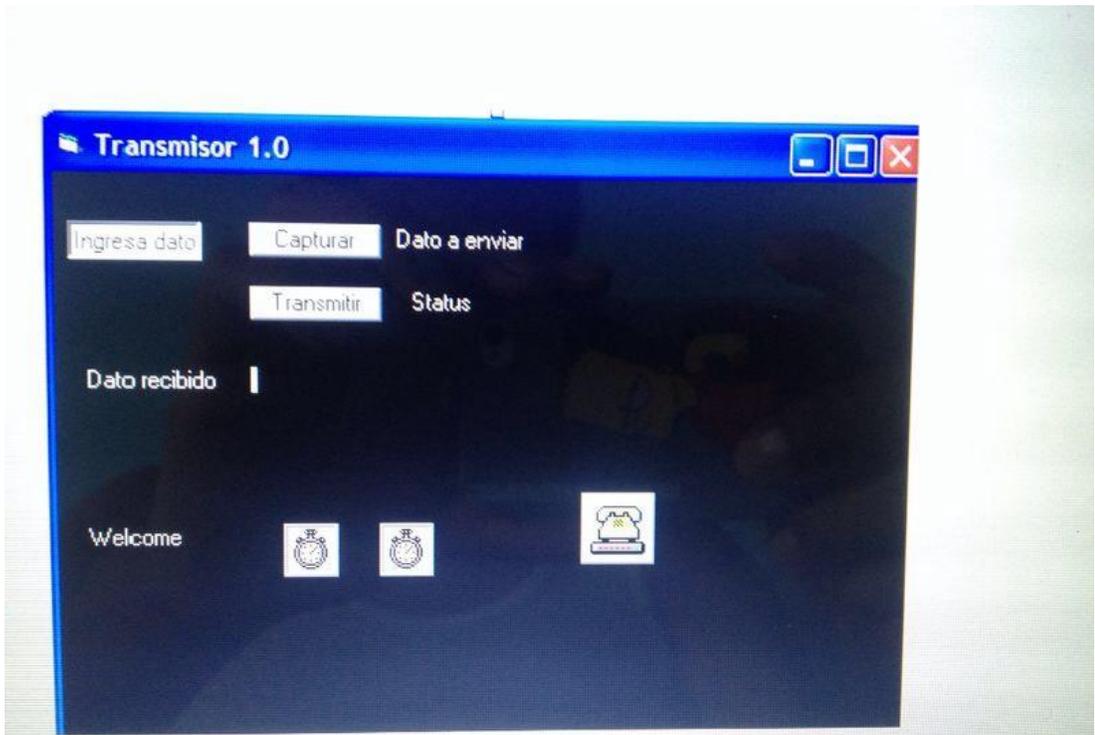


Fig. 1.41 Diseño del software para el control de datos.



Fig. 1.42 Área de control en donde se encuentran los medidores

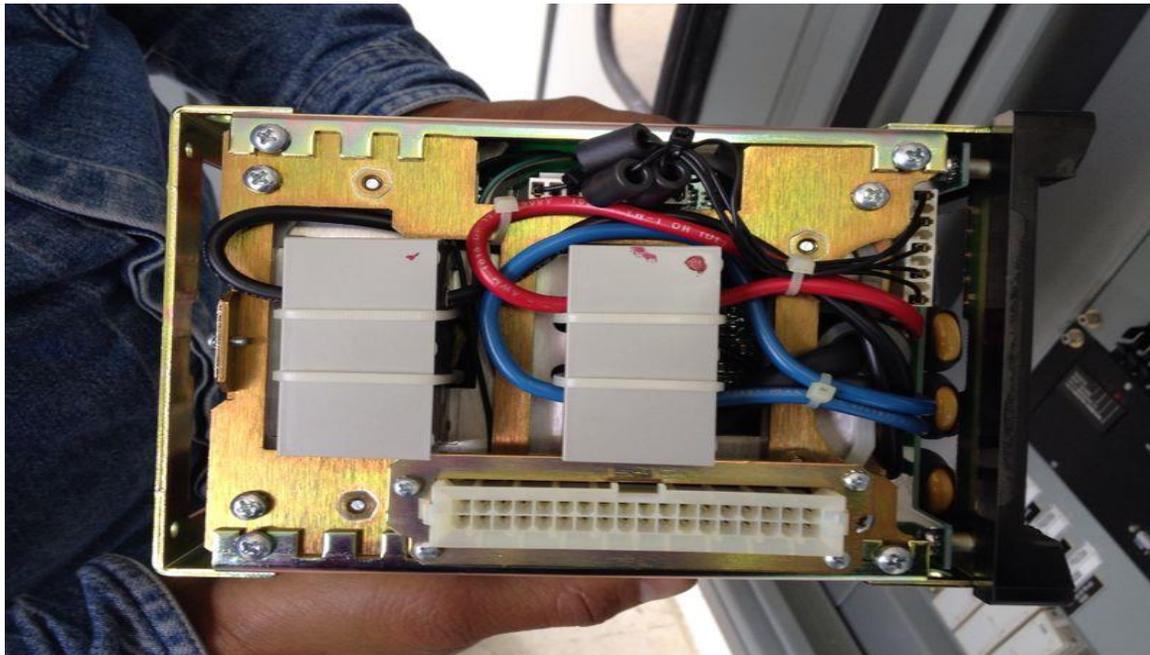


Fig. 1.43 Parte interna de la conexión de un medidor



Fig. 1.44 Área de control del SIMOCE