CCM
CONSEJO DE COMPETENCIAS MINERAS

Cuaderno del Instructor

Módulo 1: “Mantenimiento de medidores de energía”

PFMEI-4-01/V.1[PE01-M01/v.1]

Una iniciativa de:

CONSEJO MINERO

Con la asesoría experta de:

Innovum | FCH FUNDACIÓN CHILE

Equipo Consejo Minero

Joaquín Villarino H., Presidente Ejecutivo
Carlos Urenda A., Gerente General
Christian Schnettler R., Gerente del Consejo de Competencias Mineras
José Tomás Morel L., Gerente de Estudios
María Cecilia Valdés V., Gerente de Comunicaciones
Sofía Moreno C., Gerente de Comisiones y Asuntos Internacionales
Claudia Díaz R., Jefe de Proyectos

Equipo Innovum Fundación Chile

Hernán Araneda D., Gerente
Diego Richard M., Director Programa Fuerza Laboral Minera
Rafael Pizarro G., Jefe de Proyecto Empresas
Susana Gallardo S., Especialista de Formación
Eduardo Soto S., Consultor Senior
Ignacio Riffo C., Consultor Senior
Álvaro Aguilar H., Consultor de Proyectos
Carolina Gutiérrez M., Consultor de Proyectos

Consejo Minero
Dirección: Apoquindo 3500, Piso 7, Las Condes, Santiago.
Teléfono: (562) 2347 2200
www.ccm.cl

Propiedad del Consejo de Competencias Mineras (CCM) del Consejo Minero:

Este material es propiedad del Consejo de Competencias Mineras (CCM) del Consejo Minero. Está disponible para instituciones que imparten formación en el ámbito minero en Chile, a las que se autoriza la reproducción total o parcial de los contenidos de este material para fines de formación, citando siempre al Consejo de Competencias Mineras del Consejo Minero y pudiendo incluso adaptarlo para satisfacer los requerimientos de los participantes. Se prohíbe la reproducción o adaptación con fines comerciales.

El uso del género masculino en esta publicación no constituye discriminación; tiene el sólo propósito de aligerar el texto cuando la redacción así lo exige.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS, QUEDA AUTORIZADA SU REPRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN CITANDO LA FUENTE. © Anglo American Norte S.A., Anglo American Sur S.A., Anglo American Chile Ltda.; Antofagasta Minerals S.A.; BHP Chile Inc.; Compañía Minera Barrick Chile Ltda.; Compañía Minera Cerro Colorado Ltda., Minera Escondida Ltda., Minera Spence S.A.; Compañía Minera Zaldívar Ltda.; Corporación Nacional del Cobre de Chile; Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi SCM; Compañía Contractual Minera Candelaria, Sociedad Contractual Minera El Abra; FreeportMcMoran South America Inc.; Glencore Chile S.A.; SCM Minera Lumina Cooper Chile; Sierra Gorda SCM; Teck Resources Chile Ltda.; Yamana Chile Servicios Ltda.; 2013.

Consejo de Competencias Mineras – CCM:

El Consejo de Competencias Mineras (CCM) es una iniciativa de articulación entre las empresas mineras, cuyo fin es proveer información sectorial, estándares y herramientas que permitan al mundo formativo adecuar la formación de técnicos a la demanda del mercado laboral minero, tanto en términos cualitativos como cuantitativos. Con la asesoría experta de Innovum Fundación Chile, este organismo genera, con un enfoque sistémico, insumos para el mundo formativo, dando a conocer qué necesidades de capital humano tiene la minería y transfiriendo buenas prácticas para su formación.

El Consejo de Competencias Mineras – el primero de su naturaleza en el país – opera al alero del Consejo Minero. Fue formado en 2012 y cuenta con 12 empresas socias. A tres años de su creación, el CCM ha desarrollado una serie de productos y sistemas que han marcado un cambio de paradigma en la vinculación del mundo productivo con el de la formación para el trabajo, y han significado un aporte de fondo para el mejoramiento y la valoración de la educación técnico-profesional en el país, con un alcance que trasciende ampliamente a la sola industria minera.
Los Paquetes para Entrenamiento, son uno de estos productos. Se han creado además: Estudios de Fuerza Laboral, El Marco de Cualificaciones para la Minería (MCM), Marco de Calidad de Buenas Prácticas Formativas, Marco de Calidad para Instructores e impulsamos el apoyo sectorial al Sistema de Certificación de Competencias Laborales.

Si bien el Consejo de Competencias Mineras es una entidad privada, sus productos están concebidos como bienes públicos y gratuitos, de valor compartido para todos los estamentos de la sociedad en Chile. Toda la información y los productos generados por el CCM, además de un breve video explicativo, están disponibles en el sitio web: www.ccm.cl

El desafío que ahora enfrenta el CCM es que, tanto el mundo formativo como el minero, incorporen los estándares generados a sus procesos de negocio y a su quehacer diario. Esto generará una fuerza laboral más productiva y, por ende, mayor competitividad del país en el contexto internacional.

Contribución del CCM

Para trabajadores actuales y personas interesadas en trabajar en la minería:

- Mejor empleabilidad.
- Aprendizaje adecuado a los requerimientos del mercado.
- Acceso no sólo a un oficio, sino a rutas de formación y aprendizaje.

Para el sector minero:

- Mitigación de la escasez de personal, anticipándose al problema de manera coordinada y con visión de futuro.
- Mejora de productividad, al contar con más trabajadores preparados para los requerimientos de la industria, tanto propios como de proveedores.
- Mayor competitividad de esta industria, que repercute positivamente también en la competitividad del país.

Para las instituciones educacionales:

- Mejor empleabilidad de sus egresados.
- Mejor información proyectada a 8 a 10 años, para potenciar programas formativos en los oficios para los cuales se anticipa una mayor brecha de capital humano.
- Oportunidad para el reconocimiento de la industria respecto a su calidad formativa.

Para la comunidad y el país:

- Asignación más eficiente de fondos públicos de educación y capacitación, al tener identificados programas adecuados para satisfacer requerimientos del mercado.
- Disminución de la presión que se ejerce sobre otros sectores productivos por la demanda de trabajadores, al aumentar la cantidad de personas calificadas para la minería.

Índice

Descripción del documento **7**
Módulo I: Mantención de Medidores de **8**
Energía **8**
1. Medidores de Energía **9**
1.1 Riesgos eléctricos asociados a los medidores 9
1.2 Electrónica básica. 10
1.3 Introducción a los instrumentos de medidas electrónicos. 10
1.3.1 Según la clase de corriente a medir. 16
1.3.2 Según la magnitud eléctrica a medir. 16
1.3.3 Según la aplicación. 18
1.3.4 Según el principio de funcionamiento 18
1.4 Sistemas trifásicos de potencia. 25
1.5 Transformadores de medidas. 26
1.6 Transformadores de corriente. 27
1.6.1 Tipos de transformadores de corriente 30
1.7 Transformadores de voltaje. 31
1.8 Atenuadores. 36
1.8.1 Varistor 42
1.8.2 Descargadores de sobretensiones (arrester) y Vía de chispas. 47
1.8.3 Especificaciones técnicas de protectores de sobretensiones 49
1.9 Uso de software especializado en equipos de medidas de energía. 50
1.9.1 LabVIEW. 50
1.10 Instalación y programación de medidores 51
1.10.1 Planos eléctricos de instalación. 51
1.10.2 Software de programación de medidores. 68
1.11 Diagnóstico de medidores 71
1.11.1 Uso del software vendor con computador 71
1.12 Uso del troubleshooting del medidor 82
1.12.1 Calidad de energía: armónicos, desbalances, rayos, otros 85
Actividad N°1 116

Descripción del documento

El Cuaderno del instructor contiene la totalidad de los contenidos a utilizar por el instructor para el desarrollo del programa de formación de **Mantenedor Eléctrico Especialista Equipos Fijos.**

El documento está dividido en módulos, los cuales están organizados en secciones de temas y contenidos específicos.

El instructor, podrá, además, sugerir actividades como las que se listan a continuación:

- Charlas y/o reflexiones de seguridad.
- Discusiones o foros de debate.
- Reforzamientos.
- Actividades en terreno.
- Preparación para la evaluación final

Específicamente para las actividades relacionadas a tecnologías de comunicación audiovisual se entregarán links a modo referencial, sin embargo el instructor tendrá la libertad de utilizar los recursos que estime conveniente a fin de lograr los requerimientos de la actividad.

Todo el material es susceptible de ser mejorado, adaptado o modificado en función de las características del grupo con el que se trabaje. Por ello se ha diseñado desde un enfoque flexible, que permite al instructor agregar recursos que enriquezcan algún contenido o posibilitar el aporte de los participantes, cuidando siempre de lograr los aprendizajes esperados de cada módulo.

Respecto a las evaluaciones se sugiere que éstas sean elaboradas por el instructor de acuerdo a los siguientes lineamientos

La evaluación de los módulos y sus contenidos debe estar compuesta por a lo menos 10 preguntas, las cuales deben ser extraídas del documento de evaluación de proceso".

Cada pregunta será evaluada con puntajes entre 0 y 10.La escala de calificación será de 0 a 100%. Considerando el 0% cuando el participante no tiene respuestas correctas y el 100% cuando posee la totalidad de respuestas buenas.

La nota de aprobación de las evaluaciones de los distintos módulos corresponderá a un 75%.

Módulo I: Mantención de Medidores de Energía

1. Medidores de Energía

1.1 Riesgos eléctricos asociados a los medidores

El cuerpo humano emplea corrientes eléctricas (iónicas) para comunicar internamente información sensitiva y motora. La circulación de corrientes eléctricas ajenas a esas corrientes internas, puede producir alteraciones graves, incluso letales; según su intensidad, frecuencia, duración y los órganos afectados. Las frecuencias más peligrosas son, casualmente, las de 50 Hz y próximas. La corriente continua es algo menos peligrosa y las corrientes de más de 100kHz producen sobre todo calentamiento.
Cualquier aplicación a ejecutar con equipos de medidas, ya sea manuales o de panel, el usuario deberá considerar siempre Las cinco Reglas de Oro en su labor.

Las condiciones de medidas de parámetros eléctricos en baja tensión, media o alta tensión presentan diferentes condiciones de trabajo; sin embargo, en todas ellas se deben tomar las debidas precauciones: las indicadas por la empresa mandante, las indicadas por el fabricante y las propias que el eléctrico observe en la labor de medición.
Sin embargo, también el instrumento de medida debe ser diseñado con la seguridad eléctrica necesaria para su función y manipulación.
Para evitar los accidentes eléctricos, por los instrumentos de medidas, hay cuatro soluciones básicas:

a) Alimentar con baterías.
b) Reducir la tensión de red.
c) Aumentar la impedancia, y
d) Derivar fuera del usuario la corriente de defecto.

La primera solución sólo es útil para aparatos pequeños. Las tensiones de red pequeñas (menos de 50V) sólo se aceptan en instalaciones especiales y los aparatos conectados a ella se denominan de Clase III. Para aumentar la impedancia del equipo de medida, se dispone de un aislamiento doble o reforzado. El aparato es entonces de Clase II, indicada por dos cuadros concéntricos en su placa de características. Si su envolvente es aislante, el aparato es de Clase II-A; si es metálica, es de Clase II-B y sus partes metálicas accesibles (masas) no están conectadas a tierra. Para derivar las corrientes de defectos fuera del usuario, las partes metálicas accesibles se conectan al conductor de protección (conectado a tierra de protección) de la instalación. El aparato es, entonces, de Clase I y lleva el símbolo de la toma de tierra en su placa característica. Los bornes de conexión sujetos a la envolvente metálica y que estén en contacto eléctrico con esta, quedan entonces directamente conectados a tierra.

1.2 Electrónica básica.

Se denominan instrumentos de medidas de electricidad a todos los dispositivos que se utilizan para medir las magnitudes eléctricas y asegurar así el buen funcionamiento de las instalaciones y máquinas eléctricas. La mayoría son aparatos portátiles de mano y se utilizan para el montaje; hay otros instrumentos que son conversores de medida y otros métodos de ayuda a la medición, el análisis y la revisión. La obtención de datos cobra cada vez más importancia en el ámbito industrial, profesional y privado. Se demandan, sobre todo, instrumentos de medida prácticos, que operen de un modo rápido y preciso y que ofrezcan resultados durante la medición.

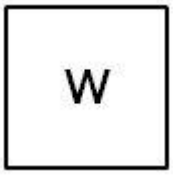
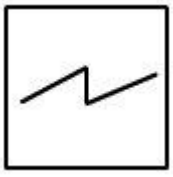
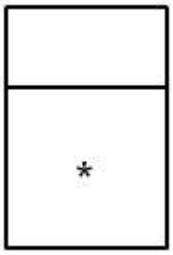
En cualquier caso, la mayoría de ellos utiliza la electrónica para medir magnitudes eléctricas. Y este tipo de instrumentos son los que se describen y aplican en este módulo.

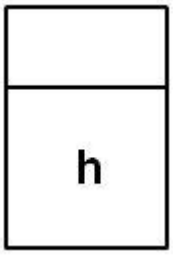
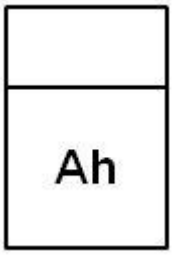
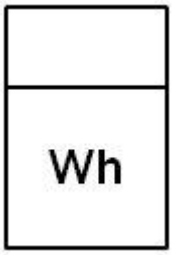
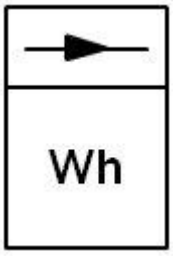
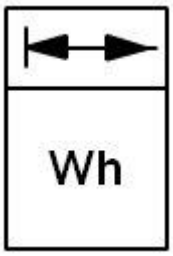
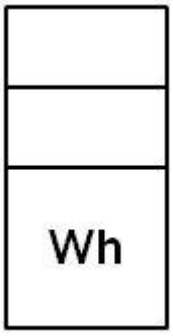
1.3 Introducción a los instrumentos de medidas electrónicos.

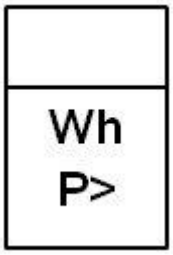
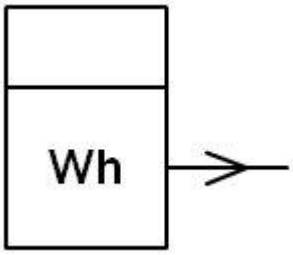
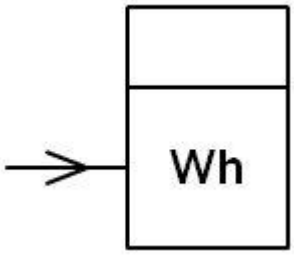
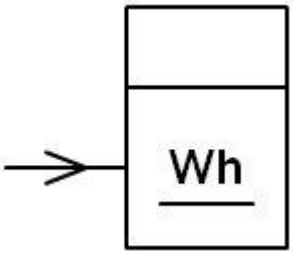
Señales eléctricas analógicas y digitales: Una *señal* es una alteración que se introduce o que aparece en el valor de una magnitud cualquiera y que sirve para transmitir una información.

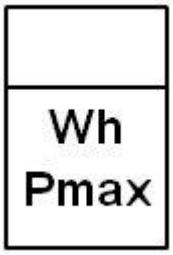
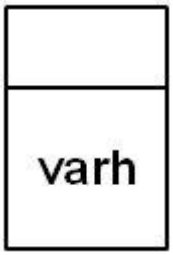
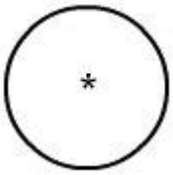
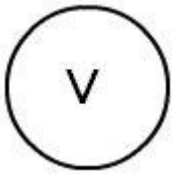
Simbología de instrumentos de medidas eléctricas.

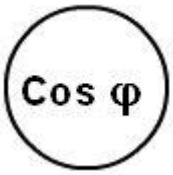
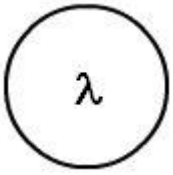
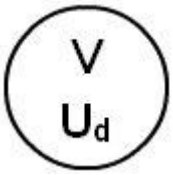
Los símbolos de instrumentos eléctricos más utilizados se muestran en la siguiente tabla, de la Figura 1:

	**Vatímetro registrador.**
	**Oscilógrafo.**
	**Aparato integrador.** Símbolo general. El asterisco se sustituye por la magnitud de medida

	**Contador horario.** Contador de horas.
	**Amperihorímetro.** Contador de Amperios-hora.
	**Contador de energía activa. Varihorímetro.** Contador de vatios-hora
	**Contador de energía activa, que mide la energía transmitida en un solo sentido.** Contador de vatios-hora
	**Contador de energía intercambiada** (hacia y desde barras) Contador de vatios-hora
	**Contador de energía activa de doble tarifa**

	Contador de energía activa de triple tarifa
	**Contador de energía de exceso de potencia activa**
	**Contador de energía activa con transmisor de datos**
	**Repetido de un contador de energía activa**
	**Repetido de un contador de energía activa con un dispositivo de impresión**

	**Contador de energía activa con indicación del valor máximo de la potencia media**
	Contador de energía activa con registrador del valor máximo de la potencia media
	**Contador de energía reactiva. Varihómetro.** Contador de voltioamperios reactivos por hora
	**Aparato indicador.** Símbolo general. El asterisco se sustituye por el símbolo de la magnitud que indicará el aparato. Ejemplos: A = Amperímetro. mA = miliamperímetro. V = Voltímetro. W = Vatímetro.
	**Voltímetro.** Indicador de tensión.
	Amperímetro de corriente reactiva.

	Vármetro. Indicador de potencia reactiva.
	**Aparato de medida del factor de potencia.**
	Fasímetro. Indicador del ángulo de desfase.
	Frecuencímetro. Indicador de la frecuencia.
	Sincronoscopio. Indicador del desfase entre dos señales para su sincronización.
	**Ondámetro.** Indicador de la longitud de onda.
	Osciloscopio. Indicador de formas de onda.
	**Voltímetro diferencial.** Indicador de la diferencia de tensión entre dos señales.

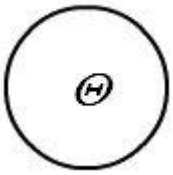
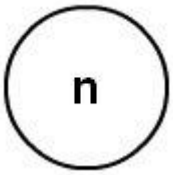
	Galvanómetro. Indicador del aislamiento galvánico.
	**Termómetro. Pirómetro.** Indicador de la temperatura.
	**Tacómetro.** Indicador de las revoluciones.

Figura 1
Simbología de instrumentos eléctricos.

Clasificación de los aparatos de medida.

Los aparatos utilizados en las medidas eléctricas podemos clasificarles según los siguientes criterios:

- Según la clase de corriente a medir.
- Según la magnitud eléctrica a medir.
- Según la forma de presentar la medida.
- Según la aplicación.
- Según el principio de funcionamiento.

1.3.1 Según la clase de corriente a medir.

Atendiendo a este criterio, los aparatos pueden ser:

- Aparatos para corriente continua.
- Aparatos para corriente alterna.
- Aparatos para corriente continua y alterna.

Aparatos para corriente continua.

Estos aparatos se utilizan para medir en corriente continua, siendo necesario que lleven marcado el borne positivo, para evitar que el dispositivo indicador intente desviarse en sentido contrario al correcto, con lo que se podría dañar el aparato.

Aparatos para corriente alterna.

Debido a su sistema de medida se utilizarán exclusivamente en corriente alterna, no siendo necesario marcar los bornes.

Aparatos para corriente continua y alterna.

Son los destinados a efectuar medidas tanto en corriente continua como en alterna. No es necesario que lleven marcado el borne positivo, pues debido al sistema de medida que utilizan, la desviación del índice siempre es en sentido correcto.

1.3.2 Según la magnitud eléctrica a medir.

En la tabla siguiente Figura 2 adjunta, se específica las principales magnitudes eléctricas, sus unidades y los aparatos que las miden.

MAGNITUD ELÉCTRICA	UNIDAD	APARATO DE MEDIDA
Tensión (U)	Voltio (V)	Voltímetro
Intensidad (I)	Amperio (A)	Amperímetro
Resistencia (R)	Ohmio (Ω)	Ohmímetro-Megómetro
Potencia activa (P)	Vatio (W)	Vatímetro
Potencia reactiva (Q)	Voltamperio reactivo (var)	Varímetro
Energía eléctrica (E)	Vatio hora (Wh)	Contador de energía
Frecuencia (f)	Hercio (Hz)	Frecuencímetro
Desfase (φ)	Cos φ	Fasímetro
Flujo magnético (ϕ)	Weber (Wb)	Fluxómetro
Inductancia (L)	Henrio (H)	Henrímetro

Figura 2
Principales magnitudes eléctricas, sus unidades y aparatos que las miden.

- **Según la forma de presentar la medida.**

Ateniendo a este criterio, los aparatos pueden ser:

- Indicadores
- Registradores
- Contadores

Aparatos de medida indicadores.

Señalan el valor instantáneo, eficaz, medio o máximo, que en cada momento tiene la magnitud medida.

Aparatos de medida registradores.

Registran el valor que va tomando en el tiempo la magnitud medida. Normalmente, son a la vez indicadores.
Aparatos de medida integradores.

Calculan la integral en el tiempo de los valores a medir. En el caso de la potencia, cuya integral en el tiempo es la energía, estos aparatos se llaman contadores.

1.3.3 Según la aplicación.

En función de la aplicación que se vaya a dar a los aparatos, se clasifican en:

- Aparatos de cuadro.
- Aparatos portátiles.
- Aparatos de laboratorio.

Aparatos de cuadro.

Los instrumentos de cuadro, están destinados para montaje fijo en una posición determinada.

Se emplean fundamentalmente en cuadros de control y para cumplir con finalidad no necesitan ser muy precisos.

Aparatos portátiles.

Son instrumentos que por el hecho de ser portátiles no pueden ser de gran precisión. Se destinan a realizar mediciones esporádicas en distintos puntos de circuitos eléctricos. Son fáciles de transportar y sus bornes están dispuestos para realizar una conexión rápida y cómoda. Se montan generalmente en cajas de material aislante.

Aparatos de laboratorio

Estos aparatos son de alto grado de precisión.

Se utilizan para realizar medidas que requieren gran exactitud y para verificación de otros aparatos de medida.

Suelen ir provistos de dispositivos que reducen los errores en el momento de realizar las lecturas, tales como espejo adosado a la escala o indicadores de haz luminoso.

1.3.4 Según el principio de funcionamiento

Todos los elementos de medida tienen unos elementos fijos y uno móvil rotatorio entre los cuales se manifiesta un par que hace girar el elemento móvil, cuyo ángulo de giro depende de la magnitud que se mide. Solidario con el elemento móvil se tiene una aguja cuyo índice se mueve delante de una escala sobre la que se efectúa la lectura.

En todos los aparatos, el par que solicita el órgano móvil, par motor, es equilibrado por otro par antagonista, par resistente, que se manifiesta con el giro del órgano móvil y crece con el ángulo de giro. Este par puede ser debido a la deformación de un muelle, al desplazamiento de un peso, a la torsión de un hilo de suspensión, etc.

El par motor depende del principio funcional del aparato de medida y así, tendremos:

- Aparatos térmicos
- Aparatos de hierro móvil
- Aparatos de cuadro móvil
- Aparatos de imán móvil
- Aparatos de inducción
- Aparatos electrostáticos
- Aparatos electrónicos digitales

Aparatos térmicos.

Pueden ser utilizados con corriente continua y con alterna.

Dado que su sistema sensitivo tiene siempre un sobrecalentamiento, sólo admiten limitadas sobrecargas y de breve duración.

Pueden ser de dos tipos:

De par termoeléctrico.- La bobina móvil de un milivoltímetro de imán permanente es alimentada por la f.e.m. originada por la diferencia de temperatura en la soldadura dedos metales de distinta naturaleza al calentarse por el paso de una corriente eléctrica.

Se utilizan para circuitos de alta y muy alta frecuencia.

Bimetálicos.- Una lámina arrollada en espiral constituida por dos metales de distinta naturaleza soldados íntimamente, calentada por el paso de la corriente a medir, da origen a un giro de la espiral debido al distinto coeficiente de dilatación de los dos metales que forman la bilamina.

Aparatos electromagnéticos o de hierro móvil.

En estos aparatos, el campo magnético de una bobina fija excitada por una corriente, imantados láminas de hierro dulce, una fija y otra móvil, que al repelerse dan lugar al par motor.

Sobre la lámina móvil va montada la aguja que da la lectura del aparato. El par motor es función del cuadrado de la corriente que circula por la bobina, por la que la inversión del sentido de la corriente no implica cambio de sentido del par, siendo apropiado para medidas en corriente continua y alterna, siendo preferible para alterna, puesto que para continua hay problemas de histéresis. El par antagonista está dado por un muelle espiral.

Por su simplicidad y robustez constructiva y su bajo precio son los utilizados en aplicaciones industriales.

Aparatos magnetoeléctricos o de imán permanente.

El par está determinado por la acción de un campo magnético creado por un imán permanente sobre una bobina recorrida por una corriente.

Se denomina *de bobina móvil*, si el imán es fijo y si no *de imán móvil.*

Admitiendo que la inducción en el entrehierro en el que se mueve la bobina es constante, el par motor es proporcional a la corriente, de donde resulta que el ángulo de giro del elemento móvil es proporcional a la corriente que pasa por la bobina. El valor relativamente elevado de la inducción en el entrehierro hace que sean bastante sensibles a los campos magnéticos exteriores.

Su campo de medida está limitado a unos 20-30mA, impuesto por el hilo de suspensión de la bobina que actúa a la vez como porta corriente de la bobina y como resorte antagonista.

Conectando en paralelo con la bobina una resistencia calibrada, a través de la cual se deriva la mayor parte de la corriente, se pueden medir corrientes más elevadas.

Aun cuando solo pueden funcionar con corriente unidireccional, utilizando rectificadores de tamaño reducido y fiable, pueden utilizarse con corriente alterna, previamente rectificada, obteniéndose el valor eficaz de la misma.
Dada la proporcionalidad entre desviación y corriente, la escala de estos aparatos es uniforme desde el principio hasta el final.

Aparatos electrodinámicos.

El par viene determinado por los esfuerzos electrodinámicos entre dos bobinas coaxiales una fija y otra móvil montada sobre un eje equilibrado que arrastra a la aguja indicadora. Es utilizado para medición de tensión, intensidad y potencia en instrumentos patrones y de alta precisión. Su mayor coste hace que no se utilicen en usos industriales.

Aparatos de inducción.

Se utiliza el principio de inducción por lo que solo son apropiados para magnitudes alternas.

Su principal aplicación es como contadores eléctricos. El par motor está determinado por un campo magnético giratorio excitado por una bobina fija que actúa sobre una corriente inducida por el propio campo magnético en un disco tambor de aluminio o cobre sobre cuyo eje de giro está montada la aguja.

Instrumentos electrónicos de medidas de parámetros eléctricos.

Profundizaremos en los instrumentos con tecnología electrónica, dado que actualmente son los más empleados en el mundo.

Un amperímetro es un instrumento que sirve para medir la intensidad de corriente que está circulando por un circuito eléctrico. En su diseño original los amperímetros están constituidos, en esencia, por un galvanómetro cuya escala ha sido graduada en amperios. En la actualidad, los amperímetros utilizan un conversor análogo / digital para la medida de la caída de tensión sobre una resistencia por el que circula la corriente a medir. La lectura del conversor es leída por un microprocesador que realiza los cálculos para presentar en un display numérico el valor de la corriente circulante.

Para efectuar la medida de la intensidad de la corriente circulante el amperímetro ha de colocarse en serie, para que sea atravesado por dicha corriente. Esto lleva a que el amperímetro debe poseer una resistencia interna lo más pequeña posible, a fin de que no produzca una caída de tensión apreciable. Para ello, en el caso de instrumentos basados en los efectos electromagnéticos de la corriente eléctrica, están dotados de bobinas de hilo grueso y con pocas espiras. Existe también, el amperímetro de tenazas el cual mediante pinzas que se abren, encierran el conductor eléctrico cuya intensidad de corriente se ha de medir.

Un voltímetro es un instrumento que sirve para medir la diferencia de tensión o voltaje entre dos puntos de un circuito eléctrico cerrado pero a la vez abierto en los polos. El voltímetro digital da una indicación numérica de la tensión, normalmente en una pantalla tipo LCD. Suele tener prestaciones adicionales como memoria, detección de valor de pico, verdadero valor eficaz (RMS), selección automática de rango y otras funcionalidades.

Para efectuar la medida de la diferencia de potencial el voltímetro ha de colocarse en paralelo, esto es, en derivación sobre los puntos entre los que se trata de efectuar la medida.

Un óhmetro u ohmímetro es un instrumento para medir la resistencia. El diseño de un óhmetro se compone de una pequeña batería para aplicar un voltaje a la resistencia bajo medida, para luego mediante un galvanómetro medir la corriente que circula a través de la resistencia. La escala del galvanómetro está calibrada directamente en ohm, ya que en aplicación de la ley de Ohm, al ser el voltaje de la batería fija, la intensidad circulante a través del galvanómetro sólo va a depender del valor de la resistencia bajo medida, esto es, a menor resistencia mayor intensidad de corriente y viceversa.

Existen también otros tipos de óhmetros más exactos y sofisticados, en los que la batería ha sido sustituida por un circuito que genera una corriente de intensidad constante I, la cual se hace circular a través de la resistencia R bajo prueba. Un óhmetro de precisión tiene cuatro terminales, denominados contactos Kelvin. Dos terminales llevan la corriente constante desde el medidor a la resistencia, mientras que

los otros dos permiten la medida del voltaje directamente entre terminales de la misma, con lo que la caída de tensión en los conductores que aplican dicha corriente constante a la resistencia bajo prueba no afecta a la exactitud de la medida.

Un multímetro, llamado también polímetro o *tester*, es un instrumento que ofrece la posibilidad de medir distintas magnitudes en el mismo aparato. Las más comunes son las de voltímetro, amperímetro y óhmetro. Es utilizado frecuentemente por el personal técnico en toda la gama de electrónica y electricidad. Existen distintos modelos que incorporan además de las tres funciones básicas antes citadas otras mediciones importantes, tales como medida de inductancias y capacitancias; comprobador de diodos y transistores; o escalas y zócalos para la medida de temperatura mediante termopares normalizados.

También hay multímetros con funciones avanzadas que permiten: generar y detectar la frecuencia intermedia de un aparato, así como un circuito amplificador con altavoz para ayudar en la sintonía de circuitos de estos aparatos; el seguimiento de la señal a través de todas las etapas del receptor bajo prueba; realizar la función de osciloscopio por encima del millón de muestras por segundo en velocidad de barrido, y muy alta resolución; sincronizarse con otros instrumentos de medida, incluso con otros multímetros, para hacer medidas de potencia puntual (potencia = voltaje * intensidad); utilizarse como aparato telefónico, para poder conectarse a una línea telefónica bajo prueba, mientras se efectúan medidas por la misma o por otra adyacente; realizar comprobaciones de circuitos de electrónica del automóvil y grabación de ráfagas de alto o bajo voltaje.

Este instrumento de medida por su precio y su exactitud sigue siendo el preferido del aficionado o profesional en electricidad y electrónica. Hay dos tipos de multímetros: analógicos y digitales.

Se denomina osciloscopio a un instrumento de medición electrónico para la representación gráfica de señales eléctricas que pueden variar en el tiempo, que permite visualizar fenómenos transitorios así como formas de ondas en circuitos eléctricos y electrónicos y mediante su análisis se puede diagnosticar con facilidad cuáles son los problemas del funcionamiento de un determinado circuito. Es uno de los instrumentos de medida y verificación eléctrica más versátiles que existen y se utiliza en una gran cantidad de aplicaciones técnicas. Un osciloscopio puede medir un gran número de fenómenos, si va provisto del transductor adecuado.

El osciloscopio presenta los valores de las señales eléctricas en forma de coordenadas en una pantalla, en la que normalmente el eje X (horizontal) representa tiempos y el eje Y (vertical) representa tensiones. La imagen así obtenida se denomina oscilograma. Suelen incluir otra entrada, llamada "eje Z" que controla la luminosidad del haz, permitiendo resaltar o apagar algunos segmentos de la traza. El funcionamiento del osciloscopio está basado en la posibilidad de desviar un haz de electrones por medio de la creación de campos eléctricos y magnéticos. Las dimensiones de la pantalla del TRC están actualmente normalizadas en la mayoría de instrumentos, a 10 cm en el eje horizontal (X) por 8 cm en el eje vertical (Y).

El osciloscopio se fabrica bajo muchas formas distintas, no sólo en cuanto al aspecto puramente físico sino en cuanto a sus características internas y por tanto a sus prestaciones y posibilidades de aplicación de las mismas. Existen dos tipos de osciloscopios: analógicos y digitales. Los analógicos trabajan con variables continuas mientras que los digitales lo hacen con variables discretas. Ambos tipos tienen sus ventajas e inconvenientes. Los analógicos son preferibles cuando es prioritario visualizar variaciones rápidas de la señal de entrada en tiempo real. Los osciloscopios digitales se utilizan cuando se desea visualizar y estudiar eventos no repetitivos, como picos de tensión que se producen aleatoriamente.

Un analizador de espectro es un equipo de medición electrónica que permite visualizar en una pantalla las componentes espectrales de las señales presentes en la entrada, pudiendo provenir éstas de cualquier tipo de ondas eléctricas, mecánicas, acústicas, ópticas o electromagnéticas, pero que deben ser convertidas a eléctricas con el transductor respectivo. Las electromagnéticas por ejemplo, se captan con una antena que se conectará en uno de los conectores de entrada de 50 ohmios, generalmente BNC,

En el eje de ordenadas suele presentarse en una escala logarítmica el nivel en *decibel* del contenido espectral de la señal. En el eje de abscisas se representa la frecuencia, en una escala que es función de la separación temporal y el número de muestras capturadas. Se denomina *frecuencia central* del analizador a la que corresponde con la frecuencia en el punto medio de la pantalla. A menudo se mide con ellos el espectro de la potencia eléctrica.

El analizador vectorial de señales (VSA) es un instrumento de medición de señales electrónicas usualmente de RF (radio frecuencia), que reemplaza el analizador de espectros (SA) como instrumento de medición para diseñadores de que trabajan en estos sistemas. Ideal para las medidas de señales rápidas de ancha banda o espectro extendido.

Cabe destacar que el VSA es un instrumento poderoso que puede realizar muchas de las tareas de medida y caracterización que realiza el SA, pero además puede realizar muchas más funciones digitales útiles de demodulación.

Para la media y alta tensión son utilizados estos instrumentos, con las debidas modificaciones, que permiten la obtención de medidas eléctricas y de señales.

Un Analizador de Redes es un instrumento capaz de analizar las propiedades de las redes eléctricas, especialmente aquellas propiedades asociadas con la reflexión y la transmisión de señales eléctricas como parámetros de dispersión (Parámetros-S).
Los analizadores de redes son más frecuentemente usados en altas frecuencias, que operan entre los rangos de 9kHz hasta 110GHz.

Este tipo de equipo es ampliamente utilizado en la fabricación de amplificadores de alta potencia y en filtros para señales de radiofrecuencia para obtener la precisión requerida en los parámetros de respuesta a las señales.

Existen también algunos tipos de analizadores de redes especiales que cubren rangos más bajos de frecuencias de hasta 1 Hz. Estos pueden ser usados por ejemplo en el análisis de estabilidad de lazos abiertos o para la medición de audio y componentes ultrasónicos.

Hay dos tipos principales de analizadores de redes:

- SNA (Scalar Network Analyzer) – Analizador de redes escalar, mide propiedades de amplitud solamente.
- VNA (Vector Network Analyzer) – Analizador de redes vectoriales, mide propiedades de amplitud y fase.

Un analizador del tipo VNA también puede ser llamado *Medidor de Ganancia y Fase* o *Analizador de Redes Automático*. Un analizador del tipo SNA es funcionalmente idéntico a un analizador de espectro combinado con un generador de barrido. Hasta el año 2007, los analizadores VNA son los más comunes y frecuentemente calificados como los de menor calidad. Los tres más grandes fabricantes de analizadores de redes son: Agilent, Anritsu *y Rhode & Schwarz*.

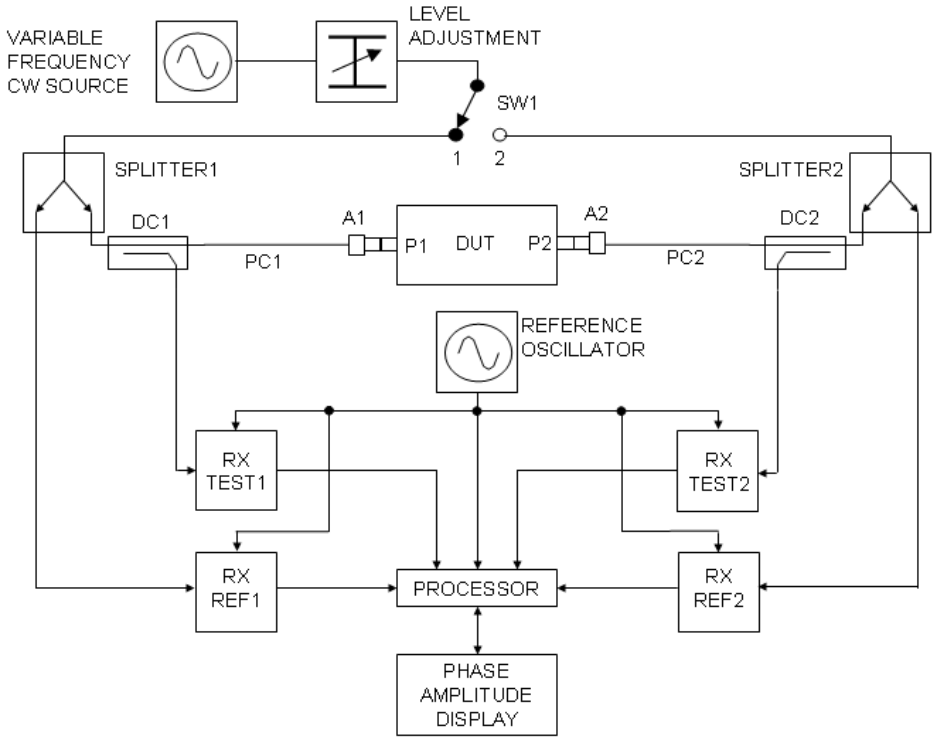


Figura 3
Arquitectura básica de un analizador de redes.

Los modelos que se pueden encontrar más frecuentemente son los de dos puertos, pero también existen modelos de cuatro puertos en el mercado, y algunos cuentan con algunas mejoras para su fácil operación, como pantalla sensible al tacto y la posibilidad de conectarle un ratón o teclado por medio de puertos PS/2 o USB, inclusive los modelos más modernos cuentan con una plataforma en base Windows por lo que su operación se simplifica considerablemente.

Una nueva categoría de analizadores de redes es la MTA (Microwave Transition Analyzer), que significa analizador de transición de microondas, o LSNA (Large Signal Network Analyzer), que significa analizador de redes de señales grandes, los cuales miden amplitud y fase de las armónicas fundamentales. El MTA fue comercializado primero que el LSNA, pero en el primero estaban faltando algunas opciones para una fácil calibración que si están disponibles en la versión LSNA.

Cabe destacar que La calibración de un analizador de redes es un proceso de alta precisión en el cual, se deben tener en cuenta tanto la impedancia en la que se está operando (50 Ohm, en la telefonía celular o 75 Ohm para otras aplicaciones) como las condiciones en las que está operando el equipo. Por este motivo, y dependiendo de la cantidad de *Parámetros-S* que se requiera medir el proceso puede resultar largo y aburrido por la cantidad de veces que se tuviera que repetir.

El estándar de calibración usa cuatro dispositivos de prueba llamados OPEN (red abierta), SHORT (red en corto circuito),LOAD(red en carga) para calibrar la reflexión y THRU (red conectada) para calibrar la transmisión, los cuales deben ser conectados a los puertos del analizador para que este pueda comparar y establecer la diferencia entre estos diferentes modos, estos datos son guardados en un registro y cada registro debe ser calibrado independientemente y en el momento en que se le haga una modificación a la red en estudio.

Otro tipo de instrumento para la calibración de analizadores de redes es el módulo de calibración eléctrica (E-Cal), el cual se conecta a este y es automáticamente reconocido y posee una mayor precisión que el equipo de calibración manual mencionado anteriormente. La única desventaja aparente de este dispositivo es que se debe esperar a que alcance su temperatura de operación antes de usarlo.

1.4 Sistemas trifásicos de potencia.

En los sistemas trifásicos de potencia, pueden ser utilizados instrumentos de medidas eléctricas básicas y avanzadas.

Para esto se tiene:

a) Tipos de equipos Básicos:

- Voltímetro - Miden voltaje.
- Óhmetro - Miden resistencia.
- Amperímetro - Miden intensidad de corriente eléctrica.
- Multímetro - Miden voltaje, resistencia y corriente eléctrica.
- Vatímetro – Miden potencia eléctrica.
- Fuente de alimentación - Genera voltajes.
- Generador de señales.
- Generador de pulsos.
- Osciloscopio.

- Frecuencímetro.

b) Tipos de equipos Avanzados:

- Analizador de redes.
- Analizador de espectros.
- Medidores de Figura de ruido.

De acuerdo a lo visto se pueden emplear diferentes tipos de medidores, según sea su aplicación o uso y dependerá también para que nivel de voltaje se va a utilizar (BT, MT o AT).

1.5 Transformadores de medidas.

Los instrumentos de medidas eléctricas modernos se producen para corrientes no mayores de algunas decenas y centenas de amperes y tensiones del orden de cientos de volt. La aislación de la mayoría de los instrumentos de medida eléctricas se calculan para tensiones de varios de miles de volt. Mientras tanto, con el actual nivel técnico es necesario medir corrientes alternas del orden de miles y decenas de miles de amperes, tensiones de cientos de miles de volt y potencias que alcanzan valores de 500 MVA y más.

Para medir grandes valores de magnitudes eléctricas mediante los habituales instrumentos de corriente alterna es necesario ampliar sus alcances y garantizar la seguridad del trabajo con esos aparatos. La ampliación de los alcances en circuitos de corriente alterna y la garantía de la seguridad de la medición de altas tensiones se logra con ayuda de los transformadores de medida.

Por ello, entre los transformadores con fines especiales, los más importantes son los transformadores de medida para instalar instrumentos, contadores y relés protectores en circuitos de alta tensión o de elevada corriente. Los transformadores de medida aíslan los circuitos de medida o de relés, permitiendo una mayor normalización en la construcción de contadores, instrumentos y relés.

- Según la estructura y principio de funcionamiento, los transformadores de medidas son semejantes a los habituales transformadores de potencia, sin embargo, se diferencian de estos últimos por el régimen de trabajo, forma constructiva, potencia y dimensiones.
- La parte fundamental del transformador de medida es el núcleo, compuesto de chapas delgadas (0.35 mm) de acero electrotécnico de alta calidad o bien de otras aleaciones especiales, sobre el que se colocan dos devanados aislados uno del otro.

A continuación analizaremos los 2 transformadores de medidas más usados en sistemas de media y alta tensión. Los transformadores de corriente y los transformadores de voltaje.

1.6 Transformadores de corriente.

Un transformador de corriente utiliza el campo magnético de una corriente alterna a través de un circuito para inducir una corriente proporcional en un segundo circuito. Las funciones principales de un transformador de corriente son: medir la corriente, aumentarla o disminuirla (a menudo, esto último) y transmitir corriente a los controladores del sistema protector.

Un transformador de corriente tiene su bobinado primario conectado en serie con el conductor que transporta la corriente a medir o controlar. Su propósito es reducir corrientes grandes a un nivel más seguro para los equipos de control y medición.

El bobinado primario consiste en una o pocas vueltas, mientras que el secundario consiste en muchas vueltas de bobinado. La razón entre la corriente primaria a secundaria es la misma que para los otros transformadores. (Es decir, es inversamente proporcional a la razón de vueltas) Debido a que su propósito es reducir las *corrientes*, el transformador de corriente normalmente se clasifica con una razón de corriente en lugar de una relación de voltaje o una relación de vueltas.

Por lo general, los transformadores de corriente están diseñados con un valor nominal *secundario* de cinco amperes cuando el primario está a plena carga. Al seleccionar un TC (transformador de corriente) su valor nominal de corriente *primaria* del transformador debe coincidir con la carga normal máxima del circuito de potencia. La *relación de corriente* normalmente es un número dado de amperes en el primario a cinco amperes en el secundario. Al estandarizar las corrientes secundarias de estos transformadores, los fabricantes de los equipos secundarios deben fabricar equipos secundarios *con un sólo* valor nominal de corriente máximo.

- Para minimizar pérdidas y errores, los transformadores de corriente normalmente tienen núcleos con alta permeabilidad en la región de densidad de flujo en la que funcionarán.
- Para minimizar la corriente magnetizante, la densidad de flujo se mantiene deliberadamente baja.
- Para compensar las pérdidas, la relación de vueltas, en la práctica, puede ser levemente diferente a la relación de vueltas calculada.

Los transformadores de corriente deben ser muy exactos para reflejar adecuadamente lo que sucede en el circuito primario. Están divididos en tres clases de exactitud, las que reflejan la exactitud del transformador al 100% de su carga nominal. Las clases son 0,3; 0,6; y 1,2. Por ejemplo, un transformador de clase 0,3 tiene una exactitud que cae dentro de ±0,3% de su valor nominal a un factor de potencia entre 0,6 y 1,0. Los

transformadores de corriente para medidores de tarifas eléctricas deben tener una clase de exactitud de 0,3 o 0,6.

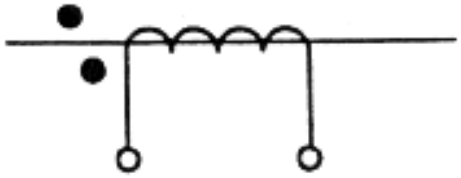


Figura 4
Símbolo esquemático de transformador de corriente.

La Figura 4 muestra el símbolo esquemático para un transformador de corriente, habitualmente denominado como CT; o TC.

Peligro de abrir el secundario.

En los transformadores normales, la corriente secundaria es determinada por la carga del secundario. En los transformadores de corriente, la corriente secundaria es determinada por el flujo de corriente en el *primario*.

La Figura 5 muestra la corriente primaria (Ip), el flujo de núcleo (ϕ) y el voltaje inducido secundario (Es) para un transformador de corriente de circuito abierto.
Si deliberadamente se abre el circuito secundario mientras la corriente primaria aún fluye:

- Se pierde el efecto de compensación (offset) de la corriente secundaria, como consecuencia el núcleo del transformador se satura abruptamente.
- Debido a que la corriente primaria pasa a través de cero en el eje sinusoidal 100 veces por segundo, para una frecuencia de 50 Hz, el flujo del núcleo debe también colapsar 100 veces por segundo.
- A medida que el flujo de núcleo colapsa entre saturación a flujo cero en un período extremadamente corto, se induce un voltaje muy alto a través del bobinado secundario.
- Este voltaje probablemente será de miles de voltios y es muy peligroso para alguien que esté trabajando en el circuito secundario.

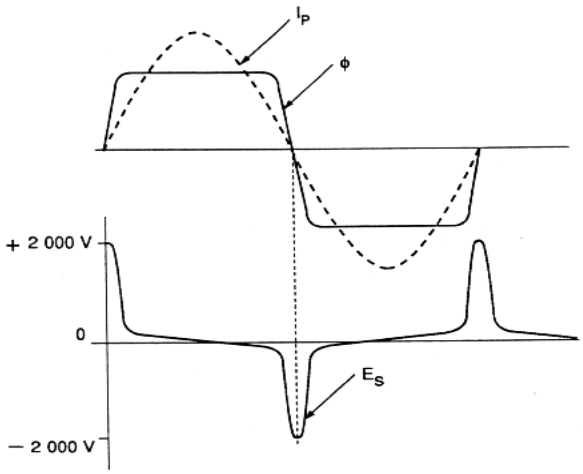


Figura 5
Corriente primaria, flujo y voltaje secundario cuando se abre el circuito del secundario del transformador de corriente.

Además, notar lo siguiente:

- La parte superior plana de la forma de onda de flujo. Esto se debe a que el núcleo se ha saturado. Cualquier aumento adicional en la corriente produce un aumento mínimo en la densidad del flujo.
- La curva empinada de la forma de onda del flujo en el momento en que la corriente primaria está disminuyendo. Esto representa un cambio extremadamente rápido en el flujo del núcleo del transformador de corriente.
- El gráfico de más abajo muestra el voltaje inducido en el secundario. En el mismo instante en que el flujo cambia rápidamente, se induce un alto voltaje en el bobinado secundario.

Nunca se debe abrir el circuito secundario de un transformador de corriente.

Si se debe trabajar en el circuito secundario de un transformador de corriente, primero, *ponga en corto circuito los terminales secundarios* del transformador.

Esto no hará que fluya una corriente alta en el circuito secundario, debido a que la corriente secundaria en un transformador de corriente es controlada por la corriente del circuito primario.

Algunos transformadores de corriente están diseñados con una barra de corto circuito especial, que viene de fábrica. Esta barra automáticamente realiza un corto circuito en el momento en que se retira la cubierta de los terminales del secundario. Antes de comenzar a trabajar en el circuito secundario, asegúrese de que el secundario esté en corto circuito.

1.6.1 Tipos de transformadores de corriente

Existen tres tipos comunes de transformadores de corriente: *devanado, de ventana y de barra*.

Devanado

El tipo devanado de transformador de corriente tiene dos bobinados separados devanados en el mismo núcleo. El bobinado primario consiste en una o más vueltas de cable de grueso calibre. El secundario consiste en muchas vueltas de alambre más fino.

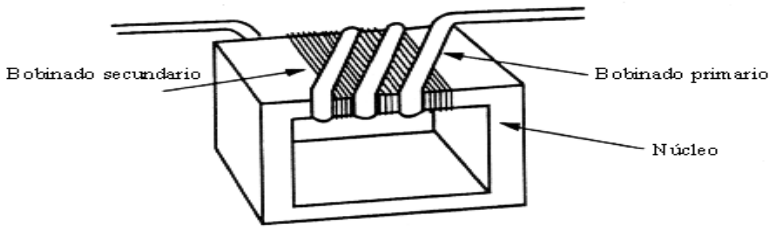


Figura 6
Transformador de medida de corriente tipo devanado; muestra un típico transformador de corriente de devanado.

El primario, que es una bobina pesada, está conectado en serie con la carga primaria, por lo que toda la corriente primaria debe pasar a través de este bobinado. Todos los dispositivos en el circuito secundario se deben conectar en serie con el secundario de la bobina para que cada dispositivo transporte el total de la corriente secundaria.

De ventana

El transformador de corriente tipo ventana (conocido también como toroide) consiste en sólo un bobinado secundario alrededor de un núcleo ferromagnético. El instalador del transformador suministra el bobinado primario al pasar el conductor o los conductores que alimentan la carga a través de la ventana. Los amperímetros de tenaza, los medidores de watts y los medidores de factor de potencia son ejemplos de transformadores de corriente del tipo ventana. La Figura 7 muestra diversos transformadores de corriente del tipo ventana.

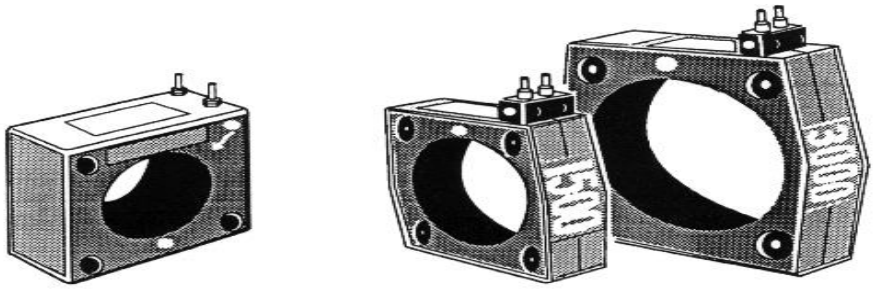


Figura 7.
Transformadores de corriente tipo ventana

El tipo de ventana tiene la ventaja de que se puede ajustar la relación de vueltas, y por ende la relación de corriente. Esto se hace cambiando el número de veces que el conductor primario se enrolla a través de la ventana. Si el conductor primario pasa directamente a través de la ventana, la relación de corriente es la que se marca en el transformador. Si el conductor primario pasa a través del transformador más de una vez, la relación de corriente se debe reducir por el número de veces que el conductor primario pasa a través de la ventana.

Otra ventaja del transformador de corriente del tipo ventana es que se puede usar para percibir una diferente de corriente entre dos conductores. Un simple circuito de detección de fallas en la conexión a tierra trabaja bajo este principio.

1.7 Transformadores de voltaje.

Los transformadores (a veces llamados transformadores de voltaje) son dispositivos usados en circuitos eléctricos para cambiar el voltaje de la electricidad que fluye en el circuito. Los transformadores se pueden utilizar para aumentar (llamado intensificación) o disminuir (reducción) el voltaje.

El principio de inducción electromagnética es lo que hace que los transformadores trabajen. Cuando una corriente atraviesa un alambre, crea un campo magnético alrededor del alambre. De la misma manera, si un alambre está en un campo magnético que está cambiando, fluirá una corriente por el alambre. En un transformador, un conductor lleva corriente a un lado. Esa corriente crea un campo magnético, que a cambio produce una corriente en el conductor al otro lado del transformador. La segunda corriente fluye fuera del transformador.

De hecho, ambos alambres en un transformador están envueltos en una bobina alrededor de un núcleo de hierro. El núcleo de hierro se sumerge en un baño de aceite aislante que no conduce electricidad muy bien. Las bobinas de alambre no están conectadas físicamente. Un alambre tiene más vueltas en su bobina que el otro alambre. Los diferentes números de vueltas en las dos bobinas hacen que el voltaje y la corriente en cada bobina sean diferentes de la otra bobina. El diseño de un transformador con el número correcto de bobinas en cada alambre, permite que los ingenieros eléctricos puedan controlar exactamente cuánto cambia el voltaje entre la entrada y salida del transformador.

Los transformadores sólo trabajan con circuitos de CA (corriente alterna). Debido a que la corriente alterna CA en el alambre "entrante" cambia constantemente, el campo magnético creado también cambia. El campo magnético cambiante es lo que fuerza el flujo de corriente en la bobina de "salida".

Los transformadores son dispositivos pasivos - no agregan energía. Del transformador sale alto voltaje y baja intensidad de corriente, llevando casi la misma cantidad de energía a lo largo de las líneas de transmisión que llevaban el bajo voltaje y la corriente de mayor intensidad inicial. Bajo condiciones normales, la mayoría de los

transformadores funcionan con alta eficacia, transmitiendo cerca del 99% de la energía que le llega. (Cerca del 1% de la energía se pierde en el calentamiento del transformador).

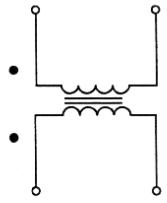


Figura 8
Simbología de Transformador de medida de voltaje.

Un transformador de potencial (conocido como PTS o TPS) tiene su circuito primario conectado en paralelo con el circuito de alimentación de potencia en el que se va a medir o controlar el voltaje. Su propósito es reducir los altos voltajes a un nivel más seguro para los equipos de control y monitoreo.

Los transformadores potenciales (TPS) tienen muchas vueltas en el primario y pocas vueltas en el secundario. La relación de transformación de primaria a secundaria es directamente proporcional con la relación de vueltas, como sucede en los otros tipos de transformadores. El Dibujo 8 muestra el símbolo esquemático para un transformador potencial.

Cabe destacar que los transformadores potenciales generalmente se construyen con un voltaje secundario de 120 o 220 V. Esto permite la estandarización del equipo secundario. La mayoría de los transformadores potenciales tienen rangos nominales de 100 a 500 VA (voltios-amperes).

Los transformadores potenciales deben ser muy exactos. Tienen las mismas clases de exactitud que los transformadores de corriente. Una vez más, si se usan estos transformadores para medición de tarifas eléctricas, estos deben ser de la clase 0,3 o 0,6.
Cuando se debe medir voltajes primarios que excedan los 100 kilovoltios, use transformadores potenciales con un divisor de voltaje por capacitores, como se muestra en la Figura 9.

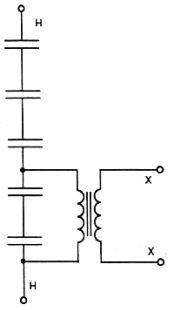


Figura 9
Un divisor de voltaje por capacitor usado con un transformador potencial estándar.

Es más fácil diseñar capacitores que transformadores potenciales para soportar los fuertes campos eléctricos El transformador se conecta a través de una sección del divisor de voltaje serie. Para sistemas de voltaje más alto, se agregan más capacitores en serie. De esta manera, un transformador potencial estándar se puede usar para diferentes valores de potencial primario.

Los componentes sensores de voltaje del circuito secundario de un transformador potencial están conectados en paralelo, para que el potencial secundario total sea aplicado a ellos. La *corriente* que fluye en un transformador potencial es *controlada por la carga del secundario*. Por lo tanto, con un transformador potencial, no hay peligro de alto voltaje ni de circuito abierto.

Marcas de polaridad para transformadores de instrumento.

La polaridad relativa de los terminales primarios del transformador con respecto a los terminales secundarios se puede marcar de dos formas:

- en la forma convencional con los subíndices H y X
- Usando anotaciones con puntos. En este sistema, los terminales en el primario y el secundario con la misma polaridad instantánea se identifican con un punto. Estos puntos se pueden tomar como representaciones de H_1 y X_1.

Mediciones de circuitos de alto voltaje.
La Figura 10, muestra un circuito de alto voltaje con un transformador de corriente y un transformador de potencial usado para medir la corriente, el voltaje y la potencia.

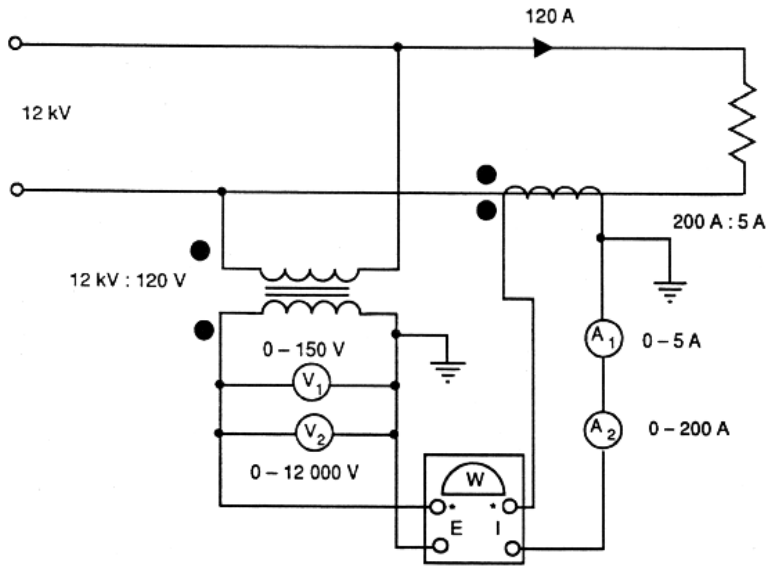


Figura 10
Circuito de alto voltaje con transformadores de corriente y voltaje.

Voltímetros.

Observe que los dos voltímetros y la bobina de voltaje del medidor de watts están conectados en paralelo, por lo que todos tienen el mismo voltaje secundario total aplicado a ellos.

La ecuación para los voltajes es:

$$\text{Lectura del voltímetro} = \frac{\text{voltaje primario}}{\text{Relación de voltaje del transformador}}.$$

O bien se podría utilizar otra fórmula como la siguiente, voltaje primario = lectura del voltímetro x relación de voltaje del transformador.

Ejemplo 1

V_1 es un voltímetro estándar 0 -150 V. Para determinar el voltaje en el circuito primario, multiplique la lectura en V_1 por la relación de voltaje del transformador potencial. En este caso:

- V1 indica 120V
- la relación de voltaje del transformador potencial es 100:1 (12 000 / 120)
- por lo tanto, el voltaje real es 120 x 100 = 12 000 V o 12 KV

Mecánica y eléctricamente, V_2 es idéntico a V_1, salvo en que la escala se ha recalibrado para dar una lectura directa. Mostrará 0 a 12 000 V. Por esta razón, no se necesita multiplicador al leer V_2. En este caso, V_2 muestra 12 000 V.

Amperímetros.

Tenga en cuenta que los dos amperímetros y la bobina de corriente del medidor de watts están conectados en serie, por lo que cada uno mide la corriente total del secundario.
La ecuación para las corrientes es:

$$\text{Lectura del amperímetro} = \frac{\text{corriente primaria.}}{\text{Relación de corriente del transformador}}$$

O bien se puede utilizar la siguiente fórmula, corriente primaria = lectura del amperímetro x relación de corriente del transformador.

Ejemplo 2
A_1 es un amperímetro estándar 0 -5 A. Para determinar la corriente que fluye en el circuito primario, multiplique la lectura de A1 por la relación de corriente del transformador de corriente. En este caso:

- A1 indica 3 A
- la relación de corriente del transformador de corriente es 40:1 (200 / 5)
- por lo tanto, la corriente real es 3 x 40 = 120 A

Mecánica y eléctricamente, A_2 es idéntico a A_1, salvo en que la escala se ha recalibrado para dar una lectura directa. Mostrará de 0 a 200 A. Así como para el voltímetro de lectura directa, este amperímetro no necesita multiplicador. En este caso, el amperímetro de lectura directa muestra 120 A.

Medidor de watts

Por simplicidad, la carga del Dibujo número uno es únicamente resistiva, por lo que los watts igualan a los voltios-amperes. La potencia depende sólo del voltaje y la corriente, los que dependen a su vez de las relaciones de voltaje y corriente. El multiplicador para el medidor de watts es igual al producto de la *relación de voltaje* del transformador potencial y la *relación de corriente* del transformador de corriente.

La ecuación para la potencia es:

Lectura del medidor de watts = potencia primaria.
Relación de voltaje x relación de corriente

O bien, potencia primaria = lectura del medidor de watts x relación de voltaje x relación de corriente

Ejemplo 3.

En este caso, usando las relaciones de los ejemplos anteriores:

- El voltaje aplicado en la bobina de voltaje del medidor de watts sólo es la centésima parte (1/100) del voltaje del circuito primario.
- La corriente que fluye a través de la bobina de corriente del medidor de potencia activa sólo la cuarentava parte (1/40) de la corriente que fluye en el primario.
- El medidor de potencia activa muestra sólo un cuatro milavo (1/4000) de la potencia en el primario: 100 x 40 = 4000.
- El medidor de potencia activa muestra 360 W = 120 V x 3 A
- La potencia primaria real=360 x 100 x 40W=1.440 000W=12 000V×120A.

Se pueden recalibrar las escalas de los vatímetros para que entreguen lecturas directas.

1.8 Atenuadores.

Circuito que se usa para reducir los niveles de las señales. Por ejemplo, en electrónica, al atenuador de magnitud, un dispositivo de ZPI (dispositivo o periférico de almacenamiento) que, dada una magnitud eléctrica, la disminuye por un factor constante.

Por esta razón son muy utilizados en diferentes equipos de medidores de parámetros eléctricos en BT. MT y AT.

La máxima transferencia de potencia entre dos circuitos se tiene cuando sus impedancias son conjugadas, es decir $Z1 = Z2$. En cualquier otra situación, parte de la potencia se disipa en alguna de las dos impedancias conectadas. Esa pérdida de potencia equivale a una atenuación. Como se verá en el capítulo referente a líneas de transmisión, esa potencia perdida es el resultado de que, al no estar acopladas las impedancias, parte de la energía incidente sobre ésta que actúa como carga, se refleja hacia la que actúa como generador. Esta señal reflejada por la carga, se combina con la señal incidente y puede producir distorsiones más o menos severas en los sistemas de comunicaciones. Un ejemplo común es de imágenes dobles o triples en una pantalla de televisión. Esto puede ocurrir por varias causas, pero una de ellas es cuando las

impedancias de la antena, línea de transmisor y receptor no están acopladas correctamente.

El hecho de conectar impedancias diferentes entre sí produce, por sí misma, una atenuación intrínseca inevitable. Esta atenuación, por sí sola, no contribuya a la distorsión, que es consecuencia de la combinación de la señal incidente con la reflejada.

Para eliminar las reflexiones, es necesario acoplar las impedancias mediante un *atenuador de pérdida mínima*, que introduzca la misma atenuación causada por el desacoplamiento y que, además, actúe como acoplador, de modo que cada una de las impedancias conectadas vea frente a ella a su complejo conjugado. Esta atenuación mínima entre impedancias diferentes está dada por:

$$A_{min} = \frac{2Z_1}{Z_2} - 1 + 2\sqrt{\frac{Z_1}{Z_2}\left(\frac{Z_1}{Z_2} - 1\right)}$$

En que *Z*1 es la mayor de las dos impedancias conectadas. En todo el tratamiento seguido aquí se asume que *Z*1 y *Z*2 son puramente resistivas.

Las configuraciones más utilizadas para los atenuadores son en T y π, en dos versiones, una para circuitos balanceados y otra para circuitos no balanceados.

Fórmulas de diseño para el atenuador en T.

$$R_1 = \frac{Z_1(A+1) - 2\sqrt{AZ_1Z_2}}{A-1}$$

$$R_2 = \frac{Z_2(A+1) - 2\sqrt{AZ_1Z_2}}{A-1}$$

$$R_3 = \frac{2\sqrt{AZ_1Z_2}}{A-1}$$

Cuando las dos impedancias conectadas son iguales, las fórmulas anteriores se reducen a:

$$R_1 = R_2 = Z_1\frac{\sqrt{A}-1}{\sqrt{A}+1}$$

$$R_1 = \frac{2Z_1\sqrt{A}}{A-1}$$

Fórmulas de diseño para el acoplador en π.

$$R = \frac{(A-1)Z_1\sqrt{Z_2}}{(A+1)\sqrt{Z_2} - 2\sqrt{AZ_1}}$$

$$R_2 = \frac{(A-1)Z_2\sqrt{Z_1}}{(A+1)\sqrt{Z_1} - 2\sqrt{AZ_2}}$$

$$R_1 = \frac{A-1}{2}\sqrt{\frac{Z_1Z_2}{A}}$$

Y, si las impedancias son iguales:

$$R_1 = R_2 = Z_1\frac{\sqrt{A}+1}{\sqrt{A}-1}$$

$$R_1 = \frac{Z_1(A-1)}{2\sqrt{A}}$$

A continuación, en la Figura 11, se muestra un equipo de medida (Multímetro digital) con la incorporación de atenuadores.

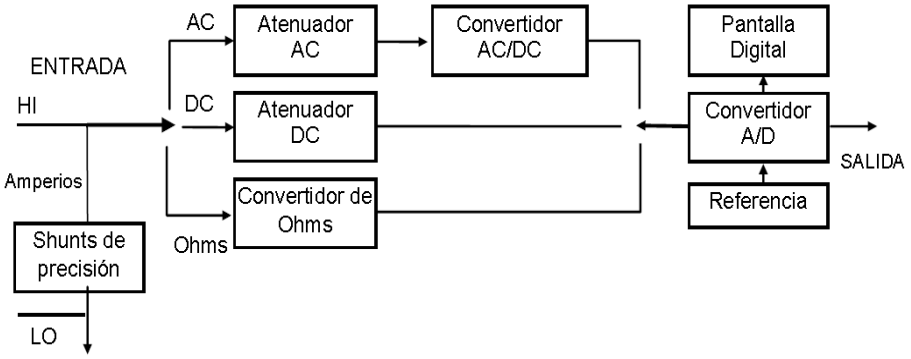


Figura 11
Diagrama en bloque de un Multímetro Digital mostrando funcionalidad de los atenuadores.

Supresores de sobretensión (arrester, varistores).
Un protector de sobretensión, también llamado protector eléctrico (o supresor de tensión), es un dispositivo diseñado para proteger dispositivos eléctricos de picos de tensión ya que gestionan o administran la energía eléctrica de un dispositivo electrónico conectado a éste. Un protector de sobretensión intenta regular el voltaje que se aplica a un dispositivo eléctrico bloqueando o enviando a tierra voltajes superiores a un umbral seguro.
Tipos de protectores de sobretensiones.

a) Protectores contra sobretensiones permanentes

Figura 12
Protector contra tensiones permanentes

Los protectores contra sobretensiones permanentes pueden ser monofásicos (P+N) o trifásicos (3P+N), con actuación sobre magneto-térmico y pueden incluir o no el IGA.
Las sobretensiones permanentes son aumentos de tensión superior al 10% de la tensión nominal y duración indeterminada. La alimentación de equipos con una tensión superior a aquella para la que han sido diseñados puede generar:

- Sobrecalentamiento de los equipos.
- Reducción de la vida útil.
- Incendios.
- Destrucción de los equipos.
- Interrupción del servicio.

La protección contra sobretensiones permanentes requiere de un sistema distinto que en las sobretensiones transitorias. En vez de derivar a tierra para evitar el exceso de tensión, es necesario desconectar la instalación de la red eléctrica para evitar que llegue la sobretensión a los equipos. El uso de protectores es indispensable en áreas donde se dan fluctuaciones de valor de tensión de la red.

b) Protectores contra sobretensiones transitorias

Las sobretensiones transitorias son picos de tensión que alcanzan valores de decenas de kilovoltios y de corta duración, causan la destrucción de los equipos conectados a la red provocando:

- Daños graves o destrucción de los equipos.
- Interrupción del servicio.

Figura 13
Protector contra tensiones transitorias.

En algunas instalaciones un solo protector contra sobretensiones puede ser suficiente.

No obstante, en muchas otras, se necesitará más de un paso de protección, de esta forma se consigue un mayor poder de descarga asegurando una tensión residual pequeña.

Selección de un protector contra sobretensiones.

De acuerdo con las normas IEC, dependiendo de la exposición de la instalación a las sobretensiones, serán necesarios protectores de diferentes capacidades de descarga.
Otro punto a considerar a la hora de hacer la selección del protector son los equipamientos que se quieren proteger, ya que el nivel de protección dado por el protector deberá ser inferior al valor que el equipo puede soportar. De acuerdo con la

capacidad de descarga o nivel de protección (Up), los protectores están divididos en tres tipos.

Existen en el mercado protectores que basan su tecnología en *varistores, descargadores de gas y vía de chispas*, siendo necesaria su combinación en función de la capacidad de descarga requerida.

La protección ideal es proteger por escalones, usando los diferentes tipos de protector y seleccionando los dispositivos más adecuados para la instalación.

Protectores Tipo I

- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes altas en curva 10/350 µs.
- Nivel de protección (Up) alto.
- Estos protectores deberán ser montados a la entrada ya que su nivel de protección es únicamente compatible con la conexión de entrada instalada o con la de los equipos de dicha instalación.
- Los protectores Tipo 1 son necesarios cuando es de esperar una descarga directa de rayo, por ejemplo:
    - Protección de viviendas rurales con sistema de protección externa.
    - Protección de industrias con sistemas de protección externa.
    - Hospitales, edificios públicos o de patrimonio cultural, etc. con distancia inferior a 50 m. de una instalación con protección externa.

Protectores Tipo 2

- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes altas en curva 8/20 µs.
- Nivel de protección (Up) medio.
- Son los más ampliamente utilizados porque ofrecen un nivel de protección compatible con la mayoría de equipos que se conectan a la red de alimentación.
- Su uso es adecuado como protección media cuando se tengan instalados protectores de Tipo 1 como primer escalón en viviendas, comercios,...

Los protectores Tipo 2 deben instalarse siempre aguas abajo de los protectores Tipo 1 en todas las instalaciones con protección externa, en el cuadro de baja tensión. Su instalación en cabecera será suficiente cuando no exista protección externa.
Protectores Tipo 3

- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes medias en curva 8/20 µs.
- Nivel de protección (Up) bajo.

Deben instalarse para la protección de equipos sensibles tanto en el caso de viviendas como de industria, o en equipos que estén a una distancia superior a 20 m de donde esté instalado el protector de Tipo 2.Deberá ser precedido en la instalación por un protector Tipo 2.

Simbología de protectores de sobretensiones.

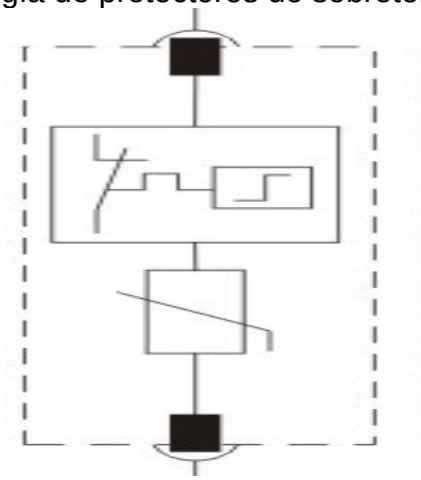


Figura 14
Simbología de protectores de sobretensiones.

1.8.1 Varistor

Un varistor es un componente electrónico con una curva característica, similar a la del diodo (ver Figura 14) solo que aumenta el voltaje y baja la resistencia. El término proviene de la contracción del inglés *variable resistor*. Los varistores suelen usarse para proteger circuitos contra variaciones de tensión al incorporarlos en el circuito de forma que cuando se active la corriente no pase por componentes sensibles. Un varistor también se conoce como Resistor Dependiente de Voltaje o VDR. La función del varistor es conducir una corriente significativa cuando el voltaje es excesivo.

Nota: Sólo los resistores variables no ohmicos son usualmente llamados varistores. Otros tipos de resistores variables incluyen al potenciómetro y al reóstato.

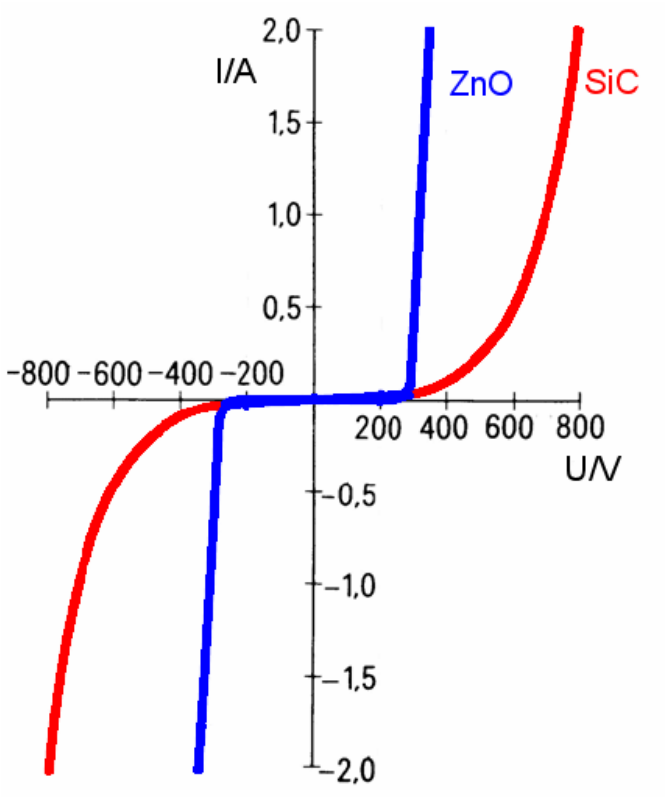


Figura 15
Curva característica de un varistor.

El tipo más común de varistor es el de óxido metálico (MOV). Este contiene una masa cerámica de granos de óxido de zinc, en una matriz de otros óxidos de metal (como pequeñas cantidades de bismuto, cobalto y manganeso) unidos entre sí por dos placas metálicas (los electrodos). La región de frontera entre cada grano y su alrededor forma una unión de diodo, la cual permite el flujo de corriente en una sola dirección. La masa de granos aleatoriamente orientados es eléctricamente equivalente a una red hecha por un par de diodos con sentido contrario al otro, cada par en paralelo junto con muchos otros pares. Cuando un voltaje pequeño o moderado se aplica a través de los electrodos, sólo una corriente muy pequeña fluye, causada por las corrientes de fuga en las uniones del diodo. Cuando un gran voltaje se aplica, la unión de diodo se rompe debido a una combinación de emisión termoiónica y efecto túnel, produciendo que una gran cantidad de corriente fluya. El resultado de este comportamiento es una curva característica altamente no lineal (Figura 15), donde el MOV tiene una gran resistencia en bajas tensiones y una baja resistencia en altas tensiones.

Cuando la tensión en el varistor está por debajo de su "voltaje de disparo", éste funciona como un dispositivo regulador de corriente a operación normal, por lo que los varistores generalmente se usan como supresor de picos de tensión. Sin embargo, un varistor podría no limitar de forma exitosa la corriente de un evento como la caída de un rayo, donde la energía es mucho más grande de la que puede soportar. La corriente que fluye en el varistor podría ser tan grande que destruiría completamente el varistor. Inclusive, picos de tensión más pequeños podrían degradarlo. La degradación está

definida por los gráficos de esperanza de vida, proporcionados por el fabricante, que relacionan corriente, tiempo y número de pulsos. El parámetro más importante que afecta la esperanza de vida del varistor es su energía consumida. A medida que el consumo de energía aumenta, su esperanza de vida decrece exponencialmente, y el número de picos que pueden soportar y el voltaje de disparo que provee durante cada pico decrecen. La probabilidad de una falla catastrófica puede reducirse al ampliar el rango o al conectar más varistores en paralelo. Se dice que un varistor está completamente degradado cuando su voltaje de disparo ha cambiado cerca del 10%. En esta condición el varistor no se ve dañado y todavía se mantiene funcional (no tiene falla catastrófica).

Típicamente, su tiempo de respuesta es del orden de los cinco a veinticinco nanosegundos y su voltaje de activación está comprendido entre 14V y 550V. Sin embargo, su confiabilidad es limitada, ya que se degradan con el uso. Su costo es bajo comparado con otros dispositivos protectores, como los diodos supresores de avalanchas de silicio, y poseen buena disipación de la energía eléctrica indeseable.

El varistor se coloca en paralelo al circuito a proteger y absorbe todos los picos mayores a su tensión nominal. El varistor sólo suprime picos transitorios; si es sometido a una tensión elevada constante, se destruye. Esto sucede, por ejemplo, cuando se aplica 220V (corriente alterna) a un varistor de 110V (corriente alterna), o al colocar el selector de tensión de una fuente de alimentación de un PC en posición incorrecta. En el diseño de circuitos es aconsejable colocar el varistor en un punto ubicado después de un fusible.

Tiene un gran campo de aplicación como aparato de protección en redes eléctricas, tanto de transporte como de distribución. Se utiliza como elemento "pararrayos" situado en los propios apoyos de la línea, desviando las sobretensiones a tierra, y también como elemento de protección en los bypass de los bancos de condensadores compensadores de reactancia de línea.

Para comprender el amplio uso de estos dispositivos en el campo de la baja, media y alta tensión, es necesario conocer, previamente, la naturaleza de las sobretensiones.

a) Sobretensiones atmosféricas.

Originadas por impactos de rayo directos al sistema (ya sea a un conductor, elemento metálico estructural, o a cualquier otra parte del sistema), o por inducción debida al impacto de rayos en las inmediaciones del sistema. Cada uno de estos fenómenos es fuente de un conjunto de ondas viajeras que se propagan por el circuito, cuyas amplitudes iníciales pueden ser enormes, dado que cada impacto de rayo puede inyectar corrientes de 100 kA o más en una línea eléctrica.

En el caso de impactos directos, la velocidad de aumento de la sobretensión en el frente de ondas es, en su origen, directamente proporcional al correspondiente parámetro de la corriente del rayo, que bien puede superar los 100 kA/μs. Esto es debido a que, en este punto inicial, el valor de la tensión es simplemente el producto de

la intensidad de corriente inyectada en la línea por su impedancia de onda. Este caso se da con frecuencia en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, pero es evidentemente infrecuente en los sistemas electrónicos domésticos o teléfonos móviles.

En el caso de impactos en las inmediaciones de la red el fenómeno es más complejo y los cálculos más complicados. La descarga atmosférica es fuente de un campo eléctrico, llamado *campo inductor*. Su tratamiento teórico no será analizado aquí.

En general, los frentes de onda de valores muy altos quedan pronto cortados por la ruptura dieléctrica de los sistemas de aislamiento. De este modo, ondas viajeras con frentes de onda muy abruptos (i.e., con *dV/dt* muy grande) alcanzan frecuentemente los equipos conectados a la red (v.g., transformadores), sometiéndoles a solicitaciones que, casi siempre, exceden sus capacidades: la protección, no sólo contra sobretensiones en general, sino específicamente contra sobretensiones de frente de onda escarpado, será uno de los puntos que discutiremos a la hora de caracterizar las prestaciones de un varistor. Lo cierto es que, desde su origen, la onda que se propaga por la red se atenúa y distorsiona debido, básicamente, a las pérdidas en los conductores, efecto corona, conductividad finita del suelo y cambios locales en los parámetros que definen la impedancia de onda de la red. De este modo, la variedad de formas de onda de sobretensión que pueden alcanzar los puntos sensibles de la red y a las que, por tanto, debe hacer frente el sistema de protección, es ilimitada.

b) Sobretensiones de maniobra o conmutación.

Generadas por efecto de los cambios bruscos en las condiciones de carga del sistema. El ejemplo clásico es la apertura de un interruptor o, más aún, la actuación de un sistema limitador de sobrecarga (v.g., un fusible), que fuerce la extinción de la corriente antes de su paso natural por cero: cualquiera de estas maniobras produce en la red severos transitorios de sobretensión, así como la liberación de grandes cantidades de energía previamente almacenadas en los campos electromagnéticos correspondientes. A todo ello deben hacer frente los varistores. Cabe notar que este tipo de fenómenos son especialmente frecuentes y dañinos en redes de baja tensión y, más específicamente, en sistemas electrónicos domésticos e industriales.

c) Sobretensiones inducidas por acoplamiento electromagnético.

Este caso es en realidad una combinación de los dos anteriores: se trata de todos aquellos fenómenos transitorios inducidos en un sistema eléctrico por un mecanismo idéntico al descrito para las sobretensiones atmosféricas inducidas, pero cuyo origen no se encuentra en la descarga de un rayo sino en el entorno radioeléctrico en el que está instalado el sistema. Este punto entra de lleno en el muy discutido asunto de la compatibilidad electromagnética y, por lo que toca al presente trabajo, basta con apuntar que cualquier maniobra en un sistema eléctrico puede, por acoplamiento capacitivo a radiado, perturbar otro sistema vecino, generando una sobretensión.

La variedad de sistemas de protección desarrollados a lo largo del tiempo para proteger los equipos conectados a las redes eléctricas contra estos fenómenos, las peculiaridades, ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos y la sucesión de tecnologías involucradas en su diseño y fabricación podrían ocupar todo un libro. Nos limitaremos a reseñar, por su relevancia en posteriores secciones, que todos ellos adolecían de un problema común: la lentitud e inadecuación de su respuesta ante transitorios escarpados (entendiendo por tales, sobretensiones propagadas por la red y cuyo frente de onda presenta una pendiente muy elevada).

Aplicación de varistores a la protección contra sobretensiones en equipos conectados a redes eléctricas.

Consideremos la situación representada en la Figura 16. Una onda de sobre tensión, originada en el punto A como consecuencia de cualquiera de los eventos mencionados anteriormente, se propaga por una red eléctrica y amenaza con alcanzar el equipo sensible situado en el punto C. Ubicado en el punto B, entre el origen de la perturbación y el equipo a proteger, encontramos un “pararrayos”, cuyos principios de funcionamiento y proceso de actuación pretendemos describir.

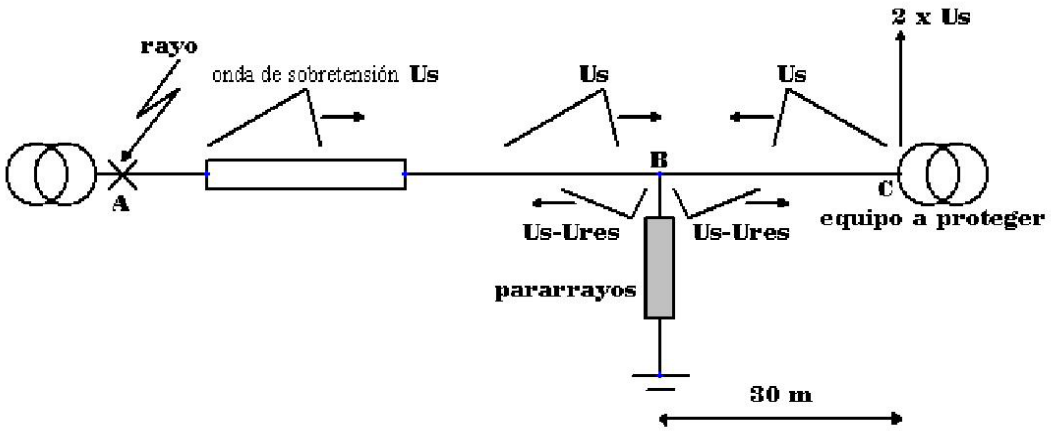


Figura 16

Representación esquemática de una onda de sobretensión propagándose por una línea hasta alcanzar un equipo sensible, protegido por un pararrayos. US≡ onda de sobretensión; Ures≡ tensión máxima en bornes del pararrayos, relacionada con la tensión máxima en el equipo a proteger por la distancia de separación entre ambos (y la inductancia del cable que los une, efecto no tenido en cuenta en esta Figura).

El pararrayos no es sino un varistor encapsulado en un recubrimiento aislante y dotado de un recubrimiento y del conjunto de elementos mecánicos que permiten su instalación en la red eléctrica. Para fijar ideas, supongamos que la distancia entre los puntos B y C es de 30m, como aparece en la Figura 16.

1.8.2 Descargadores de sobretensiones (arrester) y Vía de chispas.

Estos elementos deben trabajar en conjunto con varistores o no, dependiendo de la funcionalidad del circuito a proteger (líneas de transmisión, subestaciones, viviendas, industrias, etc.).

Por ello, en la Figura 17, se muestra una protección típica contra sobretensiones, sean transitorias o permanentes. Tema tratado en “tipos de protectores de sobretensiones”.

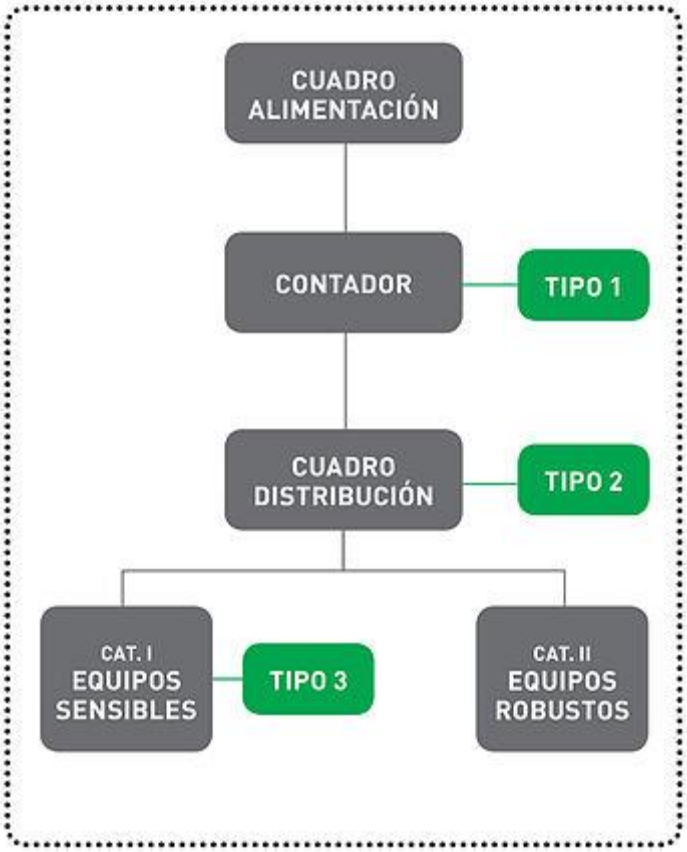


Figura 17
Ejemplo de una instalación con las 3 clases de protectores contra sobretensiones.

La protección contra sobretensiones permanentes requiere un sistema distinto de protección del empleado en las transitorias. En vez de derivar a tierra para evitar el exceso de tensión, es necesario desconectar la instalación de la red eléctrica para

evitar que llegue la sobretensión a los equipos. Estos serán protegidos en combinación con interruptores magneto-térmicos (ubicado aguas arriba).
Las vías de chispas de separación y de protección están diseñadas para separar eléctricamente las partes de una instalación eléctrica que no deban estar conectadas entre sí por razones de funcionamiento (tierras de protección de alta tensión con tierras de protección de baja tensión, cuyo funcionamiento en ambos circuitos son distintos). En caso de que, a consecuencia de una descarga atmosférica (sobretensión transitoria), se produzca un incremento de potencial en una de las secciones de la instalación eléctrica, la vía de chispas de separación garantiza la conductividad y, con ella, la conexión equipotencial.

Modo de funcionamiento de vía de chispas.

Las vías de chispas de separación o de protección tienen, como su propio nombre indica, una vía de chispas. Pasa de estado aislante a estado conductor cuando, a causa de una sobretensión, se enciende en ella un arco voltaico. Una vía de chispas de separación se diferencia de una vía de chispas de protección por la finalidad. Las vías de chispas de separación aíslan diferentes potenciales de tierra, mientras que las vías de chispas de protección solamente se utilizan con los soportes de líneas aéreas sobre tejados.

Descargadores de gas.

El funcionamiento del descargador de gas (Figura 18) es el siguiente: cuando se produce una sobretensión y se supera la tensión nominal de cebado del descargador de gas (llamado GD), el gas se ioniza, se hace conductor y la sobretensión en los extremos se deriva a tierra (se señala que los extremos se conectar al par de una línea telefónica, por ejemplo, y el conductor central a una buena toma de tierra) a través del punto central.

Figura 18
Descargador de gas trifásico para protección de computadores.

1.8.3 Especificaciones técnicas de protectores de sobretensiones

Éstas son algunas especificaciones que definen a un protector de sobretensión para CA y para protección de las comunicaciones.

- ***Limitación de voltaje*:** Esta especifica qué voltaje provocará que los varistores del protector conduzcan la electricidad a la línea de tierra. Una limitación de voltaje más baja indica una mejor protección, pero una menor esperanza de vida del aparato. Los tres niveles de protección más bajos definidos en los ratios UL son 330 V, 400 V y 500 V. La limitación de voltaje estándar para dispositivos de 120 V son 330 voltios.
- ***Joules (o julios)*:** Este número define cuánta energía puede absorber el protector sin estropearse. Un número alto indica una mayor protección y una mayor esperanza de vida porque el dispositivo desviará más energía a otro lugar y absorberá menos. Más julios actualmente significan una limitación de voltaje reducido. Generalmente, 200 julios es una protección baja ya que los picos perjudiciales son significativamente mayores de 200 julios. Los mejores protectores sobrepasan los 1000 julios y 40.000 amperes. Si está correctamente instalado, por cada julio absorbido por un protector, de 4 a 30 julios pueden disiparse sin peligro a tierra.
- ***Tiempo de respuesta*:** Los protectores de sobretensión no se activan inmediatamente, hay un pequeño retardo. Cuanto mayor sea el tiempo de respuesta mayor será el tiempo que el equipo estará expuesto a la sobretensión. Sin embargo, las sobretensiones no ocurren inmediatamente. Normalmente, las sobretensiones tardan algunos microsegundos en alcanzar su pico de voltaje y un protector de sobretensión con una respuesta de nanosegundos se activará lo suficientemente rápido como para eliminar la parte más dañina.[3]
- ***Estándares*:** El protector de sobretensión puede cumplir con IEC 61643-1, EN 61643-11 y 21, ANSI / IEEE C62.xx, o UL 1449. Cada estándar define diferentes características protectoras, pruebas, o propósitos de operación. Por ejemplo, para pasar UL1449 un protector tiene que seguir funcionando después de una serie de 22 test de sobretensión. EN 62305 y ANSI/IEEE C62.xx definen qué picos debe ser capaz de desviar un protector. EN 61643-11 y 21 especifican los requisitos de rendimiento y medidas de seguridad de los productos. IEC sólo define estándares y no certifica ningún producto que cumpla estos estándares. Los estándares de IEC son usados por miembros del Plan CB para probar y certificar productos para su conformidad. Ninguno de estos estándares dice que un protector proporcionará protección adecuada. Cada estándar define qué debe hacer un protector o qué podría lograr.

1.9 Uso de software especializado en equipos de medidas de energía.

El uso de los computadores se ha transformado en algo habitual en la mayoría de los lugares de trabajo y en muchos hogares. En su trabajo como eléctrico de la industria, usted necesita operar computadores e iniciar ciertos programas estándares para trabajos como el control. Los sistemas de computadores más usados actualmente operan con plataformas DOS o Windows 98 o NT, aunque otros sistemas como OS/2, Macintosh y Unix también se usan en los lugares de trabajo.

Algún software especializado en el campo de la instrumentación electrónica son LabVIEW y Agilent-VEE (antes HP-VEE). Y algunos buses de comunicación populares son GPIB, RS-232, USB, etc.

1.9.1 LabVIEW.

LabVIEW (es el acrónimo de Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench) es una plataforma y entorno de desarrollo para diseñar sistemas, con un lenguaje de programación visual gráfico. Recomendado para sistemas hardware y software de pruebas, control y diseño, simulado o real y embebido, pues acelera la productividad. El lenguaje que usa se llama lenguaje G, donde la G simboliza que es lenguaje Gráfico.

Este programa fue creado por National Instruments en 1976 para funcionar sobre máquinas MAC, salió al mercado por primera vez en 1986. Ahora está disponible para las plataformas Windows, Unix, MAC y GNU/Linux. La penúltima versión es la 2013, con la increíble demostración de poderse usar simultáneamente para el diseño del firmware de un instrumento RF de última generación, a la programación de alto nivel del mismo instrumento, todo ello con código abierto. Y posteriormente la versión 2014 disponible en versión demo para estudiantes y profesional, la versión demo se puede descargar directamente de la página National Instruments.

Los programas desarrollados con LabVIEW se llaman Instrumentos Virtuales, o VIs, y su origen provenía del control de instrumentos, aunque hoy en día se ha expandido ampliamente no sólo al control de todo tipo de electrónica (Instrumentación electrónica) sino también a su programación embebida, comunicaciones, matemáticas, etc. Un lema tradicional de LabVIEW es: *"La potencia está en el Software"*, que con la aparición de los sistemas multi núcleo se ha hecho aún más potente. Entre sus objetivos están el reducir el tiempo de desarrollo de aplicaciones de todo tipo (no sólo en ámbitos de Pruebas, Control y Diseño) y el permitir la entrada a la informática a profesionales de cualquier otro campo. LabVIEW consigue combinarse con todo tipo de software y hardware, tanto del propio fabricante -tarjetas de adquisición de datos, PAC, Visión, instrumentos y otro hardware, como de otros fabricantes.

1.10 Instalación y programación de medidores

1.10.1 Planos eléctricos de instalación.

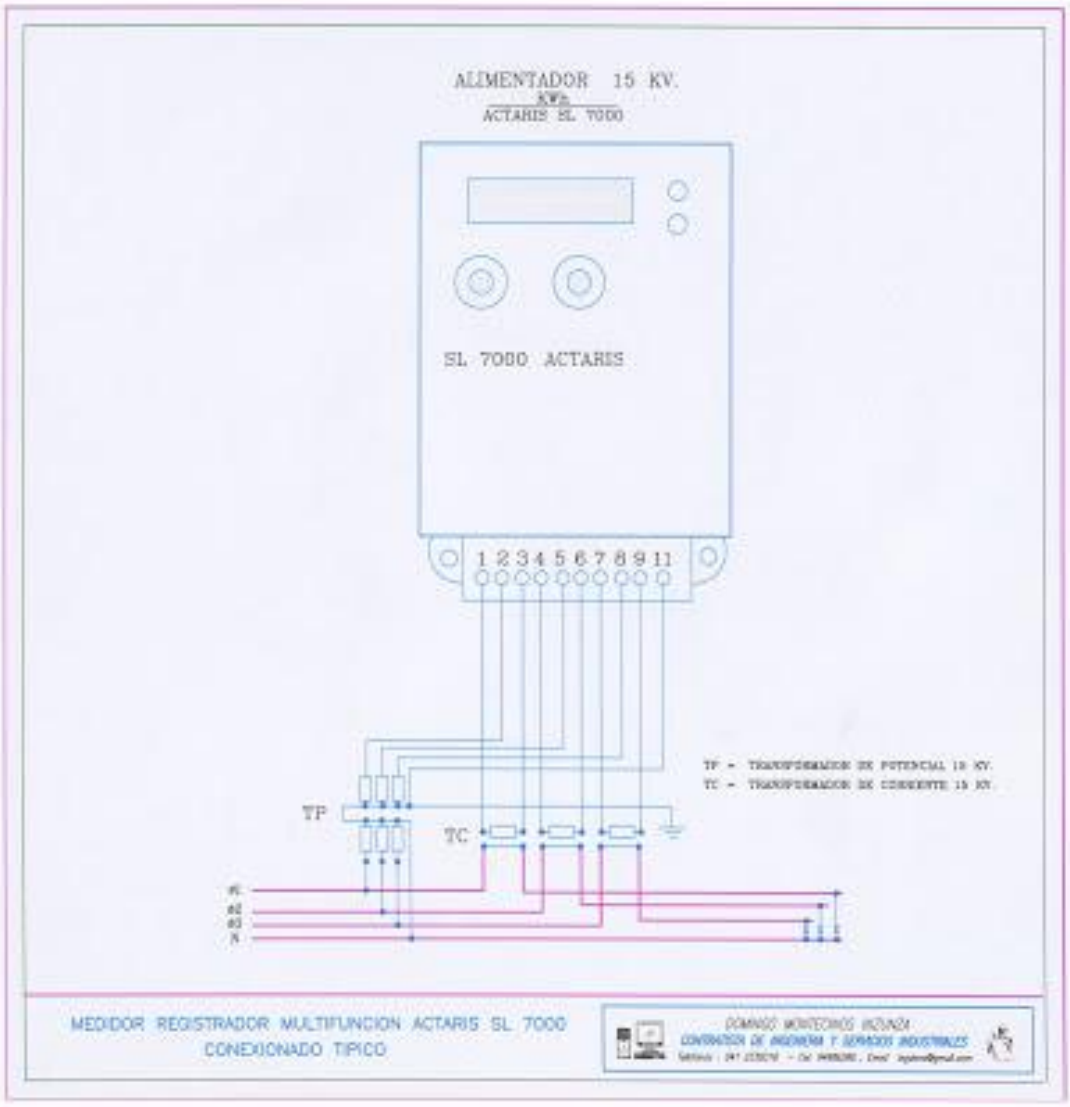


Figura 19
Plano de conexión de un medidor eléctrico de 15kV.

En la Figura 19 se muestra la conexión de un Medidor de Energía Eléctrica, marca Actaris, Modelo SL 7000.

Se observa los 3 transformadores de voltaje (TP), los 3 transformadores de corriente (TC) y el medidor de energía eléctrica para 15kV.

En la Figura 19, se muestra un esquema de la filosofía de control y medida de un medidor de energía eléctrica, mediante un diagrama en bloques.

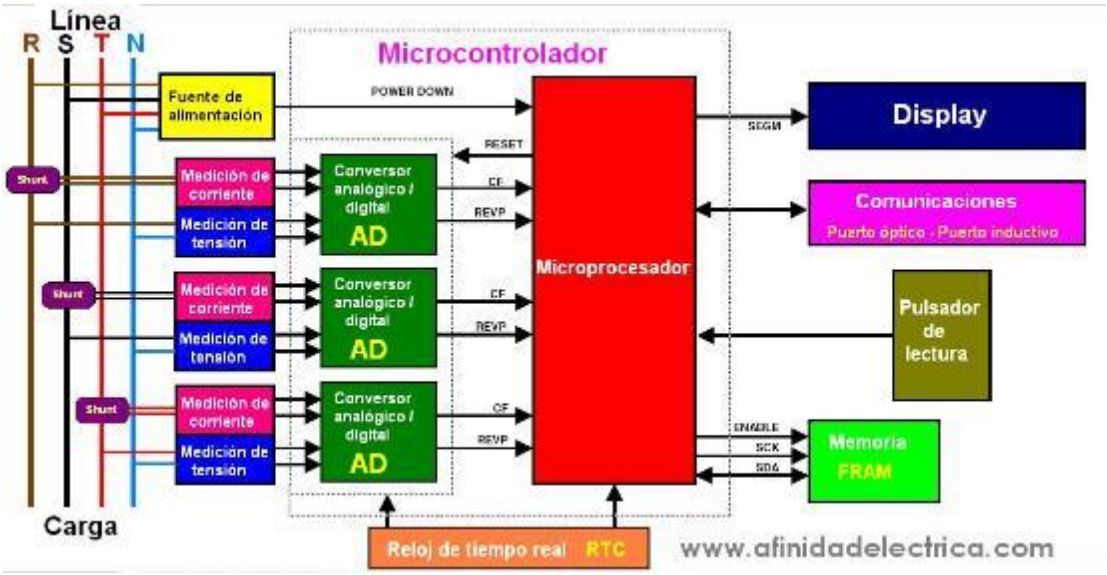


Figura 19
Diagrama en bloque de un medidor eléctrico (D.R.).

Por su simplicidad y menor complejidad, se analizará el medidor de baja tensión.

Se trata de un Medidor de energía Activa y Reactiva, Trifásico, Mono tarifa de 220 / 380V-240 / 415V por fase, frecuencia 50Hz, rango de corriente 5-120A. Contiene 3 elementos de medición independientes que permiten medir el consumo de energía en hasta 4 hilos. Mide y registra energía activa (kWh) con precisión clase 1,0 y energía reactiva (kVAr) con precisión Clase 2,0. Posee 2 LEDs rojos montados en el panel frontal del medidor que emiten pulsos con una relación de 1.000 pulsos por kWh y kVArh medidos en los 3 elementos para la registración de energía.

a) Apertura del medidor de energía.

Esto se muestra en la Figura siguiente:

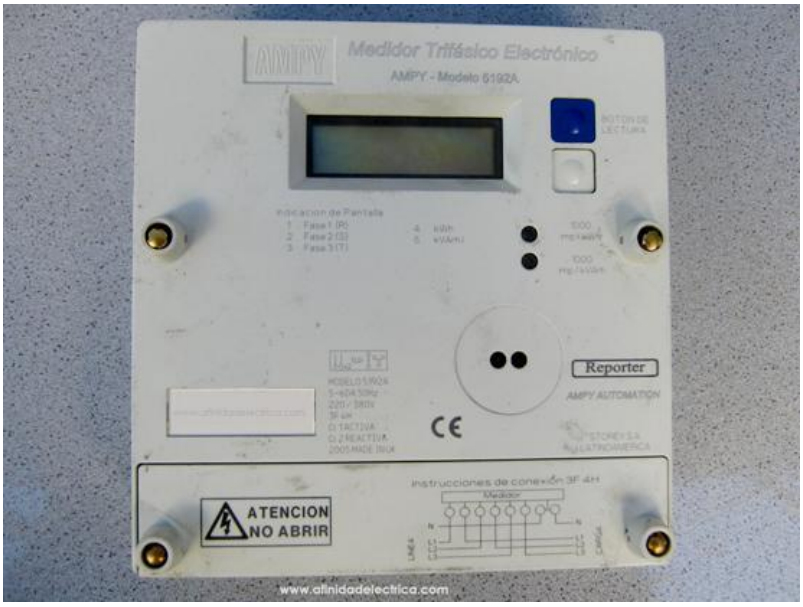


Figura 20
Medidor trifásico electrónico (D.R.).

Para la apertura del equipo se debe retirar la tapa de bornera y los dos tornillos de seguridad de la tapa ubicados a ambos lados del panel frontal o tapa de la carcasa o envolvente.

Figura 20
Retiro de tapa de bornera (D.R.).

Una vez extraídos los tornillos, se retira la tapa de carcasa del medidor tirando de la misma de manera suave hacia el frente.

En la Figura 21 se observa el panel frontal del medidor de ambos lados y los elementos principales del mismo:

Figura 21
Panel frontal lado frontal (D.R.)

Figura 22
Panel frontal lado contrario (D.R.).

Donde los componentes principales son:

1- Pulsadores de lectura.
2- Orificios para visualización de LEDs emisores de pulsos de kWh y kVArh.
3- Visores para emisor y receptor del puerto óptico.
4- Visor para el Display.

Una vez retirada la tapa observamos el frente de la placa de circuito impreso:

Figura 23
Placa de circuitos impreso (D.R.)

La misma está construida con tecnología de montaje superficial SMD (Sur face Mount Device) y en ella reconocemos los siguientes componentes principales:

1. Display.
2. Circuitos de medición de corriente.
3. Circuitos de medición de tensión.
4. Puerto óptico de comunicación.
5. LEDs emisores de pulsos de energía activa y energía reactiva.
6. Pulsador de lectura.
7. Microprocesador.
8. Memoria.
9. Cristal oscilador.
10. Cables de conexión de entrada de circuitos de medición.

1- Display.

Observamos un display de cristal líquido LCD (Liquid Crystal Display) que contiene cuatro dígitos alfanuméricos, ocho numéricos de 8 mm de altura y ocho números indicadores de función en su sector inferior.

Este equipo se encuentra configurado para indicar la presencia de tensión en las fases con los números de función 1,2 y 3 y exhibir en su pantalla en forma cíclica los estados de energía activa y reactiva diferenciados por los indicadores 4 y 5 respectivamente.

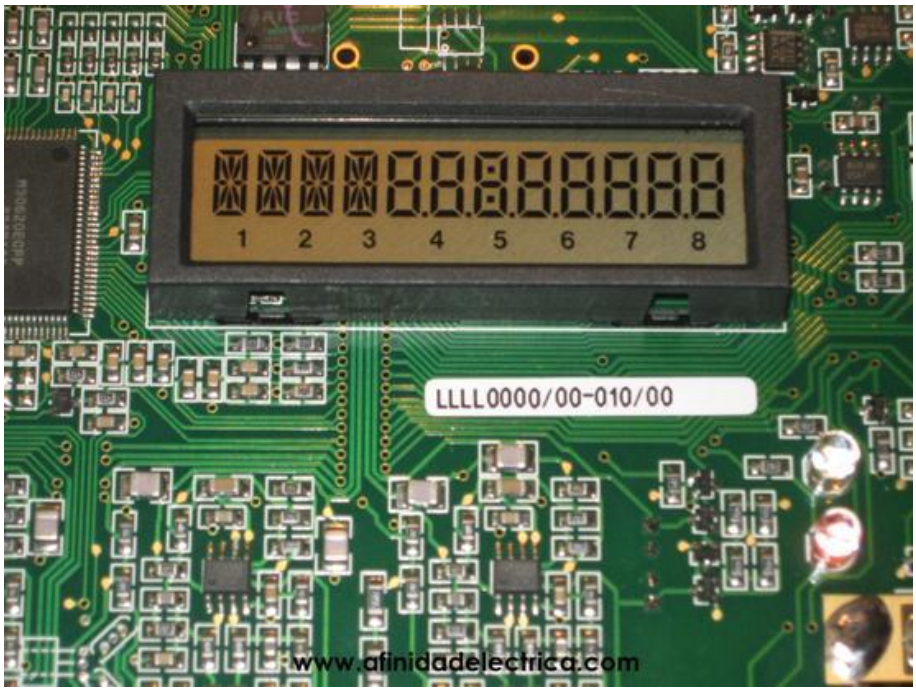


Figura 24
Display (D.R.).

Los kWh totales medidos son almacenados internamente con 3 decimales. Los kWh totales son visualizados en la pantalla del medidor con un máximo de 2 decimales a menos que, programados vía Puerto óptico, se muestren 3 decimales con propósito de prueba.

2- Circuitos de medición de corriente.

La corriente es medida mediante sendos shunts ubicados entre los bornes de entrada y salida de corriente del medidor en cada fase. El valor de la resistencia eléctrica del shunt es conocido con precisión y se utiliza para determinar la intensidad de corriente que fluye a través de esta carga, mediante la medición de la diferencia de tensión o voltaje a través de ella, valiéndose para ello de la ley de Ohm.

Figura 25
Conexión de Shunt (D.R.).

Los terminales de estos shunt son conectados a los circuitos de corriente de la placa mediante tres pares de cables rojo y negro trenzados.

Ya en la placa se procede al filtrado de línea y adaptación de las señales para su conversión analógica-digital. En la Figura 26 se ve en detalle el circuito de corriente correspondiente a la fase 2 en donde se destaca el integrado LMC60 de National Semiconductor que es un doble amplificador operacional de tecnología CMOS.

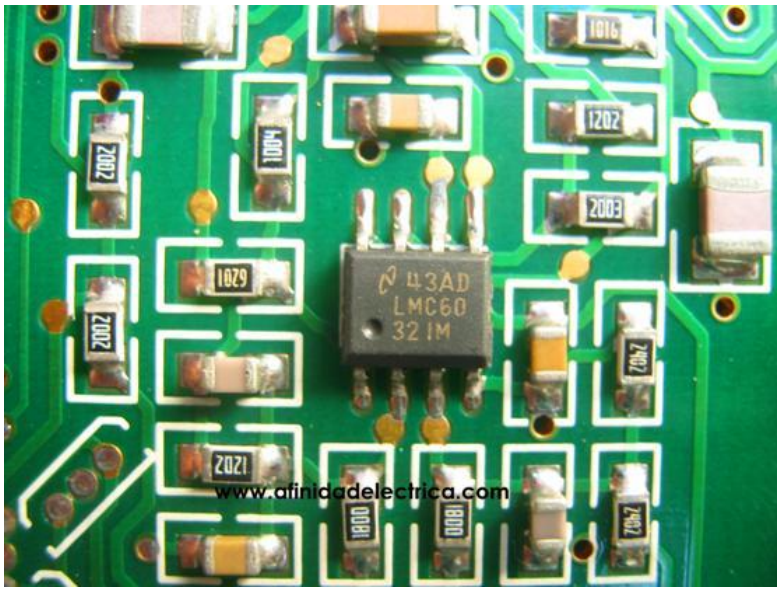


Figura 26
Circuito de corriente de Fase 2 (LMC60)(D.R.).

3- Circuitos de medición de tensión.

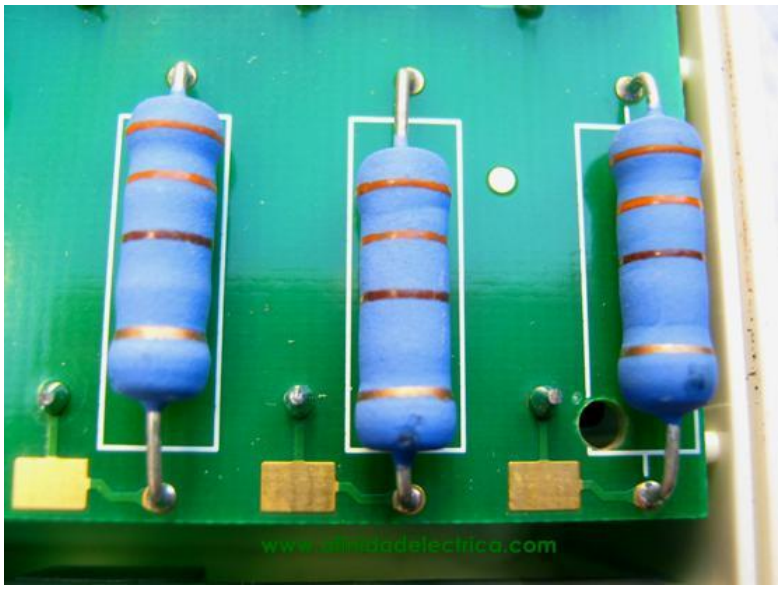


Figura 27
Toma para mediciones de tensiones eléctricas (D.R.).

4- Puerto óptico de comunicación.

El medidor cuenta con un puerto de comunicación que utiliza una señal de interfase óptica (Flag) basada en el protocolo IEC 1107 para lo que se han dispuesto en la placa un emisor (LED infrarrojo) y un receptor (detector infrarrojo).

Figura 28
Puerto de comunicaciones tipo óptico (D.R.).

5- LEDs emisores de pulsos de energía activa y energía reactiva.

El equipo cuenta con 2 LEDs rojos de alto brillo, montados en la placa y de visualización directa desde el panel frontal del medidor, que emiten pulsos con una relación de 1.000 pulsos por kWh (LED superior) y kVArh (LED inferior) medidos en los 3 elementos para la registración de energía.

Por debajo de la Corriente de Arranque, el medidor ingresa en modo antideslizante. En este estado el LED de registración del medidor queda permanentemente encendido y no se incrementan sus registros. El LED permanece encendido hasta que la corriente del medidor (recibida o entregada) aumenta más allá del valor de la Corriente de Arranque.

Figura 29
Indicadores tipo LED (D.R.)

6- Pulsador de lectura.

Un Botón de Lectura es provisto en el panel frontal para permitir ver al usuario información en la pantalla del medidor en un ciclo predeterminado. En la imagen se observa el pulsador soldado en la placa.

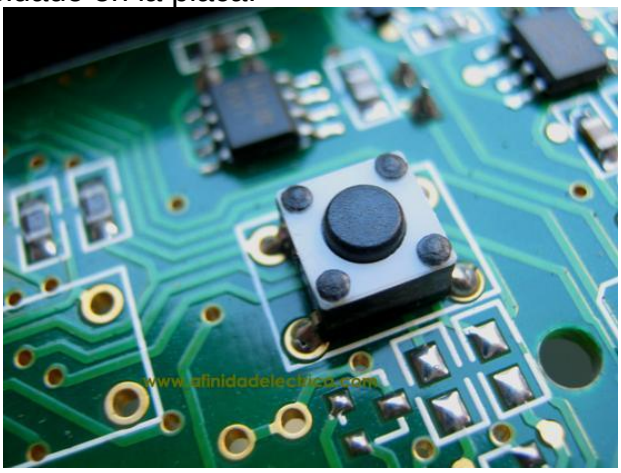


Figura 30
Botón de lectura (D.R.)

7- Microcontrolador.

El microcontrolador M30620ECFP de Mitsubishi Microcomputers, también llamado microcomputadora de un solo chip, es el cerebro del medidor. Este chip de cien contactos trae integradas todas las funciones necesarias para la medición y registro de datos: microprocesador o CPU, memoria de programa ROM (128K bytes), memoria de datos RAM (10K bytes), puertos de entrada y salida programables, conversión DA y AD, comunicación serie de entrada y salida además de funciones de control de energía. El microcontrolador es responsable del control de la interfaz analógica y de todos los cálculos de energía.

Figura 31
Microcontrolador (D.R.).

8- Memoria

Toda la información del medidor es registrada en una memoria FRAM FM24C16a de Ramtron controlada por el microprocesador. Todos los registros de kWh son almacenados en la memoria y actualizados cada 1/100 kWh. La memoria FRAM (Ferroelectric Random Access Memory) utiliza una película o film ferroeléctrico en capacitores integrados dentro de un chip para almacenar los datos. Sus características más importantes son que operan a muy alta frecuencia, pueden regrabarse gran cantidad de veces (el fabricante informa que pueden realizarse 10exp.12 ciclos de lectura-escritura o un millón de veces más que una memoria EEPROM), tienen muy bajo consumo y son no-volátiles (el fabricante garantiza una retención de datos mayor a 45 años). Además ofrecen elevada protección contra manipulaciones por lo que resultan ser ideales para este tipo de aplicaciones.

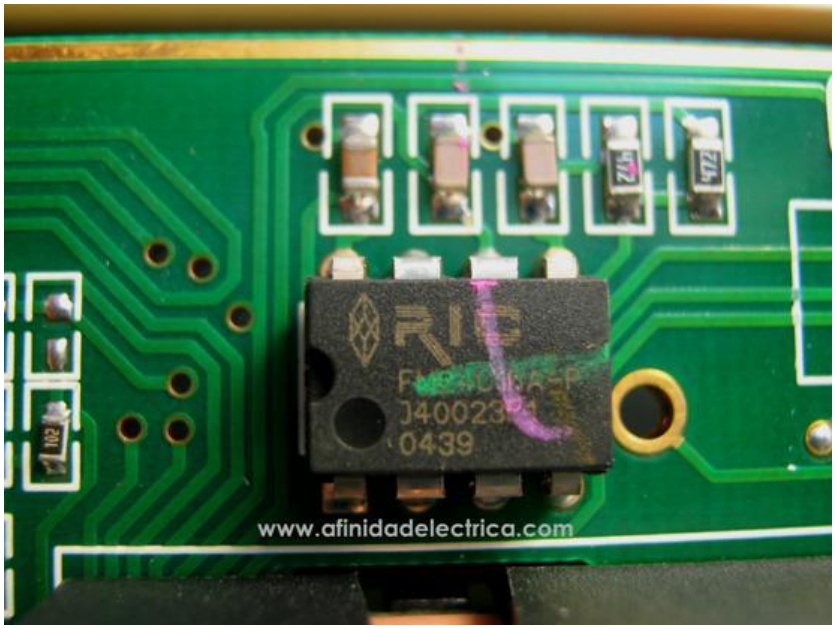


Figura 32
Memoria FRAM (D.R.).

9- Cristal oscilador.

Este elemento tiene la función de fijar la frecuencia de trabajo del microprocesador (señal de reloj). El oscilador de cristal se caracteriza por su estabilidad de frecuencia y pureza de fase, dada por el resonador de cuarzo. Dentro de la carcasa de metal hay una pequeña pieza de cristal de cuarzo que está cortado con precisión para que vibre a una frecuencia específica al aplicarle una tensión.

Figura 33
Cristal oscilador (D.R.).

10- Cables de conexión a bornera.

Con estos conductores se realizan las conexiones eléctricas entre bornes de entrada y salida del medidor con los circuitos de medición y la fuente de alimentación del equipo. En la imagen también se observa el puente o microswitch instalado en cada fase para tareas de prueba y calibración.

Figura 34
Conexión de cables en borneras (D.R.).

Extrayendo la placa por su sector superior y girándola sobre los cables de conexión a la bornera observamos la cara posterior del circuito impreso:

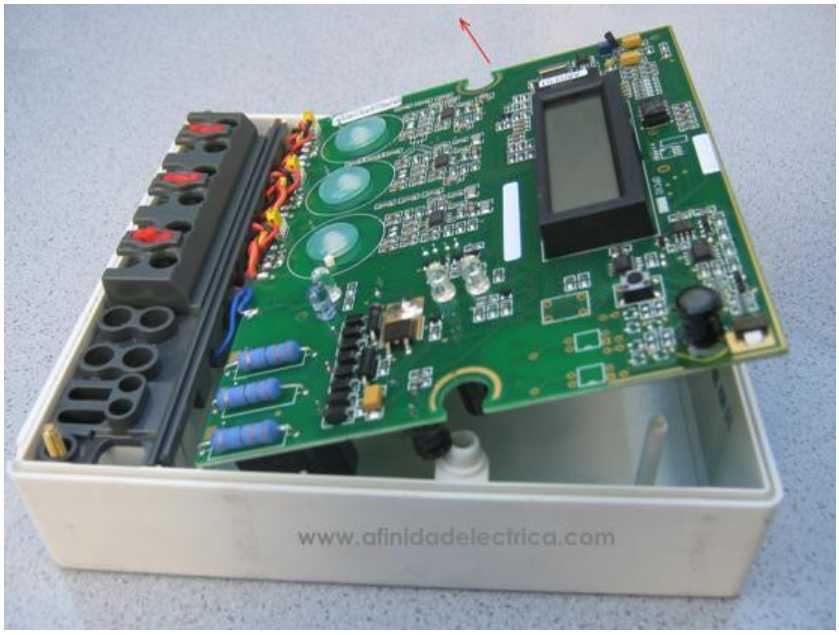


Figura 35
Cara posterior de circuito impreso (D.R.).

En la misma se destacan los siguientes componentes:

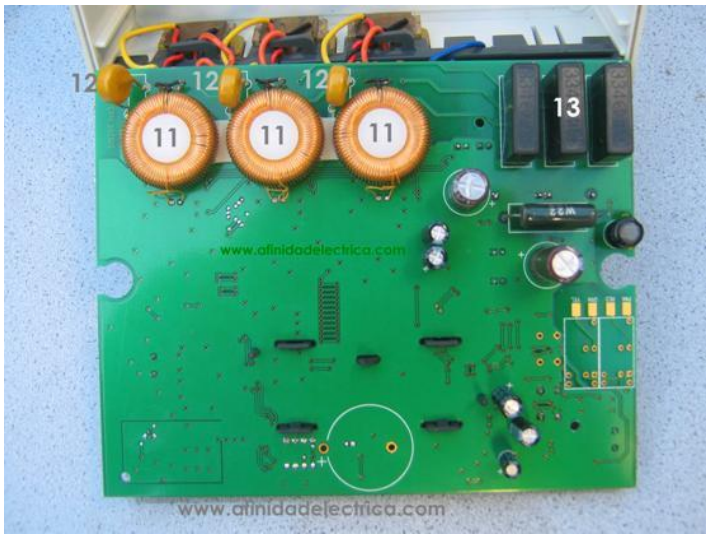


Figura 36
Componentes inductor (11), varistor (12) y capacitor(13) (D.R).

Donde los elementos identificados son:
11- Inductores toroidales.
12- Varistores.
13- Capacitores de filtrado.

11- Inductores toroidales.
Encontramos un inductor con núcleo toroidal de ferrite por cada fase que cumple la función de adaptación de la señal para su medición (Figura 37).

Figura 37
Inductor con núcleo toroidal (D.R.).

12- Varistores (MOV Metal oxid varistor).

Son componentes cerámicos de altísima densidad con características eléctricas no óhmicas. Su función es restringir sobretensiones transitorias o sea tienen la función de mantener el valor del potencial eléctrico cuando ocurre un gran aumento del campo eléctrico aplicado. Los varistores son también conocidos como resistores no lineales pues su resistencia disminuye con el aumento del potencial aplicado.

Figura 38
Varistores (D.R.).

13- Capacitores de filtrado.

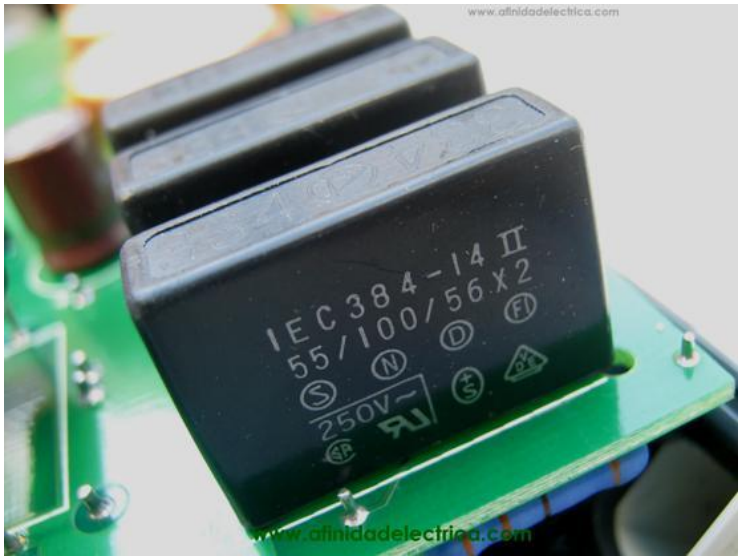


Figura 39
Capacitores de filtrado.

Estos capacitores de film de poliéster metalizado (Metalized polyester film capacitor) tienen la función de filtro de línea o supresión de ruidos e interferencias.

Información técnica del fabricante.

Para este efecto veremos, a continuación, los datos que entrega un fabricante (Metering Engineering) de unos modelos de instrumentos específicos.

Los modelos Shark y Nexus de Metering Engineering están diseñados con un amplio rango de características, que va de lo simple a lo más sofisticado y extienden sus canales de comunicación conforme las necesidades de los usuarios lo demandan.

a) Modelo Shark 100.

- Voltaje.
- Amperes.
- Frecuencia.
- %THD para voltaje y corriente.
- Normas ANSI C12.20. (0.2%).
- IEC 687 (0.2%).

El modelo Shark 100 cuenta con una nueva plataforma y supera a otros equipos en funcionalidad y precio.

Esta unidad remplaza fácilmente a los medidores analógicos existentes y cuenta con aplicaciones de facturación enfocada a industrias en puntos críticos de medición.

El Equipo está diseñado para medición en alta y baja tensión.

- Medición de Energía y Demanda Clase 0.2%
- Mediciones de Voltaje, Corriente, Potencia, Frecuencia, Energía.
- Salida de Pulsos KYZ Opcional y Puerto IrDA
- Mediciones de Calidad de Energía (THD% y Límites con Alarmas)
- Tecnología V-Switch™ – Actualización en campo sin remover el medidor
- Amplia Pantalla de LED Rojo
- Barra de % de carga
- Opcional Protocolos Modbus y DNP 3.0 en RS485
- Opcional 100BaseT Ethernet
- Encaja en Ranuras ANSI y DIN
- Disponible en versión sin pantalla (Transductor)

Figura 40
Moderno equipo medidor de energía con software incorporado.

A continuación, se muestra otro modelo más evolucionado

Medidor de energía modelo Shark® 100-S.

Los modelos Shark cuentan con la versión SHARK S con WIFI integrado.

Poseen las siguientes características:

- Sub Medidor WIFI
- Económico
- Monitoreo en tiempo real
- Soporte RS485
- Ethernet Wi-Fi
- Norma IEE 802.11

Soporta comunicación RS485, Ethernet RJ45 ó Ethernet Wi-Fi IEEE 802.11 lo que hace posible ser instalado en cualquier edificio facilitando la comunicación con el software de administración central de respaldo de manera rápida y automática.

Apto para usuarios de Energía – Industriales, Comerciales y Particulares (Edificios, Universidades, Hoteles, etc.).

Diseñado para:

- Monitoreo y Control de Perfil de carga.
- Control/Administración de Demanda máxima y consumo de Energía (Facilidades, Edificios, dependencias, áreas específicas o líneas de producción).
- Evita penalizaciones – Demanda y Factor de Potencia (a futuro, %THD de I y V).
- Monitoreo local y remoto en tiempo real de múltiples variables eléctricas (paneles, arrancadores, transferencias, interruptores, centros de carga, alimentadores, etc.).
- Desempeño del sistema eléctrico de planta (capacidad de utilización, desbalance, circuitos, incidencias).
- Auxiliar de análisis de eventos (máximos /mínimos).
- Integración en redes locales de monitoreo computarizado.
- Sub medidor de fácil uso, de alta precisión.
- Capacidad Ethernet.
- Wi-Fi Integrado.
- Generación, Transmisión y Distribución (Pública Y Privada).
- Medición de Demanda Máxima y Energía Acumulada con precisión de 0.2% clase facturación.

Figura 41
Medidor de energía de altas prestaciones.

- Monitoreo en paneles de control en Plantas de Generación de Energía Eléctrica.
- Medición en subestación Integración en sistemas de monitoreo remoto para transmisión de variables eléctricas múltiples (RTU por medio de protocolos DNP3.0 y Modbus RTU /ASCII en RS485 @ 57,600 Bauds)
- Monitoreo de perfil de carga
- Auxiliar de análisis de eventos (máximos /mínimos)
- Identificación de demanda Pico
- Sustitución de Voltímetro / Amperímetro / Vatímetro / Hz / F.P.

1.10.2 Software de programación de medidores.

Actualmente muchos equipos de medidas, especialmente en el ámbito minero, no solo miden sino que la supervisión incluye gestión y calidad de la energía a entregar o medida.

Un equipo de antigua data y que cumple con lo señalado es el PowerLogic de Schneider Electric. Nos ocuparemos de entregar sus antecedentes por ser ampliamente usado y de probada eficacia.

El sistema PowerLogic ayuda a controlar el costo, la calidad y la fiabilidad de la energía eléctrica. Se puede determinar dónde existe un exceso de capacidad, identificar equipos sobrecargados y equilibrar cargas en subestaciones, tableros de distribución y otros equipos eléctricos. Al optimizar el sistema eléctrico, amplía la vida útil de su instalación. El sistema se lanzó al mercado hace más de diez años, ha demostrado su rentabilidad y continúa ayudando a los usuarios a mejorar su productividad y rentabilidad día a día. Este hace pleno uso de la tecnología basada en la web. De esta forma, la experiencia adquirida en distribución de energía abarca desde edificios individuales hasta sistemas de empresas geográficamente dispersas.

Características y funciones principales del Medidor PowerLogic.

A) Reducir costos energéticos.
El sistema PowerLogic ayuda a reducir el consumo y el costo de la energía que se utiliza mediante la facturación detallada y la optimización de la potencia contratada.

A1) Facturación detallada y asignación de costes para reducir el consumo.
Medida del consumo de la energía para:

- Identificar los principales consumidores.
- Asignar costes.
- Concienciar a los usuarios sobre los gastos.

A2) Optimización de la potencia contratada y las curvas de carga para reducir los costos energéticos.
Registro del consumo energético y las curvas de carga para:

- Optimizar la potencia contratada.
- Agregar los costes de distintos emplazamientos y negociar los costes globales.
- Identificar la capacidad sobrante para ampliaciones de la instalación eléctrica.
- Gestionar picos y evitar penalizaciones:
- Mejorar el factor de potencia mediante soluciones de corrección del factor de potencia.
- Evitar rebasar la potencia contratada mediante desconexión automática de la carga.

A3) Control de otros servicios energéticos.
Recuento de los pulsos procedentes de otros medidores de servicios energéticos (agua, gas, vapor, etc.) para una gestión global y centralizada de servicios.

B) Mejorar la continuidad del servicio.

La electricidad es vital para el funcionamiento de las instalaciones. Sin embargo, los fenómenos que causan las fallas no siempre resultan fáciles de entender.

El sistema Power Logic facilita la comprensión del sistema de distribución eléctrica y ofrece herramientas para el análisis. Permite gestionar el sistema en tiempo real y por consiguiente aumentar la fiabilidad.

Control en tiempo real de su instalación eléctrica.

B1) Instrumentación del panel.
Para la visualización in situ de los datos medidos y las comprobaciones del funcionamiento de la instalación.

B2) Control remoto.
Control de la instalación eléctrica para que el personal adecuado obtenga la información correcta en el momento oportuno:

- Estado y mediciones del conmutador para el encargado de las instalaciones.
- Alarmas y eventos para el departamento de mantenimiento.
- Asignación de valores para el departamento de contabilidad, etc.
- Sistema de comunicación abierto y flexible que permite la intervención de un experto externo cuando es necesario.

B3) Fácil acceso a la información mediante tecnologías web.
Con la pasarela con web server integrado EGX300 ahora puede acceder a toda la información que necesita allí donde esté y siempre que lo desee a través de un explorador estándar como Internet Explorer©.

C) Mantenimiento preventivo y correctivo.
C1) Mantenimiento preventivo.
Detección anticipada de problemas en función de parámetros clave para evitar fallas y tiempos de inactividad del equipo.

C2) Mantenimiento correctivo.
Información clara y completa para el encargado de las instalaciones sobre las circunstancias del fallo con el fin de restablecer la energía lo más rápido posible:

- Alarmas locales o remotas (p. ejemplo teléfono o busca).
- Localización de los fallos, visión global, tablas resumen, etc.
- Información detallada para los expertos encargados del análisis de las causas de los fallos y el diseño de soluciones para mejorar el sistema de distribución eléctrica:
- Registros de eventos y alarmas.
- Captura de forma de onda, etc.

D) Mejorar la calidad de la energía.
La calidad de la energía afecta directamente a los costos de funcionamiento:

- Costos directos: consumo excesivo debido a mayores pérdidas de potencia.
- Costos indirectos:
- Pérdidas de producción: fallos de funcionamiento del proceso, desconexiones innecesarias.
- Costos del equipo: vida útil más corta, menor eficacia y equipo excesivamente grande.

El sistema **Power Logic** permite evaluar la calidad de la energía, identificar las causas de los problemas y comprobar la eficacia de las medidas correctivas.

Se utilizan cuatro funciones principales para comprobar la calidad de la energía:

- Control de armónicos.
- Detección de huecos y picos de tensión.
- Detección de sobretensiones transitorias.
- Comprobación de la conformidad del suministro de electricidad según EN 50160.

D1) Medición de la distorsión armónica total y de los armónicos individuales.

- Identificar las fuentes de distorsión armónica y separarlas de las cargas sensibles.
- Detectar las causas de las fallas de funcionamiento.
- Reducir la potencia de los dispositivos (transformadores, cables, etc.).
- Aplicar soluciones de filtrado.

D2) Detección y captura de la forma de onda de los picos y huecos de tensión.
Determinar el origen de las pérdidas y las paradas de producción.

D3) Detección y captura de la forma de onda de las sobretensiones transitorias.
Determinar las causas de las fallas de funcionamiento y las averías.

D4) Comprobación de la conformidad del suministro de electricidad según la norma EN 50160.
Para evaluar la calidad de la energía distribuida según la norma europea EN 50160 y comprobar que el distribuidor cumple la norma.

1.11 Diagnóstico de medidores

1.11.1 Uso del software vendor con computador

Actualmente la mayoría de los instrumentos de medida de media y alta tensión, involucran la posesión de entrega de información en tiempo real. Este gran paso, permite tomar decisiones como parada de un equipo para mantenimiento correctivo, u otro que permita, al final del análisis, no tener fallas, mejor cuidado del equipo, funcionamiento continuo del proceso de producción, etc., lo cual, al corto o largo plazo, produce ganancias a la empresa. Si esto funciona bien, se tendrá mejor calidad de energía, por ejemplo, de las empresas distribuidoras de energía en Chile.

De acuerdo a lo informado por SEC (Superintendencia de electricidad y combustibles), indica que medición realizada (en 2010) de los índices de continuidad de suministro mejoraron en un 20%, con respecto al año anterior, uno de los más valorados por la autoridad fiscalizadora.

Para la elaboración del Ranking SEC se consideran tres variables: Índices de Continuidad (interrupciones) que corresponde a un 50% de la nota final; Encuesta a los Usuarios equivalente a un 37,5%; y Reclamos, que representa un 12,5% del total de la calificación

En términos generales, el Ranking 2010, señala que las empresas obtienen una nota promedio (dentro de la escala de 1 a 10) de 7,71, lo que significa un leve incremento de

0,6 puntos en relación al año anterior, donde se promedió un 7,10, lo que equivale a una mejora de un 9,2% respecto al 2009.

Al analizar las notas por variables, el concepto de Índice de Continuidad de Suministro experimenta una mejora de un 20%, pues en el Ranking 2009 la nota fue de 6,39 mientras que en el 2010 llegó a 7,68; en el caso de la Encuesta a los Usuarios hubo un mínimo aumento de 7,88 en el año pasado a 7,96 en este año; y el de Reclamos se experimenta un retroceso desde un 7,24 durante el año pasado a un 7,07 este año.

La empresa que obtiene mejor calificación en el Ranking 2010, es EEPA (Empresa Eléctrica de Puente Alto), con 9,45 como nota general, sumando las tres variables, seguida de COOPELAN (Cooperativa Eléctrica de Los Ángeles), con un 9,44, mientras que las peores fueron TIL TIL (Empresa Eléctrica Municipal de Til Til), con un 4,1 y COOPERSOL (Cooperativa Eléctrica de Socoroma), con 1, pues dicha concesionaria no entregó información. La ubicación de una empresa en el Ranking depende de sus indicadores globales, sin embargo, en el caso de la continuidad del suministro, la SEC realiza las correspondientes formulaciones de cargo y aplica sanciones por los índices individuales de cada alimentador (circuito del sistema eléctrico). Esto se realiza de este modo porque los indicadores globales, al promediar el comportamiento de los alimentadores fuera de estándar con aquellos que sí lo están, no permiten apreciar la real calidad de servicio que recibe el consumidor.

Continuidad

Una de las variables más importante para definir la calidad del servicio es la continuidad del suministro, es decir, la cantidad de interrupciones y la duración de éstas, que la empresa tiene a lo largo del período analizado. En estos términos, la evaluación registró un 14% de alimentadores fuera de estándar (circuitos que no entregaron un buen servicio en algún momento) versus el 18% que se presentó el año 2009.

En cuanto al número de interrupciones en zonas urbanas, cuyo estándar es 3,5 (valor máximo permitido), la empresa mejor evaluada es EEC (Empresa Eléctrica de Colina), con 0,33, mientras que la peor fue ELECDA (Empresa Eléctrica de Antofagasta) con 3,66, El mismo indicador pero en Zona Rural 1, cuyo estándar es 5,0 como valor máximo, ubica a LUZ ANDES con 0,58 como la mejor evaluada, mientras que la peor es TIL-TIL, con una cifra que se sale del indicador. En tanto en Zona Rural 2 (las más alejadas), con un estándar permitido de 8,0, la mejor nota fue para EDELMAG con 0 y la peor EDELAYSEN, con 8,89.

En cuanto al tiempo de duración de las interrupciones, donde en zonas urbanas el estándar es 13 horas máximo de interrupciones anuales, la mejor evaluación la obtuvo la empresa EEPA, con 0,13 horas de interrupción, mientras que la empresa con peor evaluación fue SAESA, con 11.05 horas.

El mismo indicador para la Zona Rural 1, cuyo estándar es 18 horas, ubica en el primer lugar a EMELCA con 0,94 y en el último a TIL TIL con una información fuera de

estándar. En tanto, para la Zona Rural 2, con un estándar máximo permitido de 27 horas, ubicó en primer lugar a EDELMAG, con 0 horas, y en último puesto a EDELAYSÉN, con 42,2 horas.

Encuesta: La Encuesta de Calidad de Servicio ubica en el primer lugar a la empresa COOPELAN con un 9,89 mientras que la peor evaluada es COOPERSOL, con un 1,0.
En cuanto a Calidad de Suministro, la percepción de la gente ubica en primer lugar a COOPELAN y en último a COOPERSOL. En tanto, en Calidad Comercial, la que obtiene mejor nota es COOPELAN y la peor COOPERSOL. Es necesario hacer notar que esta empresa fue la única que no entregó la información requerida por SEC, y por ello, el último lugar que ocupa.

También es importante señalar que apenas un 9% de los encuestados asegura haber puesto un reclamo formal ante la empresa, tras lo cual un 71% de la muestra afirma haber recibido una respuesta, lo cual es bastante aceptable, pues las Empresas Concesionarias tienen la obligación de entregar una respuesta de calidad y en tiempos de 30 días a los reclamos presentados por sus clientes.

Por último, un 73% de la muestra considera que el servicio recibido es conveniente o absolutamente conveniente, cifra muy superior al 53% del año anterior, lo que demuestra que la percepción de la calidad del servicio por el cual se paga, ha ido aumentando este año.

Hoy en día, en las faenas mineras este problema de falta de continuidad de entrega de energía causa pérdidas relevantes a la producción. Por ello, si bien no pueden evitar detenciones por problemas en las generadoras, tratan que los internos sean minimizados, para evitar pérdidas mayores.

Pueden actuar en su red interna de media y baja tensión mejorando la calidad de servicio.

Un ejemplo de aplicación de control de medidas con medidores caseros.
Una forma de explicar el uso de software en sistemas eléctricos de potencia, es mediante el siguiente ejemplo:

La gran mayoría de los sistemas de distribución poseen topologías de tipo radial. Por tanto, es necesario disponer de medidores electrónicos en diferentes puntos del sistema de conexión. Los nodos de análisis pueden ser: transformadores de media y baja tensión, interruptores de potencia, barrajes, entre otros. Entre más puntos se tomen del sistema eléctrico para la identificación y localización de fallas, mayor será la precisión de diagnóstico de discontinuidad en el servicio energético.

Figura 42
Tablero de medidores.

Al igual, los medidores electrónicos, pueden ser implementados directamente en usuarios residenciales e industriales. De ser este el caso, los medidores deben ser instalados directamente en el tablero que contiene los registradores de energía activa, específicamente en el barraje de alimentación de los diferentes circuitos. En la Figura 42 se observa la instalación.

Figura 43
Medidor de energía activa y medidor de continuidad en el servicio de energía eléctrica.

El acondicionamiento del sensor de voltaje que se encuentra alojado en el medidor electrónico, depende del nivel de tensión del nodo de interconexión de la red de distribución local, donde será instalado el prototipo; por lo que, se pueden encontrar diferentes niveles de tensión.

La instalación de los medidores debe realizarse por personal calificado, cumpliendo las normas nacionales e internacionales.

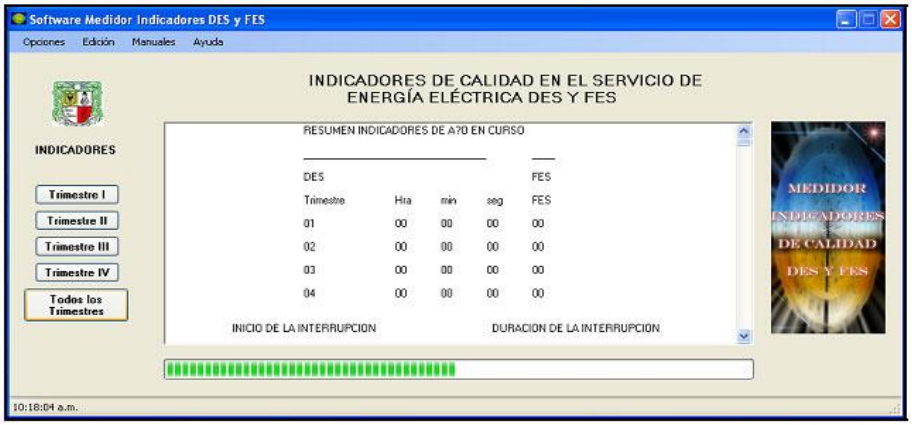


Figura 44
Software "DES y FES".

Dentro de la regulación en algunos países, está establecido que los operadores de red y los comercializadores de la energía eléctrica deben generar reportes de los indicadores DES y FES de manera trimestral, para ser presentados a organismos de control y regulación. En relación a lo anterior, el software cuenta con la posibilidad de observar el historial de ocurrencia de eventos con información de la duración, fecha y localización de la falla en el sistema de los últimos 12 meses. Por tanto, el programa, permite tener una mejor inspección de las características de las interrupciones en los circuitos.

Características de las ondas de tensión y corriente.

Las ondas de tensión y corriente están definidas por las siguientes características principales:

Número de Fases. La fase indica la situación instantánea en el ciclo, de una magnitud que varía cíclicamente.

Amplitud de la onda: la amplitud de una onda es el valor máximo, tanto positivo como negativo, que puede llegar a adquirir la onda sinusoide.

- El valor máximo positivo que toma la amplitud de una onda sinusoidal recibe el nombre de "pico o cresta".
- El valor máximo negativo, "vientre o valle".
- El punto donde el valor de la onda se anula al pasar del valor positivo al negativo, o viceversa, se conoce como “nodo”, “cero” o “punto de equilibrio”.

Frecuencia de la onda: La frecuencia (f) del movimiento ondulatorio se define como el número de oscilaciones completas o ciclos por segundo (f=1/T).

Forma de la onda.
Paradójicamente, hay más problemas y son escasas o no existen personas preparadas o dedicadas a enfrentarlos.

Todos estos elementos deben tenerse en cuenta para la aplicación de software para el diagnóstico de un sistema eléctrico de potencia.

Uso de software.
Se presenta, a continuación, las características técnicas de un medidor de energía modelo *TG Advance* con su software *Total View*, desarrollado por la empresa *Total Ground*.

Características.
- Listado UL, C UL, certificado C-Tick CE.
- Exactitud clase 0.5.
- True RMS, exactitud en perfiles de onda distorsionados.
- Muestreo simultáneo de Volts y Amperes.
- Baja carga de los transformadores (donas).
- Alimentación Auxiliar de amplio rango.
- Relaciones CT, PT programables.
- Analizador de fases integrado.
- Fácil y rápida instalación.
- Auto desplazamiento de pantalla.
- 10 años de respaldo de los datos integrados.
- Tecla Turbo para operación y configuración con un solo botón.
- Gabinete NEMA 4 a prueba de polvo.
- Dimensiones: 30 x 20 x 12 cm.
- Terminales seguras al tacto.
- Fácil configuración mediante teclas en el papel frontal.
- Se pueden ver 3 parámetros al mismo tiempo.
- Barra de Carga Análoga con código de color % AFS.
- Protección con contraseña para los parámetros de inicio.
- Garantía de 1 año.

Características de la pantalla:
- Pantalla alfa-numérica brillante patentada.
- Pantalla de LED brillante de 3 líneas, 4 dígitos por línea (altura de cada dígito 14 mm).
- Pantalla de LED con capacidad de auto-ajuste para:
- Kilo, Mega, Giga.
- Se pueden ver 3 parámetros al mismo tiempo.
- Barra de Carga Análoga con código de color % AFS.
- Protección con contraseña para los parámetros de inicio.

Parámetros de medición:

- Valores RMS (I, V, W, Hz, Fp, Hp).
- Valores Acumulativos (Consumo, Demanda).
- Distorsión Armónica (THDV, THDI).
- Valores de Demanda (P, Wh).

Beneficios:

- Optimiza el uso de demanda.
- Analiza la calidad de potencia.
- Ayuda a balancear la energía.

Software Total – View.

Figura 45
Software Total – View.

Modelo: Micro µeLAN.
TOTAL VIEW cuenta con un software tipo SCADA que monitorea y controla los parámetros eléctricos y de consumo de un sistema.
Cuenta con 2 versiones:

- Estándar: µeLAN.
- Personalizada: eLAN.

Monitoreo Instantáneo tipo MIMICS:

Figura 46
Monitoreo instantáneo.

Muestra los valores medidos de manera instantánea en una ventana en el software (ver Figura).
Gráfica de Comportamiento:

Figura 47
Gráfica.

Muestra el historial de los parámetros que anteriormente se programaron, generando una gráfica con respecto al tiempo).

Alarmas:
El software cuenta con la posibilidad de programar alarmas, las cuales tienen un límite mínimo y máximo, que cuando un evento tiene una carga máxima o mínima activa una alarma.

Figura 48
Indicación de alarmas.

Historiales gráficos:

Figura 49
Gráficas de comportamiento de variables programadas

Muestra los parámetros programados por el usuario que nos da el comportamiento en una gráfica de un tiempo determinado de la variable que se programó.

Reportes:
El *Software µeLAN* crea reportes en formato **EXCEL** para que usuario pueda manipular fácilmente la información; ya sea que la que desee imprimirla, archivarla o mandarla por correo electrónico como archivo adjunto.

Descripción de Comunicación Digital.

Modelo: Comunicación RS 485 ModBUS.

Los medidores digitales multifunción cuentan con un puerto de comunicaciones *RS 485*estándar, capacidad de comunicación mediante protocolo Modbus RTU abierto. Los medidores pueden ser de multi-derivación utilizando un par trenzado RS 485. La tasa de baudios se puede configurar desde los 1200 bps hasta los 19200 bps. (La configuración preferida es de 9600 bps). Canal de conexión serial semi-duplex aislado RS 485.

Compatible con sistemas de gestión de edificios (bms).

- Acceso ya sea a parámetros individuales o a un bloque de parámetros mediante un puerto de comunicación RS 485.
- Se integra con Honeywell, DATS, Siemens Building Technologies y otros paquetes de sistemas de gestión de edificios (BMS).

Tipos de comunicación digital

- Modbus de Comunicación RS 485 de punto único.
- Modbus de Comunicación multipunto RS 485.

Modbus de Comunicación RS 485 de punto único.

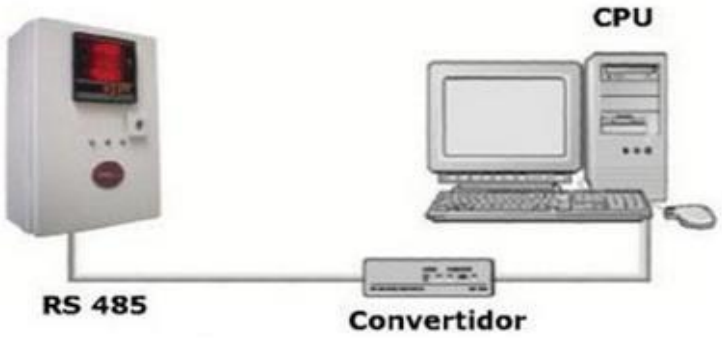


Figura 50
Sistema de comunicación RS 485 de punto único.

Modbus de Comunicación Multipunto RS 485.

Figura 51
Sistema de comunicación RS 485 de multipunto.

Accesorios para mediciones:

Transformadores de corriente.
Generan una transformación de corriente entre el primario y secundario, de modo tal que si tenemos una proporción de 50:1, la corriente se transforma de 50A a 1A. Son necesarios para la medición de la corriente en las líneas eléctricas.

a) b) c)

Figura 52
Tipos de transformadores de medidas a) tipo ventana, b) Tipo núcleo bipartido flexible, y c) Tipo núcleo rígido.

Aplicación:

- Equipos de medición Total View.
- Medición de parámetros eléctricos.

Valores de transformación.

	RELACIÓN	
Tipo Ventana	Mínimo	100/5 A
	Máximo	5000/5 A
Núcleo Bipartido Flexible	Mínimo	300/5 A
	Máximo	3000/5 A
Núcleo Bipartido Rígida	Mínimo	100/5 A
	Máximo	250/5 A

Figura 53
Valores de transformación para transformadores de corriente para uso con el sistema descrito Total View.

1.12 Uso del troubleshooting del medidor

El diagnostico de fallas en las redes de distribución es de gran importancia incluso en las redes de media tensión. Del mismo modo, la identificación y localización de tales eventos es un importante factor para la calidad del servicio. Para el diagnóstico de fallas se emplean algoritmos que consisten principalmente en el cómputo de la impedancia de la línea de falla, basados en el voltaje y la corriente registrados directamente en el alimentador primario. Por lo tanto, se establece una relación entre la impedancia y la distancia de la falla, teniendo presente los parámetros de la línea. Este método es eficiente para los sistemas de transmisión porque permite detectar en un punto preciso la ocurrencia de la interrupción.

Figura 54
Medidor multifuncional electrónico programable por software ACE6000.

Sin embargo, tal algoritmo no es aplicable a redes de distribución, debido a que estas, presentan topologías mucho más complejas, en la cual, la distancia asociada con la impedancia estimada, puede coincidir con diferentes puntos de un sistema ramificado.

Existen varias formas de localizar fallas en sistemas eléctricos a través de medidores eléctricos y sus respectivas colecciones de parámetros de una red o sistema eléctrico. Pueden ser aplicaciones sencillas o complejas, pero ambas apoyadas en la aplicación de computadores.

En la Figura 54 se muestra un medidor multifuncional electrónico programable por software ACE6000, el cual puede ser útil para verificar fallas en el sistema eléctrico en el que está inserto.

Para un seguimiento, por ejemplo, del comportamiento del sector de un troncal o en una planta industrial, se hace un emplazamiento eficiente de sensores de tensión, para localización de fallas, utilizando lógica difusa.

Otro camino es a través de otros algoritmos, que otros fabricantes ofrecen a través de su software. O bien una empresa de ingeniería desarrolla un método específico, como el que se muestra a continuación.

Esquema de monitorización
En primer lugar se desarrolla el esquema que se muestra en la Figura 55, en ella se observa un diagrama de un sistema de distribución, en el cual la subestación principal o alimentador primario (1) está encargada de suplir energía eléctrica a usuarios residenciales (2 y 3) e industriales (8) a través de líneas de distribución (4, 5 y 6) y de un nodo de interconexión (7). Los operadores de red miden la continuidad del servicio de energía directamente sobre la subestación (1).

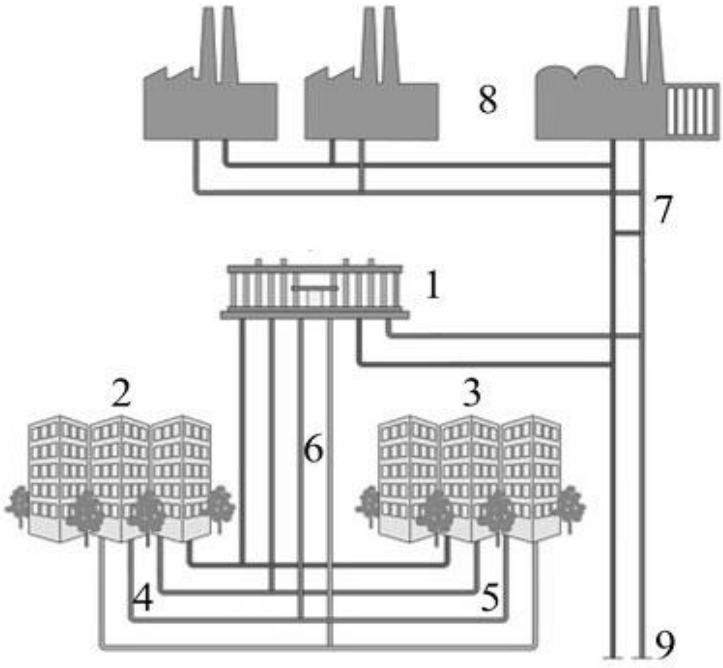


Figura 55

Diagrama del sistema de distribución. 1: Subestación principal en la red de distribución; 2 y 3: Usuarios residenciales; 4, 5 y 6: Red eléctrica de distribución; 7: Nodo de conexión usuarios Industriales; 8: Usuarios industriales; 9: Red principal de distribución.

Entonces, si ocurre una falla en los puntos (4, 5, 6 o 7), esta interrupción no será oportunamente registrada por los medidores de la subestación, debido a que estos solo monitorizan los interruptores que se encuentran alojados en la misma. En consecuencia, los usuarios residenciales e industriales serán los principales afectados por la discontinuidad del servicio, que repercutirá en altas perdidas en productividad,

daño en equipos, productos y procesos. Todo lo anterior, por la tardanza en la identificación y localización de la falla eléctrica, para su posterior re-conexión. Se estima que anualmente Estados Unidos tiene pérdidas superiores a los 25 billones de dólares, por las interrupciones en el servicio de energía, por fenómenos naturales u ocasionados por una mala coordinación o supervisión de los sistemas de transmisión y distribución.
Detección de eventos de tensión.

Se debe censar la componente fundamental de la señal de voltaje al momento de pre-falla y falla, debido a que pueden existir interrupciones permanentes o transitorias. El colapso de una falla presente en el sistema de distribución local, ocasiona cuantiosas pérdidas económicas a los pequeños y grandes consumidores. Por tal razón, el medidor electrónico censa la ausencia de tensión e informa a los especialistas para que se genere un rápido aislamiento, reparación y restauración del servicio energético. Con lo anterior, se mitigarían los altos índices de la duración de las interrupciones presentes en un circuito (DES). Las interrupciones transitorias no se pueden identificar por simple inspección, por tal razón, el medidor electrónico, permite detectar los puntos débiles de los sistemas de potencia, en donde reincide la falla. De esta manera, se logra tener un esquema de regulación, para atenuar los altos índices del indicador de frecuencia equivalente en las interrupciones de un circuito (FES).

Aplicando el sistema de comunicación, en Figura 55, es posible prevenir eventos, anticipando su ocurrencia mediante protocolos propios.

Sistema de comunicación.

A partir de la necesidad de obtener los registros de los medidores en los diferentes puntos de la red de distribución, se debe implementar un sistema de transmisión inalámbrico, adecuado para dar soporte a las necesidades de telemetría. Tal comunicación, es establecida mediante estándares ZigBee, por su bajo costo, soporte para múltiples topologías de red, rango de alcance y bajo consumo de energía.

Este sistema de comunicación, permite obtener un estudio en tiempo real de la información adquirida por el medidor electrónico, frente a un suceso característico en las líneas de distribución. Por tanto, el medidor emite un diagnostico que informa a los especialistas (principalmente a los operadores de las subestaciones) de los eventos de ocurrencia en las redes de distribución local.

Una vez emitido un diagnostico por el medidor; el receptor de la información ubicado en la subestación principal, migrará los datos recibidos hacia el ordenador de la subestación, a través del software. Seguidamente, este programa generará un reporte de la ocurrencia de los eventos con fecha, hora y emitirá la identificación de la línea que ha salido de servicio. Con base en este informe, el operador o el especialista de turno podrá, emitir un diagnostico a seguir para proceder a recuperar el sistema de distribución local. Es decir, restablecer el servicio de energía para los usuarios.

1.12.1 Calidad de energía: armónicos, desbalances, rayos, otros

La calidad de energía eléctrica es un indicador del nivel de adecuación de la instalación para soportar y garantizar un buen funcionamiento de sus cargas. Una perturbación eléctrica puede afectar a la tensión, a la corriente o a la frecuencia. Dichas perturbaciones eléctricas pueden originarse en las instalaciones del usuario, las cargas del usuario o la compañía eléctrica.

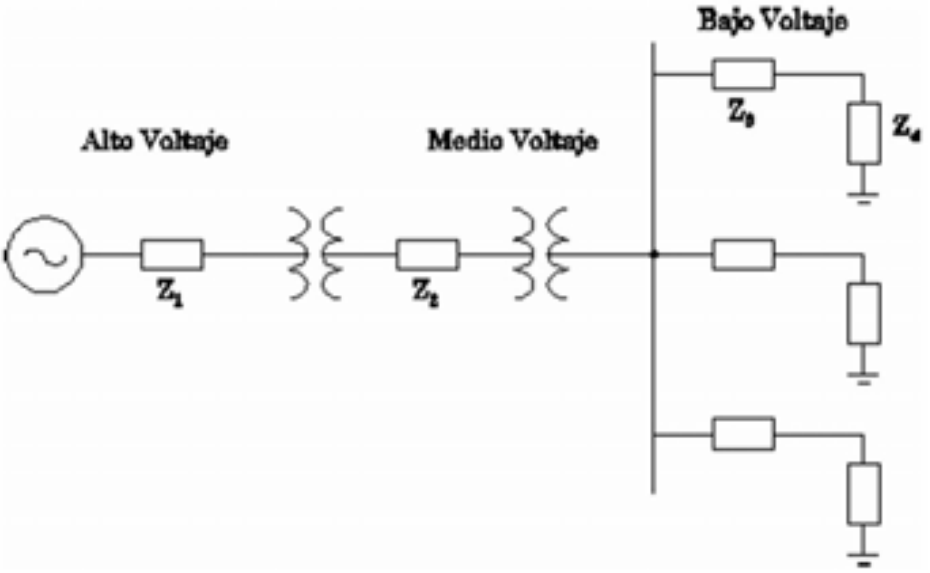


Figura 56
Diagrama unifilar simplificado de la red eléctrica y la conexión con usuarios.

La energía eléctrica representa el principal insumo que mueve al mundo industrial; sin ella, nuestras empresas se detendrían y las economías enteras entrarían en crisis. Por eso es vital saber administrarla.

Aproximadamente el 55% de la energía eléctrica producida es consumida por los sectores comercial e industrial. Por lo tanto el buen uso de la energía eléctrica le permite, a su empresa, ser cada vez más competitiva, en una economía que tiende a la globalización, así el ahorro de energía es una alternativa viable para reducir costos de operación y mejorar los niveles de competitividad dentro del mundo industrial.

La calidad de la energía eléctrica puede definirse como una ausencia de interrupciones, sobre tensiones y deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje RMS suministrado al usuario; esto referido a la estabilidad del voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico.

Asimismo se ha determinado que uno de los problemas más comunes que ocasiona el desperdicio de energía eléctrica en las empresas es la calidad de esta, pues influye en la eficiencia de los equipos eléctricos que la usan.

Actualmente, la calidad de la energía es el resultado de una atención continua; en años recientes esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas de distribución, las cuales por sí solas, resultan ser una causa de la degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Actualmente, el estudio de la calidad de la energía eléctrica ha adquirido mucha importancia y tal vez la razón más importante es la búsqueda del aumento de productividad y competitividad de las empresas. Asimismo porque existe una interrelación entre calidad de la energía eléctrica, la eficiencia y la productividad.

Para aumentar la competitividad las empresas requieren optimizar su proceso productivo mediante:

- Usando equipos de alta eficiencia como motores eléctricos, bombas, etc.
- Automatizando sus procesos mediante dispositivos electrónicos y de computación (microcontroladores, computadores, PLC, etc.).
- Reduciendo los costos vinculados con la continuidad del servicio y la calidad de la energía.
- Reduciendo las pérdidas de energía.
- Evitando los costos por sobredimensionamiento y tarifas.
- Evitando el envejecimiento prematuro de los equipos.

La proliferación de equipos de control y automatización han aumentado los problemas de confiabilidad en la producción. Pues los equipos electrónicos son una fuente de perturbaciones para la calidad de la energía eléctrica pues distorsionan las ondas de tensión y corriente. Por otro lado los equipos de control y automatización son muy sensibles a distorsión o magnitud de la onda de tensión por lo que una variación en la calidad de la energía eléctrica puede ocasionar fallas que paralicen la producción ocasionando tiempo perdido y costos de producción inesperados.

Entonces hay que convivir con el problema y encontrarle soluciones cada vez más óptimas, para lo cual el estudio de los fenómenos de la calidad de la energía es indispensable.

Fenómenos electromagnéticos.

Si tan sólo ayer se prestaba atención a un grupo relativamente limitado de fenómenos, hoy es necesario tomar en consideración un conjunto más amplio de indicadores de calidad, debido a sus efectos sobre el confort, la confiabilidad, el costo, el consumo, la demanda y el diseño de los sistemas de suministro eléctrico.

La tabla Nº 1 muestra una clasificación y las características típicas de los fenómenos electromagnéticos.

Según la Norma IEEE Estándar 1159 de 1995 los fenómenos electromagnéticos pueden ser de tres tipos:

- Variaciones en el valor RMS de la tensión o la corriente.
- Perturbaciones de carácter transitorio.
- Deformaciones en la forma de onda.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	MAGNITUD DE VOLTAJE
TRANSIENTES			
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
INSTANTÁNEAS			
Sag (Valles)		0.5 - 30 cycles	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		0.5 - 30 cycles	1.1 - 1.8 pu
MOMENTÁNEAS			
Interrupciones		0.5 cycles - 3 s	< 0.1 pu
Sag (Valles)		30 cycles - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		30 cycles - 3 s	1.1 - 1.4 pu
VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN			
TEMPORALES			
Interrupciones		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Sag (Valles)		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Swell (Crestas)		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
VARIACIONES DE LARGA DURACIÓN			
Interrupciones sostenidas		> 1 min	0.0 pu
Bajo Voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de Voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
DISTORSIÓN DE FORMA DE ONDA			
Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0.1%
Armónicos	0 - 100th H	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Hendiduras		Estado Estable	
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%
FLUCTUACIONES	< 25 Hz	intermitente	0.1 - 7%
VARIACIONES DE FRECUENCIA		< 10 s	

Clasificación y Características Típicas de los Fenómenos Electromagnéticos.

Características típicas de los fenómenos electromagnéticos.

a) Transitorio impulsivo.

Es un cambio súbito y unidireccional (positivo o negativo) en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos y de frecuencia diferente a la frecuencia del sistema de potencia.

Son de moderada y elevada magnitud pero de corta duración medida en microsegundos. Normalmente están caracterizados por sus tiempos de ascenso (1 a 10 µsec) y descenso (20 a 150 µsec) y por su contenido espectral

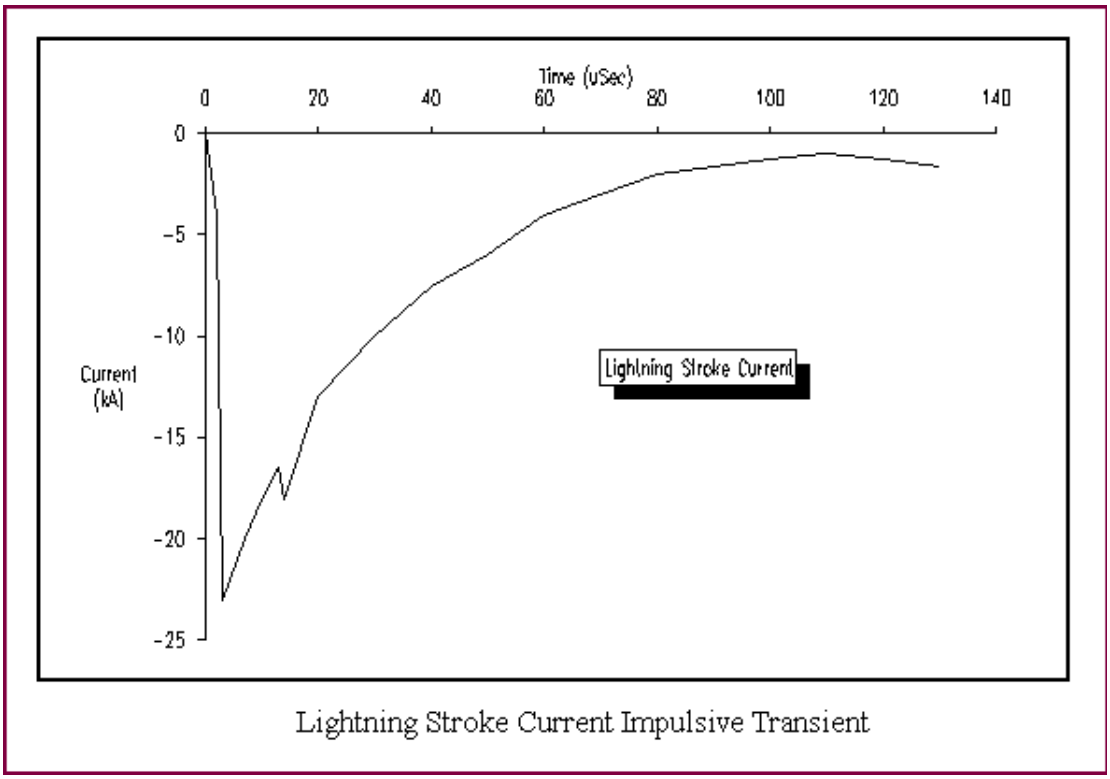


Figura 57
Forma de onda de un transitorio impulsivo.

b) transitorios oscilatorios.

Son un cambio súbito en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos, con polaridades positivas y negativas y de frecuencia diferente a la frecuencia de operación del sistema.

Este tipo de transitorio se describe por su contenido espectral, duración y magnitud. Por su frecuencia se clasifican en: transitorios de alta, media y baja frecuencia.

- Los transitorios oscilatorios con una frecuencia mayor de 500 kHz y una duración típica medida en microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) son considerados transitorios oscilatorios de *alta frecuencia.*

- Cuando la frecuencia se encuentra entre 5 y 500 kHz se considera un transitorio de *frecuencia media*.
- Un transitorio con una frecuencia inferior a 5 kHz, y una duración de 0,3 ms a 50 ms, se considera un transitorio de **baja frecuencia.**

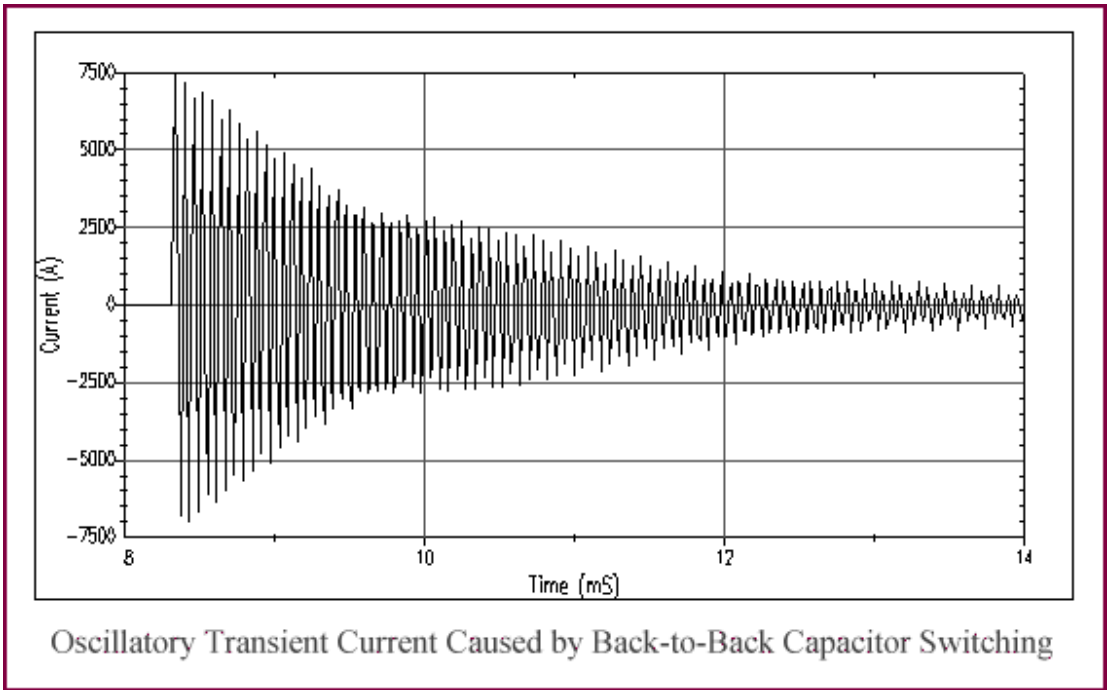


Figura 58
Forma de onda de un transitorio oscilatorio.

¿En qué consiste una perturbación eléctrica?

La duración y magnitud de términos en definen se eléctricas perturbaciones. Pueden variar desde transitorios, que duran microsegundos, a cortes de servicio que se prolongan durante horas.

Cuando se produce una perturbación eléctrica que hace que el suministro supere los límites de operación, es posible los equipos instalados funcionen de forma incorrecta o incluso puedan dañarse. La Figura 59 siguiente, muestra un detallado estudio de los diversos tipos de perturbaciones, desarrollado por APC

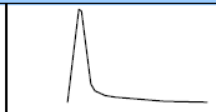
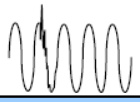
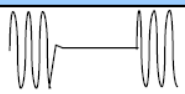
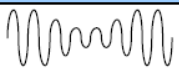
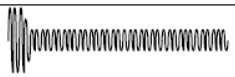
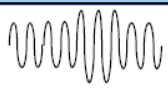
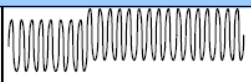
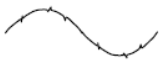
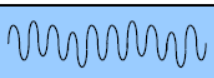
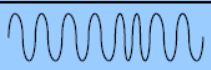
Categoría de la perturbación	Forma de la onda	Efectos	Posibles causas	Posibles soluciones
1. Transitorios				
Impulsiva		Pérdida de datos, posibles daños, paro del sistema	Rayos, ESD, impulsos de conexión, liberación de fallas de la red	TVSS, mantener humedad entre 35-50%
Oscilatoria		Pérdida de datos, posibles daños	Desconexión de cargas inductivas / capacitivas	TVSS, UPS, reactores/bobinas de choque, interruptor de cruce por cero
2. Interrupciones				
		Pérdida de datos, posibles daños, cierre	Conmutación, fallas de la red, disparo de disyuntores, fallas de componentes	UPS
3. Bajada de tensión / subtensión				
Bajada de tensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Cargas de arranque, fallas	Acondicionador de energía, UPS
Subtensión		Paro del sistema, pérdida de datos, cierre	Fallas de la red, cambios de carga	Acondicionador de energía, UPS
4. Aumento de tensión / sobretensión				
Aumento de tensión		Disparo por interferencia, daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, fallas de la red	Acondicionador de energía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
Sobretensión		Daños al equipo/vida reducida	Cambios de carga, falla de la red	Acondicionador de enrgía, UPS, transformadores de "control" ferrorresonante
5. Distorsión de la forma de onda				
Desplazamiento por CC		Transformadores calentados, corriente por falla de masa, disparo por interferencia	Rectificadores, fuentes de alimenación defectuosos	Encontrar el problema y reemplazar el equipo defectuoso
Armónicas		Transformadores calentados, paro del sistema	Cargas electrónicas (cargas no lineales)	Reconfigurar la distribución, instalar transformadores de factor k, usar fuentes conmutadas con PFC
Interarmónicas		Parpadeo de la luz, calentamiento, interferencia de la comunicación	Señales de control, equipos defectuosos, cicloconversores, conversores de frecuencia, motores de inducción, dispositivos de generación de arco	Acondicionador de energía, filtros, UPS
Corte intermitente		Paro del sistema, pérdida de datos	Mecanismos de velocidad variable, soldadores con arco, atenuadores de luz	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, instalar filtros, UPS
Ruido		Detención del sistema, pérdida de datos	Transmisores (radio), equipos defectuosos, masa ineficiente, proximidad a fuente EMI/RFI	Quitar transmisores, reconfigurar puesta a tierra, alejarse de la fuente EMI/RFI, aumentar el blindaje, filtros, transformador de aislamiento
6. Fluctuaciones de tensión		Paro del sistema, parpadeo de luces	Funcionamiento intermitente de los equipos de carga	Reconfigurar la distribución, trasladar las cargas sensibles, acondicionador de energía, UPS
7. Variaciones de la frecuencia eléctrica		Falla del equipo sincrónico. Sin efecto sobre los equipos informáticos	Generadores de reserva regulados en forma ineficiente	Actualizar el regulador del generador

Figura 59
Perturbaciones eléctricas (causas y posibles soluciones).

Los costos producidos por un mal suministro eléctrico pueden ser importantes.

Pérdidas de producción: cada vez que se interrumpe la producción, su empresa pierde dinero porque hay productos que no se pueden fabricar ni vender.

Productos dañados: las interrupciones pueden dañar los productos que están en proceso de fabricación. Esto supone que tengan que ser reprocesados o rechazados.

Costo energético: las compañías eléctricas pueden aplicar penalizaciones por factores de potencia bajos o por picos elevados de consumo.

Armónicos.

Los sistemas eléctricos tienen como finalidad básica, dar atención a los consumidores dentro de padrones de continuidad, grados de adecuación, seguridad aceptables y al menor costo global posible. Evidentemente a pesar de todos los esfuerzos que se vayan a realizar, los sistemas estarán siempre sujetos a problemas que puedan llevar a la interrupción y mala calidad del suministro de energía a los consumidores. Como la energía eléctrica es un insumo para cada uno de los consumidores, la interrupción y mala calidad de esta puede originar serios trastornos, como por ejemplo: perdida de la producción, perdida de la materia prima, ociosidad de las instalaciones y de mano de obra, etc.

Siendo, por tanto, importante que se entiendan los problemas causados por estas interrupciones, así como los costos asociados a estas.

Un problema de calidad de energía, es cualquier fenómeno de origen eléctrico que interrumpe el correcto funcionamiento de los sistemas y equipos eléctricos.

Identificación del problema.

El análisis de las señales armónicas en los sistemas eléctricos de potencia ciertamente no es un tópico moderno, antiguamente la inyección de armónicas al sistema eléctrico solo consideraba a los circuitos rectificadores y los transformadores saturados como fuente de las señales armónicas. Actualmente gracias a una serie de estudios realizados sobre armónicas, se conoce que cualquier carga no lineal produce armónicos es decir, es una verdadera fuente de corriente armónica.

En los sistemas eléctricos de potencia A.C, las corrientes armónicas fluirán por el camino de menor impedancia. Estas armónicas se dividirán de acuerdo a la razón de impedancia de las ramas. Normalmente la fuente de potencia es el camino de baja impedancia, por lo tanto la mayoría de las corrientes armónicas fluirán hacia ella, sin embargo si existen instalaciones de capacitores de potencia, un problema podría ocurrir cuando la reactancia capacitiva de los capacitores de potencia es igual a la reactancia inductiva equivalente del sistema.

La resonancia en paralelo produce una alta impedancia al flujo de corriente cuya frecuencia corresponde a la frecuencia de resonancia. La resonancia en serie produce en cambio un circuito de baja impedancia. La condición de resonancia paralelo puede causar oscilaciones de corriente que son excitadas por la corriente de resonancia en paralelo, Estas corrientes que fluyen a través de impedancias producen voltajes armónicos, produciendo entonces formas de onda de voltaje distorsionado.

Hay que tener presente el acoplamiento inductivo entre las líneas de transmisión de potencia A.C y las líneas telefónicas (verdaderos circuitos abiertos). Este acoplamiento induce voltajes armónicos en los sistemas telefónicos, en los cuales se producen altos niveles de ruido, haciendo prácticamente imposible entender los mensajes telefónicos.

Los sobrevoltajes producidos por las señales armónicas en los sistemas de potencia, pueden producir daños a los bancos de condensadores utilizados ya sea para mejorar el factor de potencia en la barra que se encuentran conectados o como trampa de estas señales armónicas. Estos sobrevoltajes provocan un incremento de temperatura en el dieléctrico, resultando así una disminución de la vida útil de estos equipos.

Dependiendo del nivel de armónicos, la influencia de estas señales en la exactitud de los instrumentos de medición de energía activa o reactiva y factor de potencia, es prácticamente despreciable. Cuando existen condiciones de resonancia, ahí es de verdad cuando los instrumentos de medición son realmente afectados debido a la producción de sobrevoltajes por la presencia de estas señales armónicas.

Los dispositivos tales como voltímetros y relés de sobrecorriente, que funcionan mediante disco de inducción, solo ven circulando la corriente fundamental pero debido a las fases desbalanceadas que son producto de la distorsión armónica, puede producir lo operación errónea de estos dispositivos.

Cuando un banco de transformadores es energizado, una elevada corriente de excitación se produce, el valor de esta corriente puede ser muchas veces la magnitud de la corriente a plena carga. Si un capacitor esta en serie con el transformador cuando ocurre la energización, una condición de resonancia puede ocurrir, la cual produce que persista una elevada corriente. Esta condición es conocida como ferro resonancia.
Las corrientes armónicas pueden ocasionar un excesivo calentamiento en las máquinas rotativas. Las corrientes armónicas de secuencia de fase positiva y negativa, ambas causan calentamiento adicional en el rotor sólido de las grandes máquinas sincrónicas

Mediciones y estándares para el análisis armónico

La norma IEEE 519 es una práctica recomendada para la corrección del factor de potencia y para la limitación del impacto armónico en los convertidores de potencia AC/DC. (Ejemplo; rectificadores e inversores).

Un aspecto fundamental e innovador es la división de responsabilidades de problema de armónicos entre los consumidores y la empresa de suministro de energía. Consecuentemente, ella establece límites de distorsión de tensión en el punto de unión, que son responsabilidad de la concesionaria y límites de distorsión de corriente, en el punto de unión que son responsabilidad del consumidor, Como el problema de armónicos representa siempre características particulares, esa norma propone índices basados en un sistema supuestamente real que no siempre es encontrado en la práctica.

De acuerdo con la norma los índices de calidad de armónicos deben tener significado físico, tener relación con la severidad de los efectos, deben ser simples y prácticos. En tanto como la norma estuvo basada en un sistema ideal, la simple observación de los índices establecidos no es una garantía de la prevención del problema. En realidad, los límites establecidos por la norma deben ser encarados como un primer indicativo a seguir. Excepciones son posibles, más bien deben ser basadas en cuidadosos estudios.

La esencia de la práctica recomendada está relacionada con la calidad de la energía eléctrica en una barra A.C, está contenida en dos tablas. La primera (tabla I), es un límite máximo recomendado en la corriente armónica en el punto donde el convertidor estático de potencia (o cualquier otra carga no lineal) está conectado a la empresa de suministro de energía eléctrica. Este punto se denomina "punto de acoplamiento común" (PCC) y el PCC está indicado en la Figura 60 siguiente.

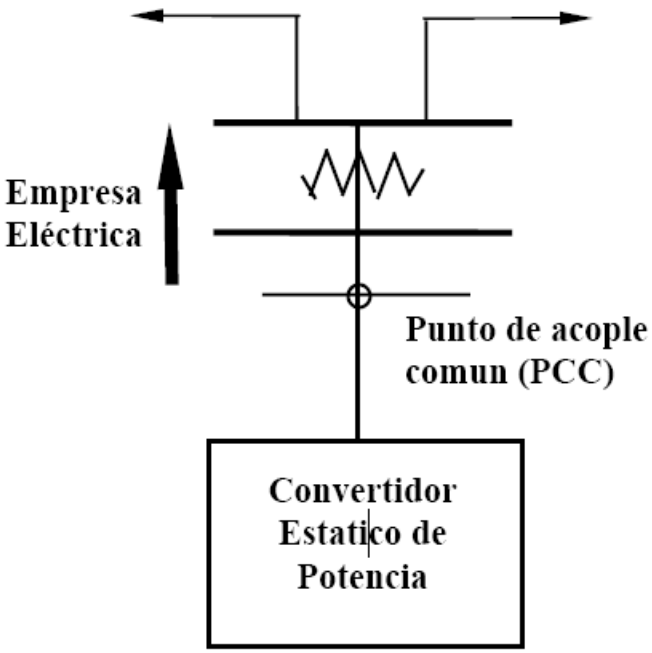


Figura 60
Punto de acople común (PCC).

Los límites recomendados varían en función del porte del consumidor (carga). Esta variación fue expresada en función de la relación de la corriente de cortocircuito en el punto de acople común y la corriente de demanda máxima del consumidor, es importante observar que los límites de distorsión de corriente son normalizados con relación de la corriente de demanda máxima. De esta forma la distorsión de corriente puede ser mayor a la corriente de carga pero inferior a la corriente de demanda máxima Las tablas I y II, las cuales son las principales características de esta norma, desde el punto de vista de los límites de señales armónicas en los sistemas de potencia. Los límites tabulados en la distorsión de corriente están divididos dentro de dos tipos: un límite de distorsión armónica en la banda de frecuencia, y una distorsión armónica total (THD), la limitación en la banda de frecuencia se calcula de la misma forma que el THD, excepto que el numerador contiene solo las amplitudes de las corrientes armónicas en la frecuencia de banda especificada. Los límites de corriente armónica dependen de la "rigidez" en la barra AC en el PCC (Punto de Acople Común). Ésta rigidez es medida en términos de una razón de cortocircuito (SCR) la cual es definida como la división de la corriente de cortocircuito en la barra para la corriente fundamental en la barra.

$$SCR = \frac{I_{SC}}{I^1}$$

La corriente de cortocircuito es fácilmente calculada de un estudio de cortocircuito o del cálculo de:

$$I_{SC} = \frac{1}{|Z^{+}_{PCC}|}$$

Donde X_{PCC} es la reactancia de secuencia positiva en el PCC, vista desde adentro de la red. Esta reactancia es el equivalente Thévenin de la reactancia de la red externa, esta expresión debe ser expresada en por unidad (p.u.).

ORDEN ARMÓNICO					
$\frac{I_{SC}}{I^{1}}$	< 11	11 - 22	23 - 35	> 35	DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL (THD)
< 20	4,0	1,5	1,0	0,5	5,0
20 -49,9	7,0	2,5	1,5	0,8	8,0
50 – 99,9	10,0	4,0	2,0	1,2	12,0
100 - 999	12,0	5,0	2,5	1,5	15,0
> 1000	15,0	8,0	4,0	1,8	20,0

DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE EN %.

En la Figura la distorsión armónica y los límites de THD en el PCC son más bajos para las barras más débiles (SCR pequeño) porque en tales barras el impacto de la distorsión armónica de la corriente, vendría a ser muy grande. En barras rígidas el SCR es alto y el impacto armónico de la corriente de carga en el voltaje de la barra vendría a ser bajo, de ahí que las barras de un gran SCR, los límites de distorsión armónica se vuelven mayores.

	2,3 – 63,9 kV	69 – 138 kV	> 138 kV
VALOR PARA ARMÓNICOS INDIVIDUALES	3,0	1,5	1,0
DISTORSIÓN ARMÓNICA TOTAL	5,0	2,5	1,5

DISTORSIÓN ARMÓNICA DE VOLTAJE EN EL PCC.

La Figura 61 es la segunda característica principal de la norma IEEE 519, esta tabla pone límites recomendados para la distorsión armónica de voltaje en las barras PCC, esta demuestra los límites recomendados en la distorsión de los voltajes armónicos para cada armónico y los límites en la distorsión armónica total. La distorsión armónica para un sólo armónico se escribe en la tabla como una fracción de la amplitud de la frecuencia fundamental. La tabla está dividida en rango de diferentes voltajes de transmisión y distribución, para la tabla II una recomendación adicional se hace en el

documento IEEE 519 de que los sistemas de alto voltaje DC pueden tener hasta un 2% de distorsión armónica total en los terminales HVDC, si es que la red DC puede atenuar los armónicos prioritariamente o alcanzar una barra de carga.

Los límites aplicados son el 3% para cada armónico individual y el 5% para la distorsión total de tensión. Estos valores son definidos como los valores máximos aceptables en el peor de los caso de operación normal con duración superior a una hora.

Valores de distorsión armónica total de tensión 50% mayores son aceptables en condiciones anormales de operación de corta duración como partida de equipamientos y/o maniobras del sistema. Este problema es importante porque el problema de armónicos es un problema de régimen permanente.

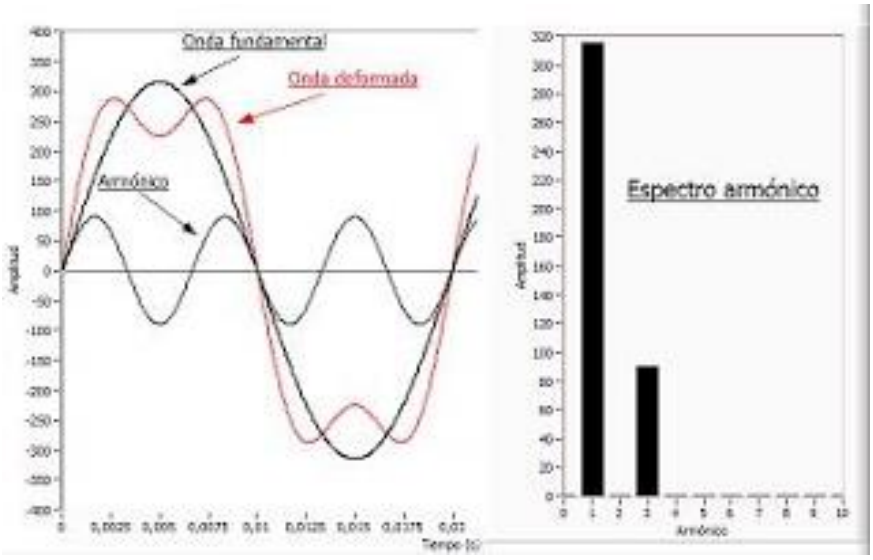


Figura 61
Distorsión de la onda matriz por armónicas.

Es interesante conjeturar hasta donde la responsabilidad recae, para el respaldo de las normas recomendadas. Ciertamente el control de la corriente de carga puede ser solamente responsabilidad del consumidor o del comprador, así la responsabilidad para el cumplimiento de la norma de la tabla I es del usuario, Similarmente la compañía de suministro de energía o compañía cogeneradora, tienen la responsabilidad de mantener la onda de voltaje (tabla II). La situación no es tan simple como anunciar que la corriente debe ser mantenida por el usuario y el voltaje por la compañía de suministro de energía. Es posible que un problema de distorsión armónica ambiental exista a lo largo del sistema de potencia, este puede ser causado por alguna carga distante o por alguna condición resonante no planeada. En este caso un usuario puede tener una carga puramente resistiva y la corriente de carga puede estar distorsionada, porque el voltaje de barra puede estar distorsionado. En algunos casos puede ser algo dificultoso de determinar el último punto de responsabilidad, más allá, si el cumplimiento no ocurre "que recursos pueden tener las varias partes".

La respuesta a esta pregunta recae parcialmente en el hecho de que la documentación de la norma IEEE 519, es solamente una práctica recomendada, seguramente el documento representa el consenso colectivo de los ingenieros, compañías de servicio, el gobierno y los usuarios como un modo recomendado de operación. Si algunas de las partes no se une a la recomendación podría haber recurso legal si es que ocurren daños, afortunadamente la situación rara vez alcanza este escenario ya que la función de la compañía y de la comisión de servicios públicos (gobierno) es resolver o mejorar los problemas llevando al usuario y a la compañía proveedora a un acuerdo.

***Control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia*.**

El tiempo óptimo para la planeación de la calidad de la energía es durante el diseño de construcción; los reajustes son, a menudo, costosos e imprácticos.
Los procedimientos para la evaluación de las perturbaciones provocadas por una carga no lineal en las fases de planificación, pre-operacional y de operación son presentadas a continuación.

a) Construcción de sistemas eléctricos.

*Fase de planeamiento.-*Antes de realizar un estudio más detallado, son necesarias algunas informaciones sobre el comportamiento de la carga especial, tales como característica de la carga, potencia y régimen de trabajo. Esas informaciones deben ser suministradas por el consumidor o por el fabricante del equipo en una fase de negociación que antecede la asignatura del contrato de suministro.

Después de este paso la empresa de suministro debe evaluar la necesidad de realizar estudios de penetración de armónicos tratando de establecer los límites de las corrientes armónicas inyectadas por la carga especial en el punto de entrega, Este estudio sirve también para entregar al consumidor el comportamiento de la impedancia armónica de la red vista desde la barra donde será conectada la carga especial.

El consumidor debe suministrar las corrientes armónicas generadas por los equipos causantes de las distorsiones, las que serán consideradas en el estudio. En el caso en que no se cumplan los límites de tensión por consumidor o los límites de corriente inyectadas en el punto de entrega, el consumidor deberá instalar equipos de filtrado de modo de cumplir con los límites.

En la aplicación de estos límites a una carga especial en fase de implantación, se debe buscar el cumplimiento de los límites por consumidor considerando los estudios de simulación apenas con sólo su presencia en el sistema, o sea despreciando las distorsiones causadas por las demás cargas. En el caso que éste no cumpla los límites, posiblemente será necesario mejorar los dispositivos de atenuación y filtrado de aquella carga.

Después de que está definida la configuración de las instalaciones de la carga especial la empresa deberá realizar estudios de penetración de armónicos para verificar se esas alteraciones topológicas no acarrean problemas para otros consumidores o para el

sistema eléctrico. En caso afirmativo ella debe proponer y negociar medidas correctivas con el consumidor que se está instalando.

Para permitir futuras evaluaciones de las instalaciones de la carga especial, la empresa debe mantener un historial de datos del proyecto, de los equipos de filtrado y de las corrientes armónicas generadas por la carga especial que fueron consideradas en el estudio y servirán de base para su aprobación.

Definidas las medidas correctivas y la verificación de instalación, deben ser establecidos los procedimientos operativos en caso de emergencia del equipo de atenuación de los armónicos, bien como flexibilidades temporales de los criterios. Estos procedimientos deben ser parte de un acuerdo operacional entre la empresa suministradora y el consumidor elaborado por el área de operación de la empresa suministradora.

En este acuerdo deben estar incluidas las responsabilidades de la empresa en la corrección de los problemas que surjan "posteriormente", debido a cambios no previstos en la evolución del sistema. El consumidor debe ser identificado como responsable en el caso de que surjan problemas debido al cambio en las características de sus equipos causantes de distorsión armónica o del equipo de atenuación de las distorsiones.

Para facilitar los procedimientos de medición rutinaria de las distorsiones armónicas en las instalaciones de los consumidores con cargas especiales y en las subestaciones de la propia empresa deben ser realizadas la instalación definitiva de transductores de tensión y de corriente específicos, dedicados a las mediciones de armónicos.

Fase pre-operacional.-Con información actualizada del sistema, la empresa debe hacer un revisión de los estudios de penetración de armónicos con el objetivo de identificar los puntos críticos de la red para efecto de la medición de las tensiones armónicas.

Es recomendable que sean realizadas mediciones antes de la entrada en operación de la carga especial para fines de comparación. Para eso deben ser realizadas mediciones previas en los puntos críticos de la red identificados por los estudios Durante la fiscalización deben ser medidas, además las tensiones en los puntos críticos de la red, las corrientes armónicas generada por la carga especial y las corrientes armónicas inyectadas en el punto de entrega.

Las tensiones armónicas medidas deben ser comparadas con los límites globales definidos anteriormente. Las corrientes armónicas generadas por la carga especial deben ser comparadas con los valores suministrados por el consumidor o adoptadas en los estudios de penetración de armónicos. Las corrientes armónicas inyectadas en el punto de entrega deben ser comparadas con los límites establecidos anteriormente por la empresa de suministro.

Fase de operación.- La verificación de los criterios a través de mediciones no es posible realizarlo en todos los puntos de la red. Pero ese problema puede ser

controlado en parte por la observación de los puntos críticos del sistema identificado por los estudios.

Periódicamente, o siempre que se juzgue necesario, en base a mediciones topológicas actualizadas y en las corrientes armónicas generadas por las cargas especiales existentes en la red, La empresa debe de realizar estudios de penetración de armónicas analizando e identificando los puntos críticos.

En estos puntos deben ser realizados mediciones de los niveles de tensión armónica que deben ser comparados con los límites globales, establecidos anteriormente, que garantizan el nivel de compatibilidad, En el caso de que se superen estos límites se debe proceder con una investigación de las causas, el que puede exigir estudios más detallados o mediciones más específicas en los puntos de conexión de las cargas especiales más significativas.

La empresa se debe reservar el derecho de exigir, siempre que juzgue necesario, la comprobación por los consumidores de la adecuación de sus equipos de filtrados y de las corrientes armónicas generada por sus equipos e inyectadas en el sistema eléctrico. Esa comprobación debe ser hecha a través de mediciones de las cuales la empresa suministradora podrá participar. En caso de que se constate algún desvío, la empresa deberá exigir las debidas correcciones al consumidor.

Cabe a la empresa de suministro adoptar medidas de reducción de los niveles de distorsión armónica, en caso en que la violación de los límites globales no fuera atribuido a un consumidor específico.

b) Diseño de equipo eléctrico y electrónico.

Cualquier equipo electrónico o accionado por electricidad puede diseñarse y construirse para soportar los problemas que más puedan esperarse de calidad de la energía. Los fabricantes de los equipos deben tomar una decisión de negocio para fabricar sus productos de manera que soporten las situaciones que pueden esperarse normalmente. Si un equipo tiene altos márgenes, el costo agregado puede reducir la competitividad del equipo del mercado. Algunos fabricantes ofrecen dispositivos protectores suplementarios a un costo adicional para el cliente. Otros, reconociendo la actual recientemente alerta de sus clientes, están comenzando a agregar ciertas características de mitigación por calidad de energía a sus productos, sacando modelos nuevos y mejorados.

Técnicas de cancelación de armónicos.

a) En Transformadores.

a1) Transformadores conectados en delta.

Pero cuando se cierra la malla, o se conecta un resistor entre sus terminales abiertas, la malla cerrada sirve como "trampa" para las corrientes armónicas. Todas las corrientes

impares que se generan por la corriente de excitación del transformador se suman entre si y forman corrientes de circulación alrededor de la delta, como lo hacen las corrientes fundamentales normales de fase de la delta. Si bien es cierto que la corriente adicional circulante que crean las armónicas se suman a las perdidas óhmicas de potencia de los transformadores. La conexión en delta o malla tiene la ventaja, en los sistemas delta - estrella, de mantener el neutro en el centro geométrico del voltaje de fase y de línea de la estrella del secundario.

a2) Transformadores conectados en estrella.

En los transformadores conectados en estrella no aterrizada, se suman entre si las terceras armónicas y las armónicas de orden de múltiplos impares, que tienden a forzar al neutro para sacarlo de su centro geométrico. Esto ocasiona un desequilibrio de los voltajes secundarios, tanto de fase como de línea. Además como no hay trayectoria cerrada para la circulación de las armónicas tanto en el primario como en el secundario de un transformador conectado en estrella - estrella, las ondas de voltaje de salida también se distorsionan, Por este motivo, prácticamente nunca se usan conexiones en estrella sin aterrizar en sistemas de transmisión y distribución de potencia.

El neutro se mantiene en su centro geométrico si simplemente se conecta a tierra ya sea en el primario o en el secundario, o en ambos. Con ello se tiene un circuito cerrado para cualquier corriente desbalanceada, o corriente armónica al conductor neutro.

b) Convertidores.

b1) Multiplicación de fases.

El termino multiplicación de fases se refiere a la práctica de usar altos ordenes de fase en los circuitos de potencia. La reducción de fase es un método para reducir el impacto armónico de los convertidores. La progresión a un alto orden resulta en un bajo THD en la corriente del convertidor y altas frecuencias que deben ser filtradas. Estas altas frecuencias son fáciles de filtrar debido a que se requieren pequeñas capacitancias e inductancias en el filtro. También las altas frecuencias ocurren a una amplitud baja y esto reduce los requerimientos de filtración.

b2) Filtros armónicos.

El efecto de las corrientes armónicas en la red de alimentación superpuesta, puede reducirse a niveles insignificantes conectando circuitos de filtrado directamente a la parte de baja tensión. Dichos circuitos en resonancia emplean reactancias en serie con los condensadores. Los circuitos en resonancia deben estar sintonizados de tal forma, que presentan una impedancia para las corrientes armónicas individuales que se aproxime a cero y que sea muy reducida en comparación con la impedancia del sistema de suministro de energía. Las corrientes armónicas de los convertidores son absorbidas de esta forma, en gran medida, por los circuitos de filtrado. Solamente un pequeño resto entra en el sistema superpuesto, de forma que el voltaje se distorsiona en menor grado y las interferencias con otras cargas se evitan en gran medida.

Puestos que los circuitos de filtrado representan una carga capacitiva para la frecuencia básica del sistema tráfico toman, además de las corrientes armónicas, también una corriente capacitiva a la frecuencia de la corriente básica, como resultado contribuyen a compensar la potencia reactiva de los convertidores y de otras cargas del sistema.

Desbalance.

En el proceso de elaboración de una reglamentación sobre calidad de servicio en un sistema de distribución de energía eléctrica existen distintos parámetros que califican el desempeño de la red para los cuales deben establecerse valores de referencia que no deberán ser superados. Específicamente cuando se trata de perturbaciones los índices a controlar son los armónicos de tensión y corriente, los huecos de tensión, el flicker y el grado de desbalance en tensión y en corriente.

Ahora trataremos estos últimos, desbalance en tensión y en corriente.

Un sistema trifásico se califica como desbalanceado cuando los módulos de la componente fundamental de las tensiones del sistema no son iguales y/o cuando los ángulos de desfasaje entre las tensiones del mismo no son iguales. El principal motivo para la existencia de redes trifásicas desbalanceadas lo constituye la distribución de cargas monofásicas no equilibradas a lo largo de la red que, a su vez, cambia a lo largo del tiempo dependiendo de la hora del día. Existen otros motivos menores como la diferencia en las impedancias vistas de los conductores debido a que generalmente es prácticamente imposible hacer transposiciones en redes de baja tensión y las asimetrías en las impedancias de los transformadores convencionales.

El desbalance en las redes de distribución provoca pérdidas adicionales por calentamiento así como disminución en la eficiencia de los motores de inducción trifásicos tan frecuentemente utilizados en la industria. Según se establece en la norma IEEE 1159 un desbalance de 3,5% en tensión puede resultar en un 25% de aumento del calentamiento en algunos motores.

De acuerdo a lo expresado en la norma IEC 61000-4-30 el desbalance de tensión se define, utilizando el método de las componentes simétricas, como la magnitud de la relación entre la componente de secuencia negativa con respecto a la componente de secuencia positiva, expresado en por ciento.

Es claro entonces que para la determinación del grado de desbalance de un sistema se debe trabajar con las componentes de secuencia del sistema, para lo cual se deben conocer los módulos y ángulos de desfasaje de las componentes de fase, a menos que se emplee algún método alternativo.

Normativa internacional: definiciones y fórmulas de cálculo.

De acuerdo a la norma IEC 61000-4-30, el grado de desequilibrio se expresa usualmente como muestra la (Fórmula 1), donde V_2 corresponde a la componente de secuencia negativa de la tensión de línea y V_1 corresponde a la componente de secuencia positiva de la tensión de línea.

$$v_2 = 100 \cdot \frac{V_2}{V_1}$$(Fórmula 1)

Las componentes de secuencia se derivan de las componentes de fase a través de la transformación de Fortescue (Fórmula 2).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_{ab} \\ \bar{V}_{bc} \\ \bar{V}_{ca} \end{bmatrix}$$(Fórmula 2)

Donde $a = e^{j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{3}}$

Por lo que para determinar las componentes de secuencia de las tensiones de un sistema trifásico parece estrictamente necesario conocer las tres componentes de fase de las tensiones, así como los ángulos de desfasaje entre ellas. Esto implica que en una campaña de medida donde se deba controlar el desbalance, debería instalarse un equipo que fuera capaz de registrar estos seis parámetros.

A los efectos de simplificar este conjunto de medidas, la norma IEC 61000-4-30 y la norma IEEE 1159 pro ponen fórmulas de cálculo alternativas. Ambas tienden a que sean necesarios menos parámetros para estimar el índice de desbalance, lo cual se logra con distintos grados de exactitud en cada caso.

Fórmula alternativa según IEC 61000-4-30.

En esta norma se propone que para un sistema trifásico el índice de desbalance definido en (1) puede calcularse como (Fórmula 3).

$$v_2 = 100 \cdot \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}}$$ (Fórmula 3)

Donde βse calcula según (Fórmula 4) siguiente:

$$\beta = \frac{V^4_{ab_{fund}} + V^4_{bc_{fund}} + V^4_{ca_{fund}}}{\left[V^2_{ab_{fund}} + V^2_{bc_{fund}} + V^{24}_{ca_{fund}}\right]}$$ (Fórmula 4)

Dónde:

Las tensiones $V_{ij_{fund}}$ corresponden a la componente fundamental de la tensión entre la fase i (ejemplo, fase *a*) y la fase j (ejemplo, fase *b*).

Fórmula alternativa según IEEE 1159.

En este caso el índice de desbalance se estima como la desviación máxima entre el valor de los voltajes de línea y el promedio de los voltajes de línea, dividida entre el promedio de los voltajes de línea, según se expresa en (Fórmula 5) donde los subíndices i y j corresponden a las fases a, b y c.

$$v_2 = 100 \cdot máx\left[\frac{V_{ij} - V_{media}}{V_{media}}\right]$$ (Fórmula 5)

Comparación de las fórmulas alternativas Es claro que en cualquiera de las fórmulas presentadas, para determinar el índice de desbalance es necesario conocer los valores r.m.s de las tensiones de línea del sistema.

La fórmula propuesta por la norma IEEE 1159 no establece específicamente que los valores de tensión necesarios para el cálculo se restrinjan a la componente fundamental.

En el caso de la fórmula propuesta por la norma IEC 61000-4-30 se verificó que para un sistema de tensiones trifásicas con componente directa e inversa no nulas, el cálculo es exacto.

Tomando en cuenta la transformación (Fórmula 2), la fórmula propuesta para el desbalance calculado a partir de las tensiones de línea del sistema da efectivamente la relación U2 U1.

Resulta claro que en el caso que en el sistema de tensiones haya componente homopolar, esto no afecta la fórmula propuesta, dado que la componente homopolar de un sistema compuesto es nula (suma de las tres componentes compuestas).

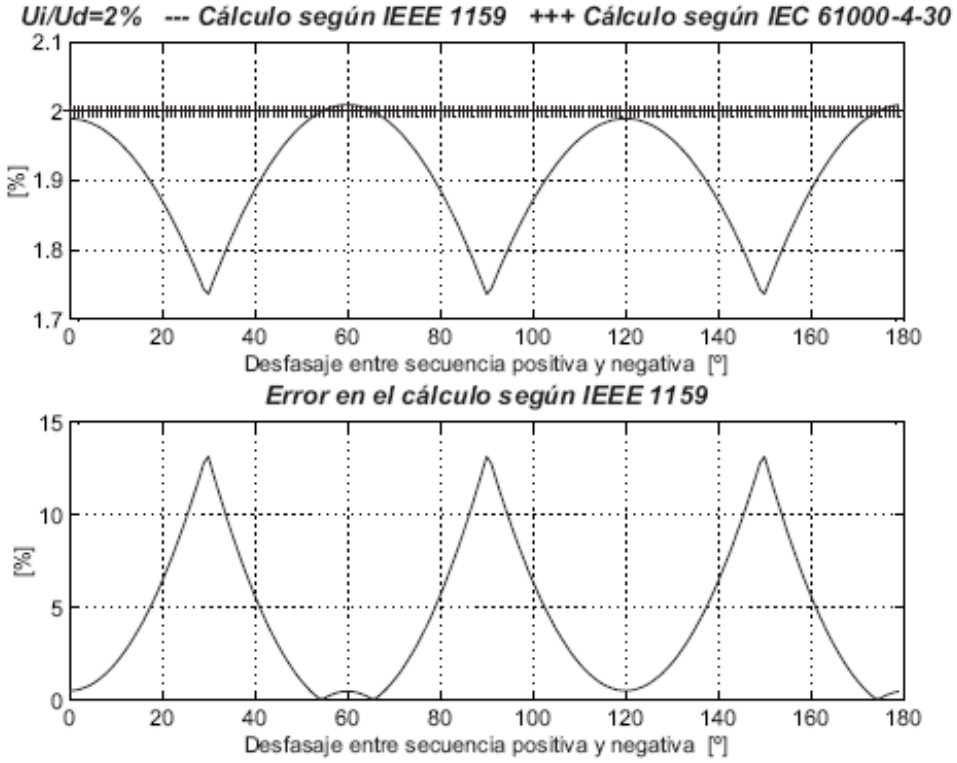


Figura 62
Comparación exactitud de fórmulas IEEE 1159 e IEC 61000-4-30.

A los efectos de evaluar la exactitud de la fórmula propuesta por la norma IEEE 1159 se simuló una situación con un índice de desbalance de acuerdo a (Fórmula 1) del 2% constante con una variación del ángulo de desfasaje entre la componente positiva y negativa de secuencia entre 0 y 2.

Se puede observar que el resultado obtenido es exacto para algunos ángulos de desfasaje, mientras que para otros ángulos de desfasaje el error relativo que se deriva de la aplicación de la aproximación puede llegar hasta un 13 %.

También en la Figura 62 se muestra la simulación para la fórmula alternativa propuesta por la norma IEC 61000-4-30 la cual, como ya se adelantó, da un resultado exacto para cualquier ángulo de desfasaje entre las componentes de secuencia.

Propuestas para el desbalance en los reglamentos de calidad de servicio.

Si bien algunos de los reglamentos de calidad de servicio de los países de la región no tienen en cuenta el desbalance dentro de sus parámetros a controlar (es el caso de

Argentina y Ecuador), muchos otros sí. Más precisamente, los reglamentos de Chile, Colombia, Guatemala, y Bolivia.

En el reglamento de Guatemala, el desbalance se controla a partir de la determinación del Índice de Calidad del Desbalance de Tensión suministrada por el distribuidor que se calcula de acuerdo a (Fórmula 6) donde Vmáx /m´ın son las tensiones máximas y mínimas de las tensiones de fase.

$$ATDT = \frac{3 \cdot [V_{máx} - V_{mín}]}{V_a + V_b + V_c} \cdot 100 \qquad \text{(Fórmula 6)}$$

En el reglamento de Bolivia, se da la definición del índice de desbalance de acuerdo a la (Fórmula 1) y se establece que si el desbalance se determina en forma indirecta, se debe calcular para cada período de 15 minutos el desbalance en función de los valores medidos de las tensiones entre las fases de acuerdo a la (Fórmula 3).

En el caso del reglamento de Chile se establece que a partir de la medida de las tensiones fase-fase o fase-neutro, según corresponda, se deberían determinar las tensiones de secuencia positiva, negativa y cero mediante la transformación de componentes de fase a componentes simétricas.

El reglamento de calidad de servicio de Colombia establece que el índice de desbalance se calcularía partir de la fórmula propuesta en la norma IEEE 1159.

Es evidente que tanto en el reglamento de Bolivia como en el de Chile se llega a resultados exactos en la determinación del índice de desbalance.
En el proyecto de reglamento presentado por la Facultad de Ingeniería a la URSEA en Uruguay, Niveles de Referencia de las Perturbaciones del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, se establece la utilización de la fórmula de cálculo (Fórmula 3) propuesta por la norma IEC 61000-4-30 para la determinación del índice de desbalance en tensión.

***Límite para el índice de desbalance en tensión*.**

La norma europea EN 50160 [4] establece que, tanto para baja tensión como para media tensión, en condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 minutos de la componente inversa de la tensión de alimentación debe situarse entre el 0% y el 2% de la componente directa. Se establece la salvedad, en baja tensión, que en algunas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3% en los puntos de suministros trifásicos.

La norma IEC 61000-2-2, al igual que la norma IEEE 1159, recomienda que el índice de desbalance en un suministro eléctrico no deba superar el 2 %.

En la norma IEC61000-4-30 se establece que el período de medida debe ser de una semana con valores cada 10 minutos y/o cada 2 horas. Una de las metodologías de comparación propuestas establece que uno o más de los valores semanales con 95% de probabilidad (expresada en por ciento) se debe comparar con el valor contractual establecido.

Evidentemente estos límites que establece la normativa internacional son adoptados generalmente por las reglamentaciones de calidad de servicio vigentes. La reglamentación Colombiana adopta explícitamente las recomendaciones de la norma IEEE 1159.

Existen algunos casos, como los reglamentos de Guatemala y Bolivia donde se establecen límites algo mayores a los contemplados por las normas vigentes. En particular, estos países han establecido un límite para el desbalance del 3 %, lo cual parece lógico si se tiene en cuenta que en casi todos los casos hace relativamente poco tiempo que se han empezado a controlar estos índices y la idea general es trabajar hacia el establecimiento de metas alcanzables para los distintos actores de los sistemas eléctricos.

En otros países donde se han adoptado los límites propuestos por la normativa internacional, se han establecido plazos para medir el índice de desbalance sin generar penalizaciones, a los efectos de conocer el nivel general de desbalance del sistema. Es éste el caso del proyecto de reglamento presentado en Uruguay, donde se propone que, luego de un período inicial de ajuste, el desbalance en tensión no debe superar el 2 %.

También existen casos, como en el reglamento Chileno, donde por el momento sólo se propone medir el índice de desbalance para obtener valores estadísticos antes de proponer un límite para este parámetro.

Determinación del límite para el índice de desbalance en corriente.

En toda reglamentación sobre calidad de servicio de la energía eléctrica, en cierto modo se “responsabiliza” al distribuidor por la calidad en la tensión y como contraparte al usuario por la calidad de la corriente.

Resulta evidente que las causas y efectos sobre la tensión y la corriente del sistema no son tan estrictamente separables.

De todas formas, parece necesario que si se establecen límites para el desbalance en tensión, también se deban establecer límites para el desbalance en corriente.

Se asume que la potencia de cortocircuito antes del transformador de distribución es muy grande y que, por lo tanto, el parámetro que influye en los cálculos en el PCC es directamente la impedancia del transformador que conecta el usuario al sistema.

Si se plantean las ecuaciones de este sistema en componentes simétricas se obtiene:

$$\overline{V_1} = \overline{V_f} + \overline{Z_{CC} \cdot I_1}$$ (Fórmula 7)

$$\overline{V_2} = 0 + \overline{Z_{CC} \cdot I_1}$$ (Fórmula 8)

De acuerdo a la definición de desbalance:

$$v_2 = \frac{V_2}{V_1} = \frac{Z_{CC} \cdot I_2}{[\overline{V_f} - \overline{Z_{CC} \cdot I_1}]}$$ (Fórmula 9)

Si la caída en la impedancia Z_{cc} es pequeña, el denominador de la (Fórmula 9) se puede aproximar por V_f, por lo que entonces u_2 queda:

$$v_2 = \frac{Z_{CC} \cdot I_2}{V_f} = \frac{Z_{CC} \cdot k \cdot I_1 \cdot V_f \cdot 3}{V_f \cdot V_f \cdot 3}$$ (Fórmula 10)

Dónde:

$$k = \frac{I_2}{I_1}$$ (Fórmula 11)

Es el desbalance en corriente. Tomando en cuenta que la potencia de cortocircuito Scc se define como (Fórmula 12) y que la potencia aparente del sistema se expresa como (Fórmula 13).

$$S_{CC} = \frac{V^2}{Z_{CC}}$$ (Fórmula 12)

$$S_{CN} = 3 \cdot V_f \cdot I_1$$ (Fórmula 13)

La expresión (Fórmula 10) queda como (Fórmula 14).

$$v_2 \cong k \cdot \frac{S_{CN}}{S_{CC}}$$ (Fórmula 14)

En una red de distribución con su máxima carga, es normal que la relación SCN/SCC sea del orden de 1/20 dado los valores usuales de 5% de la impedancia de cortocircuito de un transformador de distribución.

Si se toma como límite para el desbalance de tensión el valor de 2% propuesto por la norma IEC 61000-2-2, la (fórmula 14) permite concluir que el desbalance máximo en corriente compatible con el desbalance admisible en tensión debe ser 40 %.

Es éste el valor máximo que se propone para el desbalance en corriente para los usuarios en el proyecto de reglamento presentado en Uruguay. A excepción de este caso, en ninguno de los reglamentos de calidad de servicio estudiados se propone limitar el desbalance en corriente, sólo se establecen límites para el desbalance en tensión.

Respecto a la situación normal donde la potencia aparente contratada supera la potencia disponible en virtud de factores de simultaneidad de las cargas que aplica el distribuidor, también es razonable suponer que los desbalances de los diversos clientes de un sistema de distribución compensan mutuamente sus desbalances individuales.

Análisis de metodologías de cálculo para el desbalance en corriente.

Para determinar el índice de desbalance en corriente definido como en (Fórmula 15) en forma precisa se deben determinar las componentes de secuencia para la corriente a partir de las componentes de las corrientes de línea con una transformación análoga a la presentada en (Fórmula 2).

$$i_2 = 100 \cdot \frac{I_2}{I_1}$$ (Fórmula 15)

La normativa internacional no propone fórmulas alternativas para simplificar la determinación del desbalance en corriente.

La fórmula 3 propuesta por la norma IEC 61000-4-30, reformulada para la corriente, proporciona un cálculo exacto del índice de desbalance en corriente si el sistema de corrientes no tiene componente homopolar. Cuando se trata de obtener una expresión similar en un sistema de corrientes con componente homopolar, no se llega a una expresión independiente de los desfasajes entre las corrientes de cada fase y la expresión que se obtiene es sumamente complicada del punto de vista computacional.

En resumen, parece más razonable cuando se quiere hallar el desbalance en corriente, en un sistema con componente homopolar no nula, que se midan los módulos de las

corrientes de fase con sus correspondientes desfasajes y se apliquen las fórmulas de transformación de componentes de fase a componentes simétricas para hallar los módulos de la corriente inversa y directa a los efectos de determinar exactamente el desbalance del sistema.

Rayos.

El rayo es una poderosa descarga natural de electricidad estática, producida durante una tormenta eléctrica; generando un "pulso electromagnético". La descarga eléctrica precipitada del rayo es acompañada por la emisión de luz (el relámpago), causada por el paso de corriente eléctrica que ioniza las moléculas de aire, y por el sonido del trueno, desarrollado por la onda de choque. La electricidad (corriente eléctrica) que pasa a través de la atmósfera calienta y expande rápidamente el aire, produciendo el ruido característico del trueno. Los rayos se encuentran en estado plasmático.

Tipos de rayos más conocidos.
Algunos rayos presentan características particulares; los científicos y el público en general han dado nombres a estos diferentes tipos de rayos. El rayo que se observa más comúnmente es el rayo *streak*. Esto no es más que el trazo de retorno, la parte visible del trazo del rayo. La mayoría de los trazos se producen dentro de una nube, por lo que no vemos la mayoría de los trazos individuales de retorno durante una tormenta.

Figura 63
Secuencia del relámpago, dura 0,32 s.

a) Rayo de nube a tierra.
Es el más conocido y el segundo tipo más común. De todos los tipos de rayos, este representa la mayor amenaza para la vida y la propiedad, puesto que impacta contra la tierra.

Figura 64

Rayo de nube a tierra

El rayo nube a tierra es una descarga entre una nube cumulo nimbus y la tierra. Comienza con un trazo inicial que se mueve desde la nube hacia abajo.

b) Rayo perla.

El Rayo perla es un tipo de rayo de nube a tierra que parece romper en una cadena de secciones cortas, brillantes, que duran más que una descarga habitual. Es relativamente raro. Se han propuesto varias teorías para explicarlo; una es que el observador ve porciones del final de canal de relámpago, y que estas partes parecen especialmente brillantes. Otra es que, en el rayo cordón, el ancho del canal varía; como el canal de relámpago se enfría y se desvanece, las secciones más amplias se enfrían más lentamente y permanecen aún visibles, pareciendo una *cadena de perlas* y raramente se elevan en el cielo esparciendo una luz a lo largo del rayo.

c) Rayo *Staccato.*

El rayo s*taccato* es un rayo de nube a tierra, con un trazo de corta duración que aparece como un único flash muy brillante y a menudo tiene ramificaciones considerables.

d) Rayo bifurcado.

Rayo bifurcado es un nombre, no uso formal, para rayos de nube a tierra que exhiben la ramificación de su ruta.

e) Rayo de tierra a nube.

El rayo tierra a nube es una descarga entre la tierra y una nube cúmulo nimbus, que es iniciado por un trazo inicial ascendente; es mucho más raro que el rayo nube a tierra. Este tipo de rayo se forma cuando iones cargados negativamente, se elevan desde el suelo y se encuentran con iones cargados positivamente en una nube cúmulo nimbus. Entonces el rayo vuelve a tierra como trazo.

f) Rayo de nube a nube.

Este tipo de rayos pueden producirse entre las zonas de nube que no estén en contacto con el suelo. Cuando ocurre entre dos nubes separadas; es llamado *rayo inter-nube* y cuando se produce entre zonas de diferente potencial eléctrico, dentro de una sola nube, se denomina *rayo intra-nube*. El rayo Intra-nube es el tipo que ocurre con más frecuencia. Existe un fenómeno en la naturaleza muy poco conocido, al cual se le ha dado el nombre de centella, bolas de luz o bolas de fuego. Éstas son esferas luminosas tan brillantes como las lámparas fluorescentes. El tamaño de las esferas varía de algunos centímetros a varios metros de diámetro.

Figura 65
Rayo de nube a nube.

Pueden tomar cualquier coloración, aunque el violeta y el verde son muy raros. El fenómeno toma cuerpo en condiciones especiales y su materialización es instantánea. Algunas veces parece que el destello es continuo y, otras, intermitente. Las centellas pueden viajar paralelamente a lo largo de un conductor, cerca de una sustancia aislante, o en el seno mismo del aire. El fenómeno puede durar de unos cuantos segundos a varios minutos. Algunas centellas se desvanecen poco a poco y otras desaparecen abruptamente y, en ocasiones, explotan.

El elemento más eficiente usado para proteger las instalaciones y personas son los pararrayos.

Pararrayos.
Un pararrayos es un instrumento cuyo objetivo es atraer un rayo ionizando el aire para excitar, llamar y conducir la descarga hacia tierra, de tal modo que no cause daños a las personas o construcciones. Fue inventado en 1752 por Benjamín Franklin. El primer modelo se conoce como «pararrayos Franklin», en homenaje a su inventor.

El objetivo principal de estos sistemas es reducir los daños que puede provocar la caída de un rayo sobre otros elementos. Muchos instrumentos son vulnerables a las descargas eléctricas, sobre todo en el sector de las telecomunicaciones, electromecánicas, automatización de procesos y servicios, cuando hay una tormenta con actividad eléctrica de rayos.

Casi todos los equipos incluyen tecnologías electrónicas sensibles a las perturbaciones electromagnéticas y variaciones bruscas de la corriente. La fuente más importante de radiación electromagnética es la descarga del rayo en un elemento metálico o, en su caso, en un pararrayos. Las instalaciones de pararrayos generan pulsos electromagnéticos de gran potencia cuando funcionan.

Figura 66
Pararrayos dinámico moderno de tecnología avanzada.

Las instalaciones de pararrayos consisten en un mástil metálico (acero inoxidable, aluminio, cobre o acero) con un cabezal captador. El cabezal tiene muchas formas en función de su primer funcionamiento: puede ser en punta, multipuntas, semiesférico o esférico y debe sobresalir por encima de las partes más altas del edificio. El cabezal está unido a una toma de tierra eléctrica por medio de un cable de cobre conductor. La toma a tierra se construye mediante picas de metal que hacen las funciones de electrodos en el terreno o mediante placas de metal conductoras también enterradas.

En principio, un pararrayos protege una zona teórica de forma cónica con el vértice en el cabezal; el radio de la zona de protección depende del ángulo de apertura de cono, y éste a su vez depende de cada tipo de protección. Las instalaciones de pararrayos se regulan en cada país por guías de recomendación o normas.

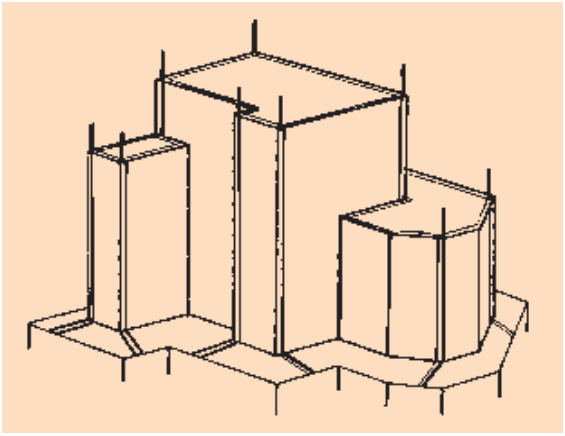


Figura 67
Protección con pararrayos simples.

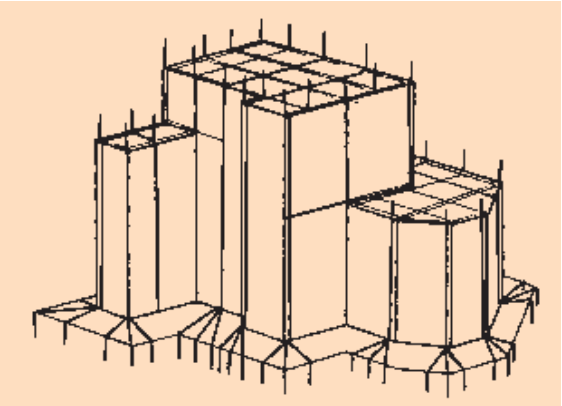


Figura 68
Protección con pararrayos tipo jaula de faraday.

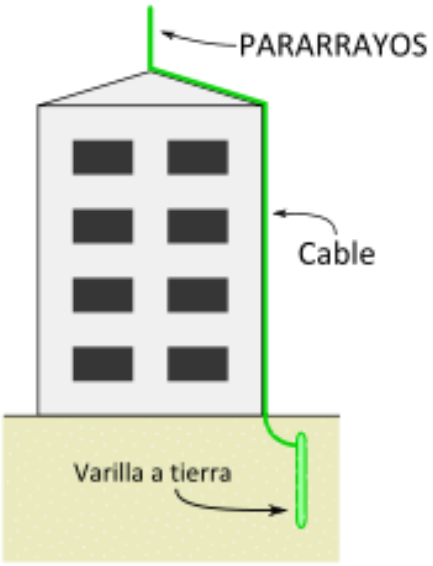


Figura 69
Esquema de la estructura y el funcionamiento de un pararrayos.

Actividad N°1

Medidores de Energía

Introducción a la actividad

La siguiente actividad está diseñada para que el participante realice un acabado conocimiento de las partes componentes de un medidor de energía monofásico y trifásico.

Estrategias metodológicas para el instructor

Las estrategias son los procedimientos y/o recursos utilizados para promover el aprendizaje a través de las actividades.

Explicación demostrativa vía plataforma web.	
Explicación demostrativa en aula.	√
Recurso audiovisual.	
Propuestas de situaciones problemáticas.	√
Formulación de preguntas.	√

Identificar placa de datos, componentes y conocer e identificar medidores de energía monofásicos y trifásicos, y ponerlos en servicio con carga resistiva.

Objetivos del aprendizaje

- Conocer, programar, instalar y diagnosticar un medidor monofásico y un medidor trifásico.

Descripción de la Actividad

El instructor podrá realizar esta actividad en grupos o en pares, según disponibilidad de medidores.

Solicitará a los participantes que observen y cumplan con todas las medidas de seguridad para la tarea.

Solicitará a los participantes que realicen copia de la placa de datos (Tabla Nº 1) de los medidores de ambos tipos. Este análisis debe quedar reflejado en un informe técnico para que el instructor lo evalúe.

Requerirá que los participantes armen en Laboratorio los medidores de energía con cargas resistivas monofásicas y trifásicas, según número de fases del medidor, y tomar

medidas según Tabla Nº 2. Será usada diagramas analizados en clase anterior para armar ambos tipos de medidores de energía.

Materiales y Recursos

- Medidores de energía monofásicos electromecánicos y trifásicos electrónicos programables.
- Medidores de energía didácticos (desarmables) monofásico y trifásico
- Amperímetro de tenazas
- Tester con escala de 400Vac.
- Set de herramientas como desarmadores y alicates.
- Lab – Volt o similar.
- Extensiones eléctricas con enchufes hembra macho monofásicos y trifásicos.´
- Cables con pinzas terminales, apto para 400Vac y corriente previamente calculada.
- Linterna (para ver datos de placa e identificar piezas de medidores).

Seguridad:

En todas las actividades de taller es necesario recordar los siguientes aspectos de seguridad:

- Uso obligatorio de implementos personales de seguridad dentro de taller**:**
    - Casco
    - Lente de seguridad (claros en Laboratorio) y negros en actividades con exposición al sol.
    - Zapatos de seguridad para electricista
    - Guantes de cabritilla
    - Chaleco reflectante
    - Protector auditivo. Si aplica.
- Identificar riesgos asociados a la trabajo a realizar.
- Consultar al instructor a cargo respecto a cualquier duda
- Al finalizar el taller dejar todo limpio y ordenado.
- Trabajar en ambiente ventilado

Desarrollo de la actividad

Los participantes con los medidores didácticos, deberán realizar una inspección visual para anotación de datos de medidores en tabla Nº 1 (una para cada medidor). Se hará desarme para identificar componentes internos paso a paso, con fotografías. Esto será parte del Informe Técnico.

Tabla Nº 1.

Tabla de Datos de Medidor de Energía Eléctrica.	
Fabricante	
Modelo	
kWh actual	
Nº Fases	
Tensión	
Corriente	
Corriente Máxima	
Tipo	
Código	
Clase	
Nº de Serie	
Año Fabricación	
Otros datos:	

Posteriormente con los medidores monofásicos y trifásicos, realizar el siguiente procedimiento:

- Realizar diagrama de conexionado de ambos medidores de energía con cargas resistivas. Debe traerse preparado de clase anterior y aprobado por el instructor.
- Comprobar correcta instalación de medidores de energía monofásicos y trifásicos. Usar equipo Lab Volt o similar.
- Conectar cargas resistivas a ambos medidores, con cargas balanceadas.
- Aplicar energía 220V a medidor monofásico y 380V a medidor trifásico.
- Anotar mediciones de ambos medidores, para diferentes cargas resistivas. Efectuar, cada vez, mediciones de corriente y voltaje con amperímetro de tenaza y tester en escala mínima de 400Vac.
- Escribir informe técnico con las actividades y conclusiones de las conexiones realizadas.

Los participantes deben llenar el informe técnico con todas las acciones que realizaron. De estas mediciones, además del conocimiento base que es el conocer y realizar medidas eléctricas con medidores de energía, se puede ver la ventaja de la corriente alterna trifásica sobre su similar monofásica.

Tabla Nº 2

Medida Nº	Equipo	Fase R		Fase S		Fase T		Carga (Ω)
1	Medidor monofásico (kWh)							100
	Medidor trifásico (kWh(							100
	Amperímetro AC (A)							100
	Tester Esc. 400-600Vac (V)							100
2	Medidor monofásico							80
	Medidor monofásico							80
	Amperímetro AC							80
	Tester Esc. 400-600Vac							80
3	Medidor monofásico							60
	Medidor monofásico							60
	Amperímetro AC (A)							60
	Tester Esc. 400-600Vac (V)							60
4	Medidor monofásico							40
	Medidor monofásico							40
	Amperímetro AC (A)							40
	Tester Esc. 400-600Vac (V)							40
5	Medidor monofásico							20
	Medidor monofásico							20
	Amperímetro AC (A)							20
	Tester Esc. 400-600Vac (V)							20

Antecedentes aportados por instructor:

Fórmulas para cálculo de potencia y energía eléctrica. Verificar diagramas de conexionado de medidores de energía.

Descripción de funcionamiento de ambos medidores.

Será parte del informe describir el funcionamiento de ambos medidores.

Cierre y Conclusiones

1 Los participantes, según las mediciones antes realizadas pueden concluir que, por ejemplo, para una misma carga por fase, la corriente es menor en corriente alterna trifásica.
2 La calibración de los medidores, en realidad es una comparación y el método.

Consejo Minero
Dirección: Apoquindo 3500, Piso 7, Las Condes, Santiago.
Teléfono: (562) 2347 2200
www.ccm.cl

AngloAmerican

ANTOFAGASTA MINERALS

BARRICK

bhpbilliton
resourcing the future

CODELCO
Orgullo de Todos

COLLAHUASI

FREEPORT-McMoRan
COPPER & GOLD

GLENCORE

KGHM
POLSKA MIEDŹ S.A.

LUMINA
COPPER CHILE

Teck

YAMANAGOLD