



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

*Analizador de Calidad de Energía Eléctrica*

**TESIS**

Para obtener el grado de:

Ingeniero Eléctrico Electrónico

Presentan:

**García Puebla Leonardo  
Alejandro Gilberto Perea Cruz**

Ciudad Universitaria, Febrero 2008

# *Analizador de Calidad de Energía Eléctrica*

Este trabajo de tesis se ha realizado de acuerdo al planteamiento en el Proyecto PAPIME EN102504 titulado Laboratorio Piloto de acceso local y remoto basado en Instrumentación Virtual cuya responsable es la Ing. Gloria Mata Hernández

## Autores

García Puebla Leonardo  
Email: [leonismex@hotmail.com](mailto:leonismex@hotmail.com)  
Teléfono: 5753 2355 y 04455 2705 6986  
Carrera: Ing. Eléctrica – Electrónica

Perea Cruz Alejandro Gilberto  
Email: [ag.perea@gmail.com](mailto:ag.perea@gmail.com)  
Teléfono: 5397 9018 04455 2219 7656  
Carrera: Ing. Eléctrica – Electrónica

## ***Dedicatorias***

*Dedico la culminación de este gran proyecto a:*

*Dios, el impulsor de mis sueños y deseos, creador de esta maravillosa e invaluable vida en la que día a día me aventuro a experimentar y a poner en práctica los dones que me ha regalado.*

*A Martha y Rogelio, mis padres quienes en todo momento me brindaron su apoyo y dedicación, y que siguen siendo los pilares de mi andar por la vida con sus valiosos consejos y enseñanzas.*

*A mis hermanos: Alejandrina y Oscar con quienes tengo la dicha de disfrutar de la hermandad.*

*A mí futura y adorada compañera, a quien espero para compartir las dichas de la vida.*

*A mí estimado amigo Alejandro Gilberto por su amistad y con quien he podido compartir muchas experiencias durante todo este tiempo.*

*A todas y cada una de las personas: familiares, amigos, profesores y colegas, quienes durante todo este tiempo han contribuido en fortalecer a la persona que ahora soy*

***Leonardo García Puebla***

*Dedico la finalización de este nuestro primer libro a:*

*Mi mamá, quien además de regalarme la oportunidad de vivir puso esfuerzo, sacrificio y comprensión por delante para que siempre me sintiera apoyado.*

*A mis tíos Flor y Polo, sin quienes nada de esto habría sido posible y que con su apoyo, a veces callado, a veces no, ayudaron enormemente a que mis ideas y deseos sigan siendo alcanzables.*

*A mi familia completa, que siempre ha confiado en mí, con quienes he tenido la oportunidad de vivir y compartir un sin número de alegrías y de quien todos los días siento su incondicional cariño.*

*A mis amigos: aquellos que desde hace ya varios años permanecen conmigo, brindándome mucho más que consejo y compañía y que por incontables razones quiero, admiro y respeto. Gracias por la oportunidad de conocerlos y permitirme aprender de ustedes.*

***Alejandro Gilberto Perea***

## ***Agradecimientos***

*A nuestra asesora la Ing. Gloria Mata Hernández, por su interés y dedicación en la edición de este trabajo, así mismo por la confianza incondicional que en todo momento nos brindó.*

*Al grupo de ingenieros de la Facultad de Ingeniería que son miembros del jurado, por sus acertados comentarios y sugerencias para la culminación de este trabajo.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México, por la invaluable formación que durante todo este tiempo nos proporcionó y a la cual es un honor y profundo orgullo pertenecer.*

*A la Facultad de Ingeniería, que nos ha brindado las bases para alcanzar una vida de bien, nos dio abrigo en todo momento y será por siempre nuestra casa, en especial a todos nuestros profesores quienes aportaron con sus conocimientos a nuestra formación profesional y personal.*

*A los integrantes del Canal Cultural con quienes hemos crecido académica y profesionalmente y tuvimos, tenemos y tendremos un sin número de agradables experiencias que son testimonio de una invaluable amistad.*

*A nuestros compañeros de la generación 2001-2006, por su amistad, apoyo y estímulo durante el tiempo en que tuvimos el agrado de convivir y aprender de ellos.*

## CONTENIDO

Prólogo	4
1. Introducción	5
2. Conceptos básicos	9
2.1 Un breve esbozo del estudio de la Calidad de la Energía Eléctrica	9
2.2 Normas internacionales	11
2.3 Fenómenos electromagnéticos comunes	14
2.3.1 Transitorios	16
2.3.1.1 Impulso transitorio	16
2.3.1.2 Transitorio oscilatorio	16
2.3.2 Variaciones de corta duración	17
2.3.2.1 Interrupción	17
2.3.2.2 Caídas de tensión de corta duración (Sags ó Dips)	18
2.3.2.3 Incrementos de tensión de corta duración (Swells)	18
2.3.3 Variaciones de larga duración	19
2.3.3.1 Sobre-tensiones	19
2.3.3.2 Bajo-tensiones	19
2.3.3.3 Interrupciones sostenidas	19
2.3.4 Desbalances de tensión	20
2.3.5 Distorsión de la forma de onda	20
2.3.5.1 Existencia de Componente de CD (Offset)	21
2.3.5.2 Armónicas	21
2.3.5.2.1 ¿Qué son las armónicas?	21
2.3.5.2.2 Principales productores de armónicas	23
2.3.5.2.3 Efectos de la distorsión armónica en los equipos y elementos del sistema eléctrico	24
2.3.5.2.4 Límites de distorsión armónica y factor de distorsión	26
2.3.5.2.5 Interferencia telefónica	27
2.3.5.3 Interarmónicas	28
2.3.5.4 Muescado (Notch)	28
2.3.5.5 Ruido	29
2.3.6 Fluctuaciones de tensión y parpadeo (Flicker)	29
2.3.7 Variaciones de la frecuencia	30
2.3.8 Monitoreo de la Calidad de la Energía	31
2.3.8.1 Objetivos del monitoreo	31
2.3.8.2 Técnicas de medición	33
2.3.8.2.1 Panorama general de los transductores	34
2.3.8.2.2 Tipos de transductores	34
2.3.8.3 Nivel de información requerida para resultados representativos	38
3. Diseño del Analizador de Calidad de Energía Eléctrica	41
3.1 Arquitectura general	41
3.2 Acondicionamiento por hardware	44
3.2.1 Elementos que conforman la interfaz de hardware	45
3.2.2 Interfaz de hardware entre la carga y el equipo de adquisición de datos	46

3.2.3 Acoplamiento y circuito de protección	50
3.2.4 Adquisición de señales analógicas	54
3.3 Diseño de software	57
3.3.1 Lenguaje de programación empleado	57
3.3.2 Descripción de los algoritmos implicados en el desarrollo del software	58
4. Descripción de las interfaces gráficas del ACEE	91
5. Pruebas efectuadas al sistema y análisis de resultados	102
5.1 Carga resistiva	102
5.2 Carga inductiva	116
5.3 Análisis de línea	122
5.4 Otras pruebas	123
6. Conclusiones	128
 Apéndices	
A. Descripción del software Lab View® de National Instruments®	130
B. Manual de operación	132
C. Definición de términos básicos	138
D. Investigación de mercado en relación a equipos de medición empleados para el monitoreo de la Calidad de la Energía Eléctrica	145
E. Referencias Bibliográficas	156

## ***PRÓLOGO***

Como primera parte de este trabajo, se presenta una breve introducción en la cual se comenta qué se entiende por calidad de energía eléctrica, así como cuales son algunas de las razones que existen para considerar la importancia de su estudio.

Junto con el crecimiento del interés en estos temas ha venido también una gran cantidad de intentos para acuñar diferentes términos que ayuden a describir los diferentes fenómenos electromagnéticos relacionados con el tema, sin embargo, en muchos sectores de la comunidad relacionada con la electricidad y la electrónica han surgido diversas terminologías que describen los mismos fenómenos, lo cual ha hecho más difícil la interacción y estudio de estos tópicos.

Ante tal situación, el segundo capítulo está dedicado a dar una breve presentación de los términos que se abordan en el presente trabajo y en la industria, buscando obtener una herramienta que posibilite la homogeneidad requerida.

En el tercer capítulo se presentan las etapas involucradas en el diseño del analizador desarrollado, partiendo de la etapa de hardware diseñada para después describir las diferentes partes del software, presentando sus respectivas justificaciones teóricas. En ambas etapas se abarca la explicación de los métodos seguidos para llevar a cabo el acondicionamiento de las señales obtenidas, que se hicieron necesarias en virtud de las características de hardware con que se contó para el desarrollo del sistema.

En el cuarto capítulo se presenta una descripción de las interfaces de usuario, de la información presentada y de su disposición en las citadas interfaces.

En el quinto capítulo se describen las pruebas realizadas para validar el funcionamiento del sistema desarrollado realizando la comparación entre las lecturas obtenidas por el mismo y las que se obtuvieron mediante instrumentos de laboratorio, además de resultados a partir de cálculos teóricos, para progresivamente efectuar el debido análisis de ellos.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas a partir de las pruebas realizadas y el análisis efectuado de los resultados de las mismas, haciendo hincapié en la consecución de los objetivos planteados en primera instancia.

Como apéndices se presentan en primer lugar una breve descripción del software Lab View® de National Instruments®, con la finalidad de familiarizar al lector con dicha herramienta en el caso de que no haya tenido un acercamiento previo; en segundo lugar se presenta el manual de instalación con las instrucciones básicas para la instalación del sistema desarrollado, posteriormente se incluye un glosario de términos básicos, una investigación de mercado con el fin de conocer la oferta técnica y económica para equipos empleados en el monitoreo de la calidad de la energía eléctrica y por último un listado de las referencias bibliográficas.

## 1. INTRODUCCIÓN

El término "calidad de energía eléctrica" se emplea para describir las variaciones en parámetros eléctricos tales como alteraciones en la tensión, corriente y frecuencia de un sistema eléctrico. La adecuada calidad de energía asegura la continuidad y la confiabilidad de operación del equipo conectado al sistema eléctrico, mientras que una deficiencia en ella puede ocasionar problemas como sistemas de control electrónico que se detienen inesperadamente, reinicio de los sistemas de manera frecuente, sobrecalentamiento de transformadores y fallas variadas en máquinas eléctricas y sistemas eléctricos por mencionar solo algunos.

Una inadecuada calidad de energía puede originarse debido a las deficiencias en la línea que alimenta la instalación, a una inapropiada instalación eléctrica, a la interacción con cargas electrónicas contenidas en alguna otra parte del sistema eléctrico, o simplemente a la incorporación o retiro intempestivo de cargas y equipos del sistema eléctrico.

El creciente desarrollo de los sistemas electrónicos ha traído consigo la aparición de nuevos equipos, principalmente aquellos que contienen dispositivos semiconductores (controladores de velocidad, computadoras, rectificadores, UPS<sup>1</sup>, etc.) que constituyen cargas no lineales ocasionando que el tipo de carga que anteriormente soportaba el sistema eléctrico (tradicionalmente cargas resistivas, inductivas, capacitivas y sus combinaciones) se vea afectada.

Dichas cargas contribuyen con perturbaciones en el sistema eléctrico modificando la tensión y la corriente en cuanto a su forma de onda, valores nominales, frecuencia, %THD (Distorsión Armónica Total), factor de potencia, generación de armónicos, por mencionar solo algunos. Dichas perturbaciones anteriormente no se estudiaban por la simple razón de que no se presentaban o que sus efectos no eran realmente muy perceptibles. Lo anterior ha detonado el interés en el estudio de la calidad de la energía eléctrica en los años recientes.

El estudio de la calidad de la energía eléctrica, es fundamental para identificar y solucionar problemas en sistemas de potencia. Por ejemplo, sabemos que cuando la señal de la tensión suministrada tiene una forma senoidal prácticamente ideal, su frecuencia es de 60 Hz, su valor eficaz no varía fuera de cierto rango reducido, no tiene interrupciones y su factor de cresta es de  $\sqrt{2}$ , por lo tanto se puede concluir que dicha señal pertenece a una línea que tiene buena calidad de energía, y de no ser así, podríamos estar en presencia de un problema eléctrico.

Dichos problemas pueden alterar o dañar considerablemente el comportamiento de diversos equipos (incluyendo los generadores del Sistema Eléctrico Nacional) y reducir su eficiencia, productividad y rentabilidad en el mejor de los casos, e incluso poner en riesgo la seguridad del personal, usuarios y del equipo mismo en el peor de ellos, de lo anterior resulta indispensable contar con sistemas que permitan realizar un análisis adecuado.

Al respecto, un Analizador de Calidad de Energía Eléctrica (en lo sucesivo, ACEE) es un instrumento que permite medir los parámetros necesarios para efectuar un análisis completo y detallado de un sistema eléctrico y son estos los que nos proveerán información de aspectos

---

<sup>1</sup> UPS: del acrónimo en inglés Uninterruptible Power Supply, Sistema de Alimentación Ininterrumpida



cuantitativos y cualitativos que nos facultan para determinar si los sistemas en estudio se encuentran dentro de los umbrales establecidos por las normas nacionales e internacionales.

Buscando resaltar la importancia de este proyecto, se efectuó una investigación de mercado en torno a las opciones que existen en la actualidad en nuestro país en relación con los equipos que permiten realizar un análisis de la calidad de la energía, así como las principales prestaciones de los mismos, habiéndose encontrado principalmente tres equipos que cumplen con este cometido, dos de la marca Fluke®, y uno de INELAP®; cabe mencionar que los equipos resultan muy costosos y que la oferta en el mercado es reducida. En el *Apéndice D Estudio de mercado a equipos para el monitoreo de la Calidad de la Energía Eléctrica* se puede encontrar más información al respecto.

En este trabajo se presenta el desarrollo de un Analizador de Calidad de Energía Eléctrica (ACEE) bajo el concepto de instrumentación virtual, el cual cumple con las características primordiales para efectuar la medición, procesamiento y análisis aprovechando las ventajas de emplear una PC<sup>2</sup>, como son tener un rápido acceso a la información, mayor capacidad de almacenamiento y procesamiento, transferencia de información entre varios equipos, versatilidad del sistema que permite ser utilizado mediante una laptop o PC y poder actualizar e incorporar parámetros adicionales. Cabe señalar que mediante el aprovechamiento de la conexión en red de la PC a internet se puede monitorear desde cualquier otra PC, los datos del analizador en sitio.

Considerando que los procesos de automatización para la adquisición de información pueden resultar una tarea difícil de realizar y además si las herramientas con las que se trabaja lo son de igual forma, se ha empleado para el desarrollo de la solución propuesta un lenguaje de programación gráfico que tiene la característica de permitir al ingeniero conjuntar la teoría y la práctica para integrar un sistema robusto y funcional.

En el caso particular de los instrumentos virtuales creados en Lab View®, el Instrumento Virtual (VI) tiene un "panel frontal" desplegado en la pantalla de la computadora; el programa o código fuente representa el ensamble de diversos algoritmos que desarrollan la función del VI y está plasmado en el llamado "diagrama de bloques" mismo que se construye uniendo, valga la redundancia, bloques (funciones) mediante líneas que llevan el flujo de datos.

Adicionalmente, puede comentarse que algunas otras razones que se consideraron importantes para trabajar con este lenguaje de programación es que se basa en una lógica muy intuitiva, mediciones interactivas rápidas a partir de instrumentos virtuales, almacenamiento de la información con registros de datos y bases históricas de los mismos, posee varias funciones que realizan algoritmos tradicionales en matemáticas y procesamiento de señales que dan forma a bloques clave de construcción para algoritmos personalizados.

El ACEE es capaz de medir las siguientes variables eléctricas ya sea de manera directa o indirecta:

- Tensión: oscilograma, amplitud (valor pico, RMS<sup>3</sup> y componente de directa), fase, periodo y frecuencia.

---

<sup>2</sup> PC: es el acrónimo en inglés de Personal Computer, o bien en Español: Computadora Personal

<sup>3</sup> RMS: del acrónimo en inglés Root Medium Square, o bien en Español: Raíz Media Cuadrática

- Corriente: oscilograma, amplitud (valor pico, RMS y componente de directa), fase, periodo y frecuencia.
- Ángulo de defasamiento
- Potencia (activa "P", reactiva "Q" y aparente "S")
- Factor de potencia
- Factor de cresta
- Espectro de magnitud para tensión y corriente por cada fase con indicadores gráficos de espectro, selector de armónicas que permite visualizar su correspondiente magnitud, factor de distorsión total armónica y frecuencia fundamental.
- Fasorímetro: diagramas fasoriales de tensión y corriente, magnitud y ángulo.
- Secuencímetro: detector de secuencia de fases
- Análisis Espectral de Potencia: indicador gráfico del espectro, periodo, fase y frecuencia fundamental.
- Triángulo de potencia por fase: gráfica, factor de potencia, ángulo entre S y P, Potencia (activa, reactiva y aparente)
- Triángulo de potencia trifásico: gráfica, factor de potencia, ángulo entre S y P, Potencia (activa, reactiva y aparente)
- Otros parámetros: corriente por el neutro con oscilograma, indicadores de amplitud (valor pico, RMS y componente de directa), frecuencia, fase y factor de distorsión total armónica. Espectro de corriente por el neutro: selector de armónicas e indicador de amplitud.
- Factor K
- TIF: Factor de Interferencia Telefónica
- Energía: reloj, cronómetro, energía activa y energía reactiva.

Adicionalmente, el ACEE cuenta con interfaces gráficas tales como:

- Osciloscopio: permite observar las formas de onda de tensión y corriente
- Medidores: permiten observar a partir de indicadores numéricos y analógicos los valores de diversas variables eléctricas tales como valores pico y eficaces de tensión y corriente, distorsión total armónica, la magnitud de los diversos tipos de potencia, etcétera.
- Analizador de espectro: permite visualizar el espectro de magnitud de las señales de tensión, corriente y potencia en forma gráfica.
- Fasorímetro: permite observar las relaciones angulares entre los fasores de tensiones y corrientes.
- Indicador gráfico para el triángulo de potencia.

El ACEE puede ser empleado en redes monofásicas independientes, o bien, trifásicas en configuraciones estrella y delta con sus respectivas variantes, lo cual proporciona versatilidad.

### ***OBJETIVO DEL SISTEMA DESARROLLADO***

Diseñar y construir un sistema de instrumentación que permita analizar y monitorear la calidad de la energía eléctrica, en términos de variaciones de la tensión, corriente, frecuencia y distorsión armónica en un sistema eléctrico haciendo uso de herramientas virtuales.

## ***DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA***

El Analizador de Calidad de Energía Eléctrica es un sistema diseñado y desarrollado con la finalidad de analizar y monitorear la calidad de la energía eléctrica, en términos de variaciones de la tensión, corriente, frecuencia y distorsión armónica en un sistema eléctrico haciendo uso de la instrumentación virtual apoyándose en una herramienta de programación gráfica y que para la integración del mismo fue necesario implementar etapas de acondicionamiento tanto a nivel de hardware como de software.

Entre las características relevantes del Analizador de Calidad de Energía Eléctrica podemos mencionar que es accesible y versátil para el usuario, dado que es posible utilizarlo en computadoras como una consola de monitoreo o como equipo portátil abriendo la posibilidad de emplearse en el ámbito académico como en la industria de igual manera.

A diferencia de otros sistemas de monitoreo, la solución presentada cuenta con indicadores gráficos de tipo digital, analógico, booleano, oscilogramas, entre otros que permiten la interacción del usuario; por otro lado el diseño del mismo tiene la posibilidad de adaptarse para ser empleado en el análisis de sistemas de media y alta tensión.

## 2. CONCEPTOS BÁSICOS

### 2.1 Un breve esbozo de la terminología del estudio de la calidad de la energía eléctrica

Una red eléctrica tiene, en general, una estabilidad global que se manifiesta en un equilibrio a gran escala en el tiempo y en el espacio del conjunto del sistema producción/transporte/consumo.

Sin embargo, un análisis mas detallado revela que en realidad hay de forma permanente y en cualquier lugar, situaciones que provocan inestabilidad a dicho sistema eléctrico que son compensadas salvo catástrofes.

En el ambiente de la calidad de la energía eléctrica existe cierta terminología que se aplica ante diferentes circunstancias y a pesar de que posteriormente se abordará esta característica, en este punto se menciona de manera muy sencilla una guía que permite ubicar cuándo son aplicables algunos conceptos relacionados con la calidad de la energía eléctrica (en el ámbito de tensión), que puede observarse en la figura 2.1.

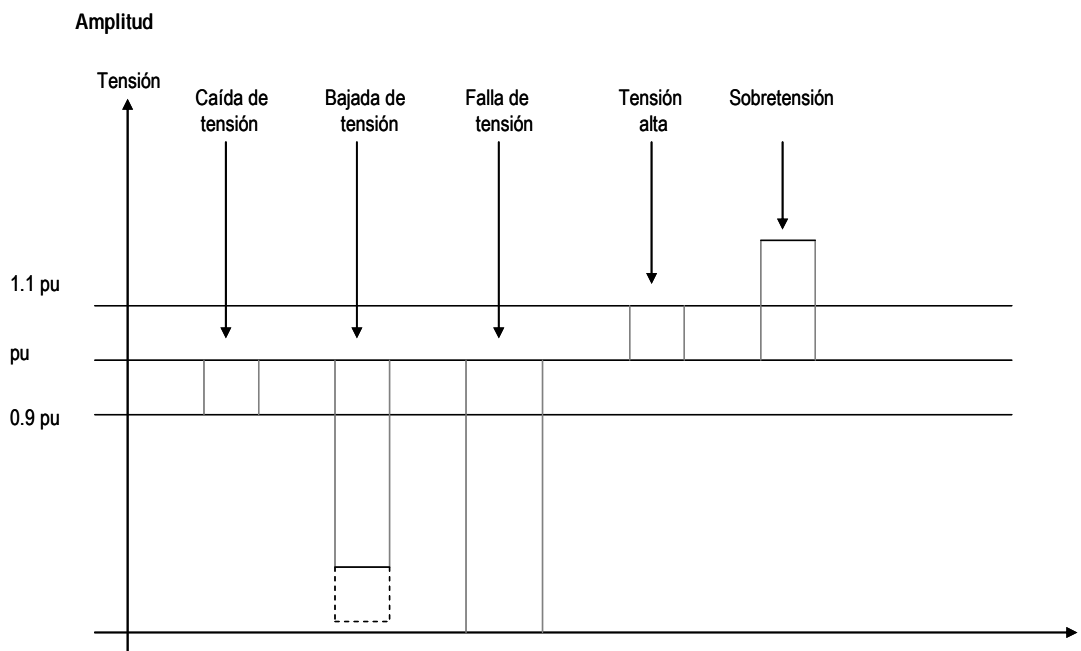


Figura 2.1 Clasificación de perturbaciones en amplitud pu<sup>1</sup> de una señal de tensión en redes eléctricas.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> pu: es la abreviación del término por unidad empleado en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica que sirve para indicar que la magnitud de una determinada variable esta referenciada a un valor base, lo que arroja una magnitud adimensional.

<sup>2</sup> Tomado de: Cuaderno Técnico Schneider n° 187 (Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales)/ p.7

La continuidad en el suministro, es la disponibilidad de la energía eléctrica en un lugar en concreto, que se puede interrumpir, originando cortes breves (<1 min), o largos (> 1min), la figura 2.2 ilustra como se clasifican dichas perturbaciones.

#### Duración

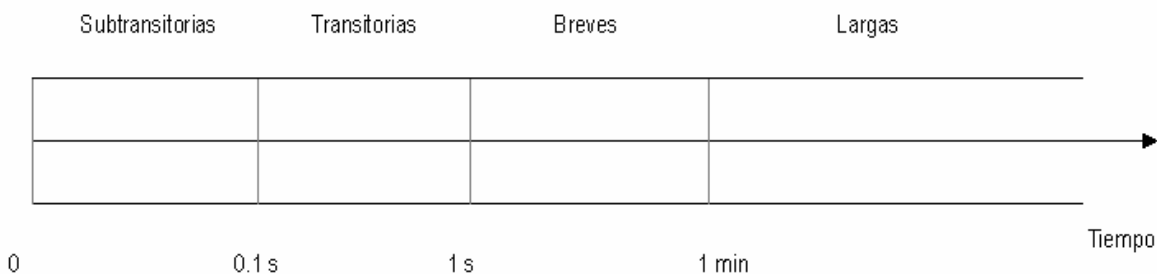


Figura 2.2: Clasificación en el tiempo de las perturbaciones de tensión en redes.<sup>3</sup>

Las perturbaciones se clasifican generalmente de acuerdo con las frecuencias de las formas de onda involucradas:

- Fenómenos en alta frecuencia (kHz → MHz): sobre-tensiones de frente rápido, debidas a rayos o a ciertas maniobras (por ejemplo: de seccionadores, interruptores o de ciertos tipos de interruptores automáticos)
- Fenómenos en baja frecuencia: (50 Hz → kHz): sobre tensiones de maniobra, armónicos.
- Fenómenos a frecuencia industrial (0 → 100 Hz): fluctuaciones rápidas (entre 20 ms y 1 s) o lentas (superiores a un segundo) como son el desequilibrio y las bajadas de tensión debidas a la conexión de grandes cargas o a cortos circuitos en la distribución.

Las variaciones de frecuencia pueden surgir a raíz de los siguientes fenómenos:

- Un corto circuito próximo a una fuente
- Una gran variación de la potencia de una fuente
- La conmutación de fuentes redundantes o de emergencia

En este contexto el monitoreo de la calidad de la energía eléctrica, estudia los cambios de la frecuencia, tensión y potencia que sigue a perturbaciones importantes.

Los instrumentos empleados para el monitoreo del fenómeno electromagnético pueden ser desde un simple volmetro analógico hasta instrumentos muy sofisticados como un analizador de espectro. La selección y uso del equipo requerido para el monitoreo correcto requieren que el usuario entienda las capacidades y limitaciones de los instrumentos, su respuesta a las variaciones del sistema en estudio y los objetivos específicos del análisis.

<sup>3</sup> Tomado de: Cuaderno Técnico Schneider n° 187 (Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales)/ p.7

## 2.2 Normas Internacionales

Las normas para la calidad de la energía proporcionan información que permite evaluar los equipos de medición y las técnicas de análisis empleadas para el análisis de la información. Sin embargo, es complicado llegar a un consenso que establezca un nivel aceptable de la calidad de la energía. Como resultado, hay un gran número de documentos que proveen diferentes aspectos para el estudio de la calidad de la energía, pero es en las normas donde se define un nivel aceptable de calidad de la energía debido a que su aplicación es universal.

Actualmente hay muchas fuentes de información para diversos aspectos referentes a la calidad de la energía, cada uno de ellos puede ser analizado a partir de lo estipulado en las normas con las cuales guarde relación.

En la tabla 2.1 se muestran varias de las normas existentes para los temas principales de la calidad de la energía.

Temas	Normas relevantes (y algunas otras referencias importantes)				
PUESTA A TIERRA	NEC	P-1100	FIPS-94	STD 141	STD 142
DISTRIBUCIÓN	P-1250	P-1100	ANSI C84.1	STD 141	STD 142
PROTECCIÓN CONTRA VARIACIONES	STD 587	ANSI C62	UL 1449	FIPS-94	NFPA-78
TRANSITORIOS	ANSI C62.41				
ARMÓNICOS	STD 519	STD 1001	STD 929	IEC 555	ANSI C57.11
VARIACIONES DE VOLTAJE	STD 446				
DISTURBIOS	P-1159	P-1100	FIPS-94	NIST-SP768	
SEGURIDAD Y PROTECCIÓN CONTRA EL FUEGO PARA EQUIPO E INFORMACIÓN	NEC	NFPA 75	NIST-SP768	UL-478	
EQUIPO DE INTERFAZ	NEMA-UPD	P-1100	P-1250	STD 446	STD 1035
TELECOMUNICACIONES	STD 457	FIPS-94			
CONTROL DE RUIDO	FIPS-94	STD 518			
UTILIDAD DE INTERFACES	STD 1001	STD 929	STD1035		
MONITOREO	P-1159	P-1100			
SUSCEPTIBILIDAD DE LAS CARGAS	P-1100	P-1250			
CONFIABILIDAD	STD 493				

Tabla 2.1 Normas por tema para la calidad de la energía. <sup>4</sup>

En la tabla 2.2 se muestran las normas por temas en particular y las organizaciones que los establecen.

Organización	Standard	Título
ANSI / IEEE	141	Sistemas Eléctricos de Potencia Industriales (Industrial Electric Power Systems)
ANSI / IEEE	142	Sistemas Eléctricos de Potencia de Tipo Industrial y Comercial (Industrial & Comercial Power Systems)

<sup>4</sup> Tabla tomada de Power Quality manual "Power quality Overview" Ch. 3 Vol. 1/p. 3-1, 3-2

ANSI / IEEE	241	Sistemas Eléctricos de Potencia Comerciales (Comertial Electric Power Systems)
ANSI / IEEE	242	Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial (Industrial & Comertial Power Systems Protection)
ANSI / IEEE	399	Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial (Industrial & Comertial Power Systems Analysis)
ANSI / IEEE	449	Suministro de Emergencia en Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial (Industrial & Comertial Power Systems Emergency Power)
ANSI / IEEE	493	Confiabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial (Industrial & Comertial Power Systems Reliability)
ANSI / IEEE	518	Control de Ruido en Controles Electrónicos (Control of Noise in Electronic Controls)
ANSI / IEEE	519	Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia (Harmonics in Power Systems)
ANSI / IEEE	602	Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial en Proyectos del Sector Salud (Industrial & Comertial Power Systems in Health Facilities)
ANSI / IEEE	739	Conservación de la Energía en Sistemas Eléctricos de Potencia Industriales (Energy Conservation in Industrial Power Systems)
ANSI / IEEE	929	Prácticas para la Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos (Interconnection Practices for Photovoltaic Systems)
ANSI / IEEE	1001	Interfaz de Almacenamiento Disperso y Generación en Sistemas Eléctricos (Interfacing Dispersed Storage and Generation)
ANSI / IEEE	1035	Procedimientos de Prueba para la Interconexión de Convertidores Estáticos de Potencia (Test Procedures for interconnecting Static Power Converters)
ANSI / IEEE	1050	Guía para la Instrumentación y Control de Equipo de Puesta a Tierra en Centrales de Generación (Grounding of Power Station Instrumentation & Control)
ANSI	C62	Guías y Normas para la Protección Contra Sobre Tensiones (Guides & Standards on Surge Protection)
ANSI	C84.1	Rangos de Tensión para Sistemas Eléctricos de Potencia y Equipos (Voltaje Ratings for Power System & Equipment)
ANSI	C37	Guías y Normas para Relevadores y Protecciones de Sobre Corriente (Guides & Standards for Relaying & Overcurrent Protection)
ANSI	C57.110	Desvaloración de Transformadores para Suministro de Cargas No Lineales (Transformer Derating for Supplying Nonlinear Loads)
IEEE	P487	Protección en Líneas de Comunicación en Centrales de Generación (Wire Line Communications Protection in Power Stations)
IEEE	P1100	Prácticas Recomendadas para Suministro y Puesta a Tierra de Equipo Sensible (Powering And Grounding Sensitive Equipment)
IEEE	P1159	Monitoreo y Definición de la Calidad de Energía Eléctrica (Monitoring and Definition of Electric Power Quality)
IEEE	P1250	Guía para el Equipo Sensible a Disturbios Momentáneos de Tensión (Guide on Equipment Sensitive on Momentary Voltage Disturbances)
NEMA	UPS	Especificaciones para Fuentes de Suministro Ininterrumpible (Uninterruptible Power Supply Specification)
NFPA	70	Código Eléctrico Nacional (National Electric Code)
NFPA	75	Protección de Equipo de Cómputo para el Procesamiento de Información (Protection on Electronic Computer Data Processing Equipment)
NFPA	78	Código de Protección de Iluminación para Edificios (Lightning Protection Code for Buldings)
NIST	94	Sistemas de Potencia para Instalaciones ADP (Electric Power for ADP Installations)
NIST	SP678	Estudio de la Calidad de Energía y Sensibilidad de Equipo Eléctrico (Overview of Power Quality and Sensitive Electrical Equipment)
UL	1449	Norma para Seguridad en Supresores de Picos de Tensión. (Standards for Safety of Transient Voltage Surge Suppressors)

Tabla 2.2 Listado de normas importantes para la calidad de la energía.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Tabla tomada de Power Quality manual "Power quality Overview" Ch. 3 Vol. 1/p. 3-1, 3-2

Para un mejor resultado en el análisis de la calidad de la energía es recomendable considerar en conjunto el uso de algunas de las normas propuestas por organismos e institutos calificados en la materia. A continuación se mencionan algunas de ellas.

- IEEE std. 1159-1995, IEEE Prácticas Recomendadas para Monitoreo de la Calidad de Energía Eléctrica (Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality). Aborda el monitoreo de la calidad de energía eléctrica en sistemas eléctricos de potencia de CA, definiciones y terminología sobre calidad de la energía, impacto económico de la calidad de la energía y el equipo, y la medición de las características de fenómenos electromagnéticos.
- IEEE std. 519-1992, IEEE Prácticas y Requisitos Recomendados para el Control de Armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia (Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems). Para todo tipo de convertidores de potencia empleados en sistemas de potencia. Problemas que implican el control de armónicas y compensación de reactivos. Límites de disturbios en los sistemas eléctricos de potencia de distribución. Así como la afectación a otros equipos (ANSI).
- IEC 1000-2-1 (1990), IEC Compatibilidad Electromagnética (Electromagnetic Compatibility “EMC”) – Parte 2 Entorno sección 1: Descripción del entorno – entorno del fenómeno electromagnético para bajas frecuencias, disturbios y señalización en los sistemas de distribución.
- IEC 50(161)(1990), IEC Vocabulario Electrotécnico Internacional (International Electrotechnical Vocabulary) Cap.161: Compatibilidad Electromagnética (Electromagnetic Compatibility).
- IEEE std. 100-1992, IEEE Diccionario Normalizado de Términos en Eléctrica y Electrónica (IEEE Standard Dictionary of Electrical And Electronic Terms (ANSI)).
- IEEE std. 242-1991, IEEE Prácticas Recomendadas para la Coordinación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Potencia de Uso Industrial y Comercial (IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (Buff Book) (ANSI)).
- IEEE std. 1100-1992, IEEE Prácticas Recomendadas para Suministro y Puesta a Tierra de Equipo Electrónico Sensible (IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment (Emerald Book) (ANSI)).



### 2.3 Fenómenos Electromagnéticos Comunes

El término calidad de energía eléctrica es sumamente amplio, e incluye una gran cantidad de fenómenos electromagnéticos que permiten la caracterización de las señales de tensión y de corriente presentes en un sistema para un punto e instante determinados. Los fenómenos electromagnéticos descritos en esta sección se encuentran definidos conforme al enfoque de la compatibilidad electromagnética<sup>6</sup>, el cual se ha aceptado a nivel internacional en los estándares de la IEC.

La IEC clasifica los fenómenos electromagnéticos en varios grupos de acuerdo a como se presenta en la tabla 2.3.

Clasificación de los fenómenos electromagnéticos	Sub-clasificación de los fenómenos electromagnéticos
Fenómenos de baja frecuencia conducidos	Armónicas e interarmónicas
	Fluctuaciones de tensión
	Interrupciones y decrementos momentáneos de tensión
	Desbalances de tensión
	Variaciones de frecuencia
	Tensiones inducidas de baja frecuencia
	Tensión de CD en redes de CA
Fenómenos de baja frecuencia radiados	Campos magnéticos
	Campos eléctricos
	Ondas continuas inducidas de corriente y tensión
Fenómenos de alta frecuencia conducidos	Transitorios unidireccionales
	Transitorios oscilatorios
	Campos magnéticos
	Campos eléctricos
Fenómenos de alta frecuencia inducidos	Campos electromagnéticos
	Ondas continuas
	Transitorios
Fenómenos de descarga electrostática	-
Pulso electromagnético nuclear	-

Tabla 2.3 Clasificación de los fenómenos electromagnéticos por la IEC.<sup>7</sup>

En la tabla 2.4 son mostrados los eventos provocados por fenómenos electromagnéticos frecuentemente encontrados en los sistemas de potencia. Posteriormente se comentarán brevemente los puntos que aparecen en ella.

<sup>6</sup> Compatibilidad Electromagnética. Se le denomina de esta forma a la capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para operar satisfactoriamente dentro de su entorno electromagnético sin causar ninguna clase de disturbio electromagnético intolerable para cualquier otro elemento inmerso en su mismo entorno.

<sup>7</sup> Tomado de la norma IEEE std. 1159 -1995

Categorías	Contenido Espectral Típico	Duración Típica	Magnitud de tensión típica
<b>Transitorios</b>			
<b>Impulso</b>			
Nanosegundos	5 ns (subida)	< 50 ns	
Microsegundos	1 $\mu$ s (subida)	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0.1 ms (subida)	> 1 ms	
<b>Oscilatorio</b>			
Frecuencia Baja	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 $\mu$ s	0 - 8 pu
Frecuencia Alta	0.5 - 5 MHz	5 $\mu$ s	0 - 4 pu
<b>Variaciones de Corta Duración</b>			
<b>Instantánea</b>			
Bajo Tensión		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
Sobre Tensión		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
<b>Momentánea</b>			
Interrupción		0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
Bajo Tensión		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Sobre Tensión		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.2 pu
<b>Temporal</b>			
Interrupción		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Bajo Tensión		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Sobre Tensión		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
<b>Variaciones de Larga Duración</b>			
Interrupción sostenida		> 1 min	0 pu
Bajo tensiones		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
Sobre tensiones		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
Desbalance de tensiones		Estado estable	0.5 - 2%
<b>Distorsión de Forma de Onda</b>			
Componente de CD		Estado estable	0 - 0.1%
Armónicas	0 - 100th H	Estado estable	0 - 20%
Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado estable	0 - 2%
Mellado		Estado estable	
Ruido	Banda amplia	Estado estable	0 - 1%
<b>Fluctuaciones de tensión</b>	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
<b>Variación de la frecuencia</b>		< 10 s	

Tabla 2.4 Eventos provocados por fenómenos electromagnéticos.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Tomado de la norma IEEE std. 1159 -1995

### **2.3.1 Transitorios**

La respuesta de un sistema, o de un elemento del sistema se conforma por dos partes fundamentales: la respuesta en estado estable y la respuesta transitoria. La *respuesta transitoria* es la parte de la respuesta de un sistema que se presenta cuando hay un cambio en la entrada y desaparece después de un breve intervalo de tiempo. Por otro lado, la *respuesta en estado estable* es la respuesta que permanece después de que desaparecen todos los transitorios dada una señal de excitación a dicho sistema.<sup>9</sup>

#### **2.3.1.1 Impulsos transitorios**

Se trata de un disturbio repentino que afecta la magnitud de la tensión y/o corriente de un sistema eléctrico. Su aparición se da mientras el sistema en cuestión se encuentra operando en condiciones normales, es decir, en estado estable. Una característica importante de este tipo de alteración es que la polaridad de la señal no cambia, es por tanto, unipolar.

Este tipo de impulsos se caracterizan principalmente por sus tiempos de subida y decaimiento, aunque también puede hacerse a partir de su contenido espectral.

#### **2.3.1.2 Transitorio oscilatorio**

Un transitorio oscilatorio de tensión o corriente se da cuando la magnitud de una señal de tensión o corriente asociada a un sistema eléctrico cambia de polaridad (signo) muy rápidamente. Lo anterior es descrito por el contenido espectral (frecuencia predominante), duración y magnitud. Las clasificaciones del contenido espectral son alta, media y baja frecuencia.

Los transitorios oscilatorios pueden medirse incluyendo o no la componente de la frecuencia fundamental, sin embargo, cuando se pretende caracterizar al transitorio debe mencionarse si la medición efectuada toma en cuenta o no esta componente.

Los transitorios oscilatorios cuya componente primaria es de una frecuencia superior a 500 kHz y tiene una duración del orden de microsegundos son considerados oscilatorios transitorios de alta frecuencia.

Un transitorio cuya componente primaria tiene una frecuencia comprendida en el intervalo de 5 a 500 kHz y una duración de algunas décimas de microsegundo (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) es conocido como un transitorio de frecuencia media.

---

<sup>9</sup> Tomado de: Ingeniería de Control 2ª Edición W. Boltón.

Finalmente, un transitorio con una componente primaria de frecuencia inferior a 5 kHz y una duración de 0.3 a 50 ms se considera de baja frecuencia. Este tipo de fenómenos se encuentran frecuentemente en sistemas de subtransmisión y distribución, asociados principalmente a la energización de bancos de capacitores.

Transitorios oscilatorios con frecuencias principales menores a 300 Hz pueden encontrarse también en sistemas de distribución, ocasionados mayoritariamente por fenómenos de ferro resonancia y energización de transformadores.

La principal causa de los transitorios en general son las descargas atmosféricas, aunque también intervienen negativamente los cambios de conexiones realizadas por los sistemas de protección, sean estas debidas a acciones planeadas o en respuesta a una contingencia. El incremento de magnitud rápido contribuye al desgaste o rompimiento de los aislantes de diversos equipos eléctricos, principalmente máquinas rotatorias, transformadores, capacitores, cables de TC<sup>10</sup> y TP<sup>11</sup>. La aparición repetida de transitorios de magnitud reducida también puede causar daño a los aislamientos, sin embargo, éste no se aprecia de manera inmediata puesto que se trata de un proceso acumulativo y gradual.

### ***2.3.2 Variaciones de corta duración (sags y swells)***

En esta clasificación se incluyen tanto las interrupciones cortas como las caídas e incrementos de tensión cuya duración es breve (*sags y swells, respectivamente*).

Este tipo de variaciones son casi siempre ocasionadas por condiciones de falla o por la energización de grandes cargas que requieren corrientes de arranque muy altas.

Dependiendo de la localización de la falla y las condiciones del sistema dado, la falla puede causar incrementos de voltaje temporales (*swells*), caídas de tensión momentáneas (*sags*), o bien pérdida completa de la tensión (interrupción).

#### ***2.3.2.1 Interrupción***

Una interrupción ocurre cuando el suministro de voltaje o corriente de carga decae a menos de 0.1 pu por un periodo de tiempo no superior a 1 minuto y puede deberse, como ya se dijo anteriormente, a una condición de falla en el sistema eléctrico de potencia, pero también a fallas en otros equipos o a errores de control.

---

<sup>10</sup> TC: transformador de corriente

<sup>11</sup> TP: transformador de potencial

Las interrupciones se miden de acuerdo con su duración y no con su magnitud, ello debido a que por definición ésta es siempre inferior al 10% del valor nominal.

La duración de una interrupción debida a una falla en el sistema eléctrico estará determinada por las características de los dispositivos de protección y el problema particular causante de la falla, por otro lado, la duración de una falla debida al mal funcionamiento de un equipo distinto al de la compañía suministradora de energía puede ser difícil de estimar.

### ***2.3.2.2 Caídas de tensión de corta duración (Sags ó Dips)***

Cabe mencionar que la terminología utilizada para denotar la magnitud de una caída de tensión de corta duración o sag de tensión es a menudo causante de confusiones, sobre todo en inglés que es el idioma en que se encuentra la mayor parte de la literatura acerca del tema.

Para establecer la definición de este fenómeno, es considerada la recomendación emitida por la IEC, misma que menciona a manera de ejemplo que una caída de corta duración de 20 % corresponde a que la magnitud de la tensión está reducida por debajo de un 20 % del valor normal, y no reducida en un 20 % de su magnitud nominal.

Como parte de la confusión de la que se habla en torno a este término, es conveniente decir que el término sag se ha empleado por mucho tiempo por la comunidad relacionada con la calidad de energía de una manera literal (*del inglés sag: perder vigor, declinar, atenuar*). Sin embargo, el fenómeno de la atenuación súbita, conforme a la IEC, se conoce como dip. Los dos términos son aceptados como sinónimos y utilizados indistintamente en la práctica, con la diferencia de que en la mayor parte de la bibliografía se ha optado por emplear la palabra sag.

Las caídas de tensión de corta duración están asociadas con fallas en el sistema, pero pueden ser causados también por la entrada al mismo de cargas que consuman mucha energía, tales como motores industriales que demandan una corriente de arranque muy alta.

El tiempo consumido por una caída de tensión de corta duración suele encontrarse en el intervalo de 2 ms, aproximadamente 1/8 de ciclo, hasta un par de minutos. A su vez las respectivas duraciones se subdividen en tres categorías diferentes, mismas que pueden ser observadas en la tabla al inicio del capítulo y que además coinciden con las categorías existentes tanto para incrementos de tensión de corta duración como para interrupciones.

### ***2.3.2.3 Incrementos de tensión de corta duración (Swells)***

Un incremento de tensión de corta duración se define como el aumento en el valor RMS de la tensión o de la corriente a la frecuencia del sistema eléctrico con duraciones entre medio ciclo y 1

minuto. Las magnitudes típicas están entre 1.1 y 1.8 pu. La magnitud del incremento puede definirse por su tensión resultante, misma que siempre será mayor a 1 pu.

Tal como ocurre con las caídas de tensión de corta duración, su aparición está asociada a las fallas en el sistema eléctrico, empero, los incrementos de tensión de corta duración son muy poco frecuentes. Estos incrementos se caracterizan por su magnitud (valor RMS) y duración. Los efectos de un swell de tensión durante una condición de falla están en función de la localización del punto de falla con respecto al equipo en estudio, la impedancia del sistema y el aterrizamiento (método utilizado para puesta a tierra).

### ***2.3.3 Variaciones de larga duración.***

Estas comprenden las variaciones de tensión y/o corriente cuya duración va más allá de 1 minuto. Dichos fenómenos de larga duración pueden ser de dos tipos: sobre-tensiones o bajo-tensiones, la diferencia principal tiene origen en la causa que provoca su aparición.

#### ***2.3.3.1 Sobre tensiones***

Estas pueden ser el resultado de la incorporación o retiro de cargas a un sistema (principalmente de esto último), o variaciones en la compensación reactiva en el sistema.

#### ***2.3.3.2 Bajo tensiones***

Las causas de las bajo tensiones son las contrarias a las causantes de las sobre tensiones, es decir, la incorporación súbita de cargas al sistema eléctrico tales como un motor que entra en operación o la inhabilitación de un banco de capacitores.

#### ***2.3.3.3 Interrupciones sostenidas.***

La caída a cero de la tensión suministrada por un periodo mayor a 1 minuto se considera una interrupción sostenida. Las interrupciones de tensión que duran más que el tiempo establecido se denominan permanentes y en muchas ocasiones se hace imperioso contar con operaciones de tipo manual para llevar a cabo los recierres y operaciones de recuperación requeridas. Adicionalmente, la utilización del término interrupción en el contexto del monitoreo de la calidad de la energía no tiene relación con aspectos como la continuidad o estadísticas de servicio.

### 2.3.4 Desbalances de tensión

El desbalance de tensión aparece cuando las tensiones y/o las corrientes del sistema no guardan entre sí una relación angular de 120 °.

De una manera más formal, el desbalance de tensión se define como la razón de las componentes de secuencia negativa o cero a la componente de secuencia positiva, ello debido a que la aparición de estas dos componentes (las de secuencia negativa y cero) está condicionada a la existencia de un desbalance del sistema.

Una forma de evaluar el desbalance existente en un sistema eléctrico de potencia es a partir de considerar la máxima desviación de la tensión promedio de las tensiones o corrientes trifásicas, dividiendo este valor entre el promedio de la tensión o la corriente, según corresponda, matemáticamente se considera con la ecuación 2.1.

$$\text{Desbalance de tensión}\% = \frac{100\% (\text{máxima desviación de la tensión promedio})}{\text{tensión promedio}} \quad 2.1$$

En la expresión anterior se observa que en el numerador se efectúa un producto por 100, ello se debe a que en general se prefiere expresar el desbalance de la tensión a partir de porcentajes.

La principal causa de desbalances de tensión de magnitud relativamente grande (mayores al 5 %) es que las cargas del sistema eléctrico en general no son iguales y que en su mayoría son monofásicas, lo cual provoca que por muchos esfuerzos que se efectúen para compensar dichos desbalances no se logre por completo. Desbalances menores al 2 % se obtienen usualmente a partir de algún desbalance en alguna de las fases en un circuito trifásico conectado al sistema eléctrico.

### 2.3.5 Distorsión de forma de onda

La distorsión de la forma de onda es una desviación de las condiciones de estado estable de una señal senoidal ideal, lo cual se ve reflejado en una perturbación de su contenido espectral, mismo que presentará algunas (posiblemente varias) componentes armónicas.

Existen cinco tipos básicos de distorsión de la forma de onda, tales son:

- Existencia de una componente de CD (Offset de DC)
- Armónicas
- Interarmónicas
- Mellado
- Ruido

### ***2.3.5.1 Existencia de una componente de CD (Offset de DC)***

Este fenómeno se presenta al aparecer una componente de corriente directa (CD) en una señal de alterna de tensión o corriente, lo cual provoca un desplazamiento de la señal con respecto a un punto de referencia, que usualmente es el origen de un sistema coordenado.

Esta situación puede originarse debido al efecto de un rectificador de media onda, o de algún otro elemento que contenga dispositivos semiconductores que realicen dicha función dentro de su contexto de operación.

### ***2.3.5.2. Armónicas***

#### ***2.3.5.2.1 ¿Qué son las armónicas?***

Las componentes armónicas, comúnmente denominadas únicamente armónicas, son corrientes y tensiones senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la línea de alimentación eléctrica, la cual es de 60 Hz tanto en México como en muchos otros países del mundo.

Una de las principales características de las armónicas es que distorsionan la tensión y la corriente suministradas por las compañías productoras de electricidad, provocando que las formas de onda adquieran características distintas de las que tendría una senoidal ideal. Cada armónica se expresa en términos de su orden, por ejemplo, las armónicas de segundo, tercero y cuarto orden tienen frecuencias de 120 Hz, 180 Hz y 240 Hz respectivamente.

Generalmente, conforme el orden de la armónica crece, su magnitud decrece, así pues una quinta armónica será de mayor orden que una de tercero, pero también su magnitud será más reducida. Usualmente la quinta y la séptima armónicas tienen el mayor efecto en los sistemas eléctricos de potencia.

La forma en que una onda de frecuencia armónica afecta a otra puede observarse a partir la superposición de ambas, en el primer caso presentado en la figura 2.3 se muestra un par de ondas que inician en fase, teniendo una de ellas el triple de la frecuencia de la otra y menor amplitud, posteriormente, se efectúa la adición de dichas ondas obteniéndose una onda bastante deformada y achatada.



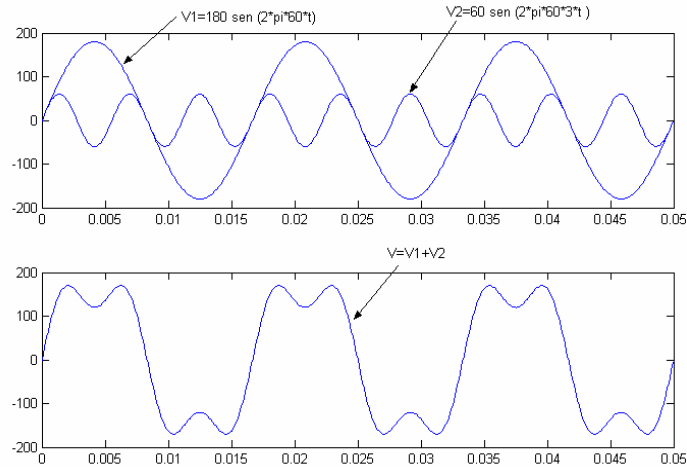


Figura 2.3 Componentes armónicas

Una situación adversa que puede presentarse es que las formas de onda componentes se encuentren desfasadas incluso 180 grados, en cuyo caso el efecto obtenido, es la generación de picos, tal como se muestra en la figura 2.4.

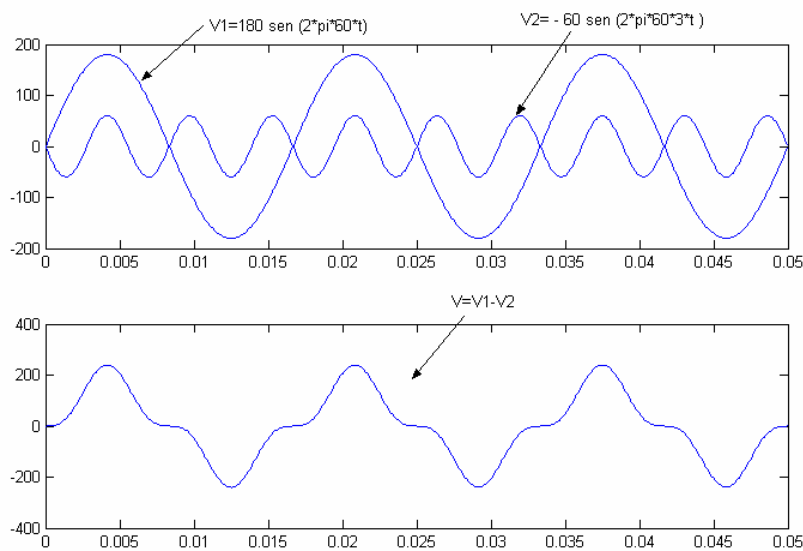


Figura 2.4 Generación de picos en las señales

El comportamiento de las señales descrito anteriormente, encuentra sustento matemático en la teoría de la serie de Fourier, la cual nos permite construir una infinidad de señales periódicas a partir de la suma de funciones seno y coseno con sus respectivos coeficientes. Lo anterior queda resumido en la ecuación 2.2.

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} [a_n \cos(\omega_n t) + b_n \sin(\omega_n t)] \quad 2.2$$

Donde:

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_2} f(t) \cos(\omega_n t) dt \qquad b_n = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_2} f(t) \sin(\omega_n t) dt$$

Las componentes de la señal  $f(t)$  son señales senoidales cuyas frecuencias resultan ser múltiplos enteros de la frecuencia más baja o mejor conocida como *frecuencia fundamental*, que en el caso de los sistemas eléctricos de potencia es generalmente de 60 Hz. El resto de las componentes se denomina señales armónicas y la magnitud de sus amplitudes son justamente los coeficientes de Fourier ( $a_n$  y  $b_n$ ).

Las armónicas pueden ser diferenciadas de los transitorios a partir de que éstos últimos ocurren a la frecuencia natural del sistema y no son fenómenos propios del estado estable, como lo son los armónicos, que no generan variaciones momentáneas si no continuas mientras el equipo que las genera se mantenga en operación.

### 2.3.5.2.2 Principales productores de armónicas

La producción de armónicas está íntimamente relacionada con las cargas que soporta el sistema eléctrico de potencia, dichas cargas suelen ser divididas en tres tipos: residencial, comercial e industrial.

En la tabla 2.5 se muestran los equipos clasificados en diversos sectores como productores de armónicas y algunos de los problemas que ocasionan:

Sector	Fuentes	Problemas Comunes
Industrial	Grandes sistemas UPS, soldadoras, sistemas de iluminación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobrecalentamiento de capacitores de corrección de factor de potencia</li> <li>▪ Sobrecalentamiento de transformadores</li> <li>▪ Activación de sistemas de protección de sobrecorriente.</li> </ul>
Comercial	Computadoras, equipo electrónico de oficina, iluminación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sobrecalentamiento de conductores neutros y transformadores</li> <li>▪ Interferencia</li> <li>▪ Generalmente no constituyen un problema.</li> </ul>
Residencial	Computadoras, iluminación, dispositivos electrónicos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Eventualmente, una alta densidad de cargas electrónicas podría causar sobrecalentamiento de transformadores.</li> </ul>

Tabla 2.5 Equipos productores de armónicas.<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Tabla tomada de "Power Quality: Reference Guide" Third Edition Ontario Power Generation

Una de las razones por las que se trata de establecer un monitoreo adecuado de las armónicas que fluyen a lo largo de la impedancia de un sistema es que estas determinan los niveles de distorsión armónica de la tensión, ello debido a que la impedancia varía en función de la frecuencia.

Diversos equipos contribuyen a la generación de armónicos, entre los cuales podemos citar a los convertidores de estado sólido, sin embargo, además de ellos, que se encuentran constituidos por elementos de comportamiento no lineal (diodos, SCR<sup>13</sup>, etc), existen otros dispositivos que también contribuyen, dichos equipos tienen la particularidad de que su impedancia varía en función de la tensión aplicada; ejemplos de equipos como los mencionados son los transformadores en operación con saturación, luminarias fluorescentes y luces de sodio de alta presión.

Las corrientes de tercera armónica suelen aparecer más comúnmente en el neutro de la línea debido a la operación de cargas no lineales monofásicas. Las componentes de tercera armónica producidas en cada fase del sistema eléctrico se ven reflejadas en el neutro; en muchos casos, la corriente que normalmente circula por este elemento puede ser significativamente más grande que las corrientes de fase dado que la corriente que en lo general circularía por él debido a algún desbalance es reforzada por la existencia de las componentes de tercera armónica.

### *2.3.5.2.3 Efectos de la distorsión armónica en los equipos y elementos del sistema eléctrico*

Es menester decir que en muchos casos las armónicas no provocan efectos negativos para la operación de los equipos eléctricos, sin embargo si las armónicas son demasiado fuertes o si las cargas son excesivamente sensibles, pueden ocurrir complicaciones.

Una cuestión que puede resultar algo sorpresiva es que en ciertas ocasiones, cuando se incorporan capacitores al sistema eléctrico persiguiendo el objetivo de corregir el factor de potencia puede resultar perjudicial en el aspecto de la distorsión armónica, esto se debe a que dichas capacitancias pueden llegar a entrar en resonancia con la inductancia del sistema eléctrico de potencia, lo cual redundaría en un aumento en las corrientes armónicas, mismas que producen grandes tensiones armónicas.

En la tabla 2.6 se muestra un resumen de los efectos de las armónicas en diversos equipos:

Equipo	Efecto de las armónicas	Resultados
Capacitores (de todo tipo, no solo para corrección de factor de potencia)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La impedancia de los capacitores disminuye con incrementos de frecuencia, los capacitores actúan como puntos a donde las armónicas convergen, sin embargo, los capacitores no producen armónicas.</li> <li>▪ La inductancia del sistema puede resonar con capacitores en alguna frecuencia armónica provocando</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Calentamiento de los capacitores debido a las pérdidas de dieléctrico</li> <li>▪ Corto circuitos</li> <li>▪ Falla de fusibles</li> <li>▪ Explosión de los capacitores</li> </ul>

<sup>13</sup> Rectificadores Controlados de Silicio

Transformadores	<p>grandes corrientes y tensiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Capacitores secos no son capaces de disipar el calor eficientemente y son susceptibles de ser dañados por armónicas</li> <li>▪ Ruptura del material dieléctrico.</li> <li>▪ Los capacitores utilizados en computadoras son particularmente susceptibles debido a que generalmente no están protegidos por fusibles o relevadores.</li> <li>▪ Corrientes armónicas causan mayores pérdidas en los transformadores.</li> <li>▪ Mayores pérdidas</li> <li>▪ Las tensiones armónicas producen campos magnéticos rotatorios a una velocidad correspondiente a la frecuencia armónica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Calentamiento de los transformadores</li> <li>▪ Reducción de la vida útil</li> <li>▪ Incremento en las pérdidas en el cobre y el acero.</li> <li>▪ Ruido</li> <li>▪ Mayor esfuerzo en los aislamientos</li> </ul>
Motores	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Posible mal funcionamiento en presencia de corrientes armónicas</li> <li>▪ Son producidas componentes de torque adicionales que pueden alterar las características del tiempo de retraso establecido en el diseño de estos equipos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Calentamiento del motor.</li> <li>▪ Vibraciones mecánicas y ruido.</li> <li>▪ Torques pulsantes.</li> <li>▪ Se incrementan las pérdidas en el estator y el rotor.</li> <li>▪ Reducción de la eficiencia.</li> <li>▪ Reducción de la vida útil.</li> <li>▪ Esfuerzo de tensión en los aislamientos de los embobinados del motor.</li> </ul>
Interruptores		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fallar al interrumpir corrientes</li> </ul>
Relevadores electromecánicos		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Disparo incorrecto de los relevadores</li> </ul>
Wattorímetros, relevadores de	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Las armónicas generan un torque adicional en el disco de inducción,</li> </ul>	

<p>sobrecorriente</p>       <p>Equipo controlado por computadoras y dispositivos electrónicos</p>	<p>mismas que pueden ocasionar operación incorrecta dado que estos dispositivos están calibrados para operar sólo a la frecuencia fundamental.</p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los controles electrónicos dependen a menudo del cruce por cero o de los picos de tensión, las armónicas pueden alterar estos parámetros y ocasionar una mala operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Lecturas incorrectas</li> <li>▪ Mala operación de los equipos de control y operación.</li>    <li>▪ Fallas prematuras en los equipos.</li> </ul>
--	--	---

Tabla 2.6 Efectos de las armónicas.<sup>14</sup>

#### 2.3.5.2.4 Límites de Distorsión Armónica y Factor de Distorsión

El parámetro %THD (del inglés *Total Harmonic Distortion*) o Distorsión Total Armónica es un término utilizado de manera muy común para dar una idea de la distorsión presente en un sistema en estudio, sea de tensión o de corriente. Dicho parámetro queda definido mediante la ecuación 2.3.

$$\%THD = \sqrt{\frac{\text{suma de los cuadrados de la amplitud de las armónicas}}{\text{cuadrado de la amplitud de la fundamental}}} 100\% \quad 2.3$$

La norma IEEE 519 – 1992 recomienda que para sistemas de baja tensión se mantengan niveles de Distorsión Total Armónica de tensión del orden del 3 % para aplicaciones especiales, dentro de las cuales se incluyen hospitales y aeropuertos; para sistemas de uso común se establece un nivel de 5 %, mientras que para sistemas dedicados (dedicados exclusivamente a conversión de carga), de un 10 %.

Para el caso de la corriente, la recomendación es que el THD % no pase del 20 % en el caso de que se trate de consumidores relativamente pequeños, mientras que para los grandes consumidores se debería manejar un valor del 5 %.

La norma establece que la medición deberá ser efectuada en el punto en que entra la energía que alimenta al equipo, también conocido como *Punto de Acoplamiento Común* y relativo a la corriente de demanda máxima.

<sup>14</sup> Tomado de: "Power Quality: Reference Guide" Third Edition Ontario Power Generation

### 2.3.5.2.5 Interferencia telefónica (TIF)

La presencia de corrientes o tensiones armónicas en los circuitos asociados a los aparatos de conversión de potencia pueden producir campos eléctricos y magnéticos que perjudiquen el desempeño satisfactorio de los sistemas de comunicación cercanos.

El grado de la interferencia telefónica puede ser expresado en términos del Factor de Interferencia Telefónica (TIF, *Telephone Interference Factor*)

El factor TIF es una cantidad adimensional indicativa de las condiciones de la forma de onda y no de la amplitud y está dado por la siguiente ecuación 2.4.

$$TIF = \sqrt{\sum \left[ \frac{X_f \cdot W_f}{X_t} \right]^2} \quad 2.4$$

Donde:

$X_t$  = tensión o corriente total (RMS)

$X_f$  = tensión o corriente RMS de la componente presente en la frecuencia  $f$

$W_f$  = Ponderación TIF de la componente a la frecuencia  $f$

El parámetro  $W_f$  incluye la característica de ponderación Mensaje C<sup>15</sup>, y puede determinarse a partir de la tabla 2.7, obtenida a partir del cálculo de  $W_f$  para diversos niveles de atenuación de Mensaje C.

Frec.	TIF	Frec.	TIF	Frec.	TIF	Frec.	TIF
60	0.5	1020	5100	1980	8330	3300	8090
180	30	1080	5400	2100	8830	3540	6730
300	225	1140	5630	2160	9080	3660	6130
360	400	1260	6050	2220	9330	3900	4400
420	650	1380	6370	2340	9840	4020	3700
540	1320	1440	6560	2460	10340	4260	2750
660	2260	1500	6680	2580	10600	4380	2190
720	2760	1620	6970	2820	10210	5000	840
780	3360	1740	7320	2940	9820		
900	4350	1800	7570	3000	9670		
1000	5000	1860	7820	3180	8740		

Tabla 2.7 Característica de ponderación TIF a una frecuencia dada<sup>16</sup>

<sup>15</sup> Ponderación de ruido espectral utilizada cuando se efectúan mediciones de potencia de ruido en ciertos tipos de línea.

<sup>16</sup> Tomado de la norma IEEE Std 519 -1992

En la práctica, la interferencia telefónica se expresa frecuentemente como un producto de una corriente y el TIF, por ejemplo el producto  $IT$ , donde  $I$  es una corriente RMS en amperes y  $T$  es el TIF. Alternativamente el TIF puede expresarse a partir del producto entre tensión y TIF, donde dicha tensión deberá ponderarse en kV.

### **2.3.5.3 Interarmónicas**

Las componentes interarmónicas pueden hallarse en circuitos que operan a prácticamente cualquier nivel de tensión, y pueden aparecer tanto como frecuencias discretas como un espectro en un cierto ancho de banda.

La principal fuente de distorsión interarmónica reside en los convertidores estáticos de frecuencia, ciclo – convertidores y motores de inducción.

Los efectos de las interarmónicas en los sistemas eléctricos no se tienen muy claros, sin embargo, se ha podido observar que afecta a la señal de potencia que viaja por las líneas de transmisión, además de ocasionar un efecto de parpadeo (*flicker*) en dispositivos como los monitores de tubo de rayos catódicos (CRT).

### **2.3.5.4 Muescado (Notch)**

Esta perturbación se presenta en las ondas de tensión, dicho fenómeno tiene la característica de ser periódico y es causado principalmente por la operación normal de los dispositivos de potencia eléctrica cuando la corriente conmuta de una fase hacia otra distinta. Su nombre viene del inglés notch que significa *hacer una muesca en, cortar, mellar*.

El caso del mellado en las ondas de tensión es especial, dado que se considera que sus características lo ubican entre los transitorios de tensión y la distorsión armónica, ello en razón a que ocurre principalmente en el estado estable (debido a que lo ocasionan equipos operando de manera normal), pero favorece la distorsión de la onda senoidal desviándola de las características de una señal ideal.

Aunque a menudo puede caracterizarse este tipo de fenómenos a partir del espectro de la tensión implicada, no siempre resulta posible debido a que las componentes de frecuencia asociadas pueden no alcanzar una magnitud que sea mensurable por los equipos utilizados comúnmente para el análisis de armónicas.

Como se mencionó anteriormente, éste fenómeno se presenta cuando se conmuta de una fase hacia otra, periodo durante el cual se produce un circuito corto muy breve entre las fases implicadas. A continuación se presenta en la figura 2.5 un ejemplo de mellado provocado por la operación de un convertidor:

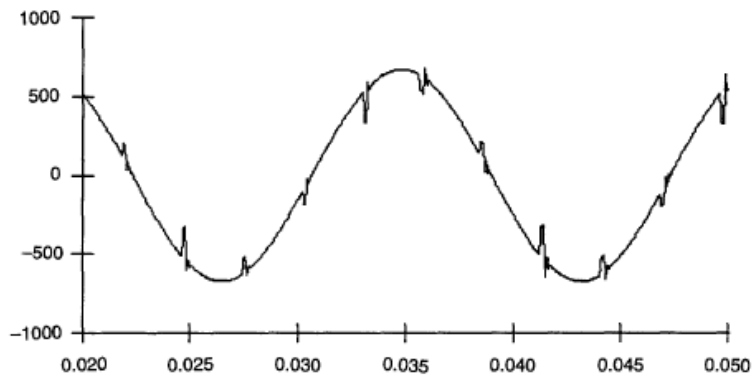


Figura 2.5 Ejemplo de un mellado en la onda de voltaje ocasionado por la operación de un convertidor.<sup>17</sup>

### 2.3.5.5 Ruido

El ruido consiste en una distorsión de la señal de potencia, misma que no puede catalogarse dentro de la categoría de distorsión armónica ni en la de transitorios.

La señal de ruido típicamente posee un contenido espectral con componentes de frecuencias menores a 200 kHz y aparece superpuesta a las señales de tensión y/o corriente analizadas, tanto en conductores de fase como neutros.

Los niveles de magnitud de ruido y su respectiva frecuencia dependen de las fuentes que lo producen, pero también de las características del sistema en cuestión. Las fuentes de ruido son comúnmente equipos electrónicos de potencia, rectificadores de estado sólido, circuitos de control, entre otros.

### 2.3.6 Fluctuaciones de tensión y parpadeo (*Flicker*)

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de las condiciones dentro de las cuales el sistema puede operar segura y eficientemente, o bien una serie de cambios aleatorios, cuya magnitud normalmente no exceden el rango de 0.95 – 1.05 pu.

Cualquier carga que tenga variaciones de corriente significativas, especialmente en la componente reactiva, puede ocasionar fluctuaciones de tensión. En muchas ocasiones, se emplea el término parpadeo o *Flicker* para referirse al efecto que ocasionan diversas cargas que presentan variaciones continuas y rápidas en la magnitud de la corriente que las alimenta, mismas que pueden causar variaciones de tensión, sin embargo, dicha utilización es equivocada.

<sup>17</sup> Tomado de la norma IEEE std. 1159 – 1995, pág. 23



Este último término es utilizado para denotar la influencia de una variación de la tensión en la intensidad luminosa<sup>18</sup>.

La variación de tensión es la respuesta del sistema eléctrico de potencia a la variación de la carga, mientras que un *parpadeo* es la respuesta de un sistema de iluminación en cuanto a la percepción del ojo humano.

Aunque hay una clara distinción entre estos elementos existe confusión en su empleo de modo que el término parpadeo o *flicker* de tensión aparece en muchos documentos de manera errónea.

Las variaciones de voltaje se definen por su magnitud RMS expresada como un porcentaje de la fundamental. Un *parpadeo* de iluminación es medido con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Un ejemplo de una forma de onda que produce flicker se muestra en la figura 2.6.

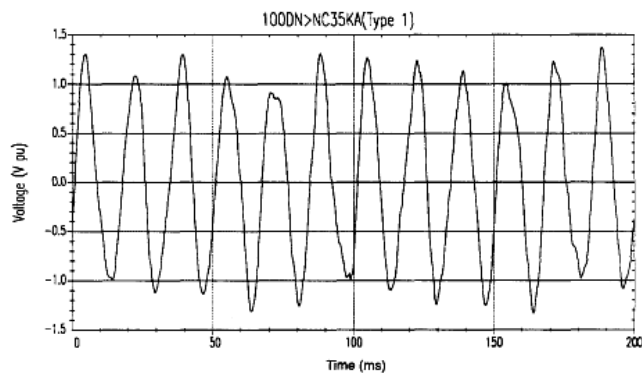


Figura 2.6 Ejemplo de fluctuaciones de voltaje ocasionadas por la operación de un horno en la industria metalúrgica.<sup>19</sup>

Los hornos de arco son los causantes más comunes de las variaciones de tensión en los sistemas de transmisión y distribución.

### 2.3.7 Variaciones de frecuencia

Principalmente se dan en función de los cambios de la carga que debe soportar el Sistema Eléctrico.

Por ejemplo, cuando súbitamente entra al sistema una carga que demande mucha energía, éste aumento se verá reflejado en un aumento del par mecánico que los generadores del sistema eléctrico deberán desarrollar con la finalidad de generar la energía requerida. Si de manera contraria, una gran carga se retira del sistema, los generadores observarán que el par mecánico que desarrollan comienza a crecer y tenderán a una sobre velocidad.

<sup>18</sup> Información según la norma IEEE Std. 1159 – 1995, pág. 3

<sup>19</sup> Tomado de la norma IEEE std. 1159 – 1995, pág. 24

Cuando cambia el balance entre la carga y la capacidad de generación se presentan las variaciones en la frecuencia, cuya duración estará en función de las características de la demanda y de la generación disponible.

Es justo mencionar que en la actualidad las variaciones de frecuencia que afecten la velocidad de los generadores son realmente muy escasas debido a los sistemas de protección y monitoreo con que cuentan las compañías suministradoras.

### *2.3.8 Monitoreo de la calidad de la energía*

#### **2.3.8.1 Objetivos del monitoreo**

El monitoreo de la calidad de la energía es necesario para caracterizar el fenómeno electromagnético en un circuito eléctrico, en algunos casos el objetivo del monitoreo sirve para determinar la incompatibilidad entre el sistema eléctrico de suministro y la carga. En otros, sirve para evaluar la red eléctrica en un lugar en específico y perfeccionar las técnicas de análisis y modelado para el estudio de la calidad de la energía eléctrica. Para algunos otros, el monitoreo es usado para predecir el comportamiento de las cargas en un sistema eléctrico al igual que el deterioro al que están expuestas. En cualquier caso, la tarea más importante en el monitoreo es determinar claramente los objetivos del mismo.

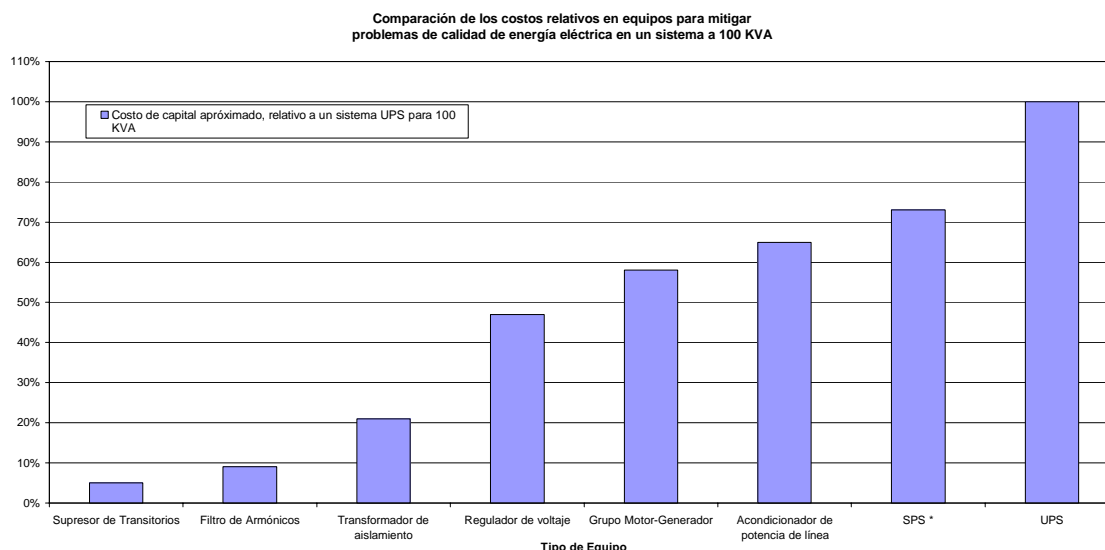
El definir de la mejor manera los objetivos del monitoreo para proyectos específicos, nos servirá para determinar cual es el equipo a utilizar para tal propósito, los métodos para adquirir datos, las técnicas y modelos para manipular los datos y la dedicación y esfuerzo que requiera la realización del proyecto. El objetivo puede ser simple como el verificar la regulación del voltaje en estado estable en una acometida, o puede ser más complejo como el análisis de las corrientes armónicas como la causa de distorsión en una red eléctrica.

El procedimiento para definir los objetivos para el monitoreo será diferente dependiendo del tipo de estudio a realizar. Para un monitoreo en el diagnóstico y resolución de problemas de disparos en equipos muy sensibles, el objetivo puede ser identificar los eventos fuera de los rangos establecidos en la operación. El monitoreo de evaluación o predicción puede requerir la necesidad de coleccionar una gran cantidad de datos de las señales tensión y corriente para caracterizar la existencia de un nivel de calidad de energía.

La medición del fenómeno electromagnético incluye el comportamiento de diversos parámetros tanto en el dominio del tiempo como en la frecuencia tales como: la forma de onda para identificar las sobre tensiones y bajo tensiones, interrupciones, caída de tensión (sags) y incremento de voltaje (swells), transitorios, desbalance de fases, comportamiento de la frecuencia, y distorsión armónica por mencionar solo algunos. Pero no incluye factores que serán propios de la carga, como lo son: temperatura, humedad, interferencia electromagnética, etc.

Hay razones muy importantes para el monitoreo de la calidad de la energía. La razón principal que sustenta a todas las anteriores es la económica, particularmente si las cargas de procesos críticos son severamente afectadas por el fenómeno electromagnético. Los efectos en el equipo y en la operación de procesos pueden incluir inoperabilidad, daño, interrupciones en los procesos y muchas otras anomalías. Las interrupciones son costosas sobre todo si se presentan inesperadamente en un proceso del cual se derivan pérdidas y donde la producción es una prioridad además de restablecer de inmediato la operación. Adicionalmente, el daño a los equipos y los costos de reparación implican una inversión económica y de tiempo.

Los costos asociados para resolver o disminuir los problemas de calidad de energía pueden ser muy elevados, un ejemplo es la revisión de toda una red de distribución que incluye desde los conductores hasta las conexiones de la red, o hasta el caso en el cual se tenga que requerir la instalación de un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS). Podemos observar en la figura 2.7 los costos relativos que implican diferentes tipos de equipos empleados en disminuir o resolver problemas de calidad de energía eléctrica. Es importante mencionar que los costos se incrementan en función de la capacidad que tenga la red eléctrica.



*Figura 2.7 Comparación de los costos relativos en equipos para mitigar problemas de calidad de energía eléctrica en un sistema de 100 kVA.<sup>20</sup>*

De igual forma, la poca presencia de problemas en la calidad de la energía eléctrica depende hasta cierto punto de la experiencia del diseñador de la red eléctrica, los pasos que deben de tomarse para minimizar la propagación de disturbios o la generación de los mismos y va desde la correcta selección del equipo eléctrico y hasta detalles tan sencillos como la ubicación de cada elemento del sistema.

<sup>20</sup> Tomado de: Cuaderno Técnico Schneider n° 187 (Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales)/ p.8

\* SPS: del acrónimo en inglés Standby Power Supply, Fuente de Potencia de Espera o Respaldo

### 2.3.8.2 Técnicas de medición

Aunque hay algunos equipos empleados para el monitoreo de la calidad de la energía, existen específicamente tres de diferentes compañías que cumplen completamente con dicha tarea y que están disponibles en el mercado nacional, estos son muy similares en su respuesta para detectar los disturbios de los parámetros, en cualquier caso, es usual considerar ciertas especificaciones del equipo o los equipos en términos de inmunidad a disturbios de energía para garantizar calidad en el proceso del monitoreo. Es importante destacar que las mediciones en la cuales se basan dichos equipos son esencialmente de corriente y de tensión por cada una de las fases

Las características del equipo requeridas dependen del objetivo y lugar del monitoreo. Para evaluar el suministro de energía por ejemplo, se debe hacer énfasis en un análisis en condiciones de estado estable; donde la sensibilidad del monitoreo del voltaje RMS es primordial y las variaciones en la lectura del parámetro caractericen realmente el fenómeno y lo que puede ocasionarlo.

Las técnicas de monitoreo son diversas, usualmente se efectúan mediciones RMS las cuales se obtienen como resultado de calcular la raíz cuadrada del producto del inverso del periodo de la señal por la integral de la misma elevada al cuadrado en un periodo completo, como se indica en la ecuación 2.5. Por otro lado si consideramos la alternancia de polaridad en la amplitud de las señales de tensión y corriente, otros métodos usados son el promedio y la medición de pico. Para ondas senoidales existe una relación entre el valor RMS y el valor pico, la cual está dada por la ecuación 2.6.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T f(t)^2 dt} \quad 2.5$$

$$V_{RMS} = \frac{V_P}{\sqrt{2}} \quad 2.6$$

Algunos equipos emplean la relación entre el valor RMS y el valor pico de la señal para dar mediciones RMS, pero esto ocasiona problemas cuando las señales a medir no son senoidales o señales distorsionadas, lo que ocasiona errores muy significativos en el análisis, en la interpretación o inclusive en la interpolación de los datos. Por lo anterior es recomendable verificar la forma en que son calculados algunos parámetros puesto que de estos se desprenden muchos otros de manera indirecta.

Existen varias técnicas de conversión para la obtención de valores RMS, comúnmente son:

- Conversión térmica: la señal de entrada calienta una carga resistiva, y se obtiene el valor RMS mediante la raíz cuadrada del cociente de la potencia y la magnitud de la resistencia.
- Convertidor analógico: la entrada del voltaje es manipulada mediante circuitos electrónicos que determinan el valor RMS. Esta técnica es usualmente empleada en los voltímetros digitales.

- Convertidores digitales: un convertidor analógico a digital muestrea la entrada de voltaje a una tasa muy alta de muestreo, dichos valores son procesados para obtener el valor RMS, este método es usualmente empleado en los analizadores de formas de onda, osciloscopios digitales y analizadores de espectro.

Las técnicas de medición de valores RMS son usadas para medición de distorsión armónica, perturbaciones de la señal, las caídas de tensión (sags), incrementos de voltaje (swells), entre otras.

### 2.3.8.2.1 Panorama general de los transductores

Un sensor o transductor es un dispositivo que tiene la capacidad de detectar una determinada variable física y la transforma a su salida en una señal de tipo eléctrica que comúnmente es tensión o corriente que puede ser medida, de tal forma que nos permite interactuar con el entorno físico obteniendo información para su análisis, para el caso particular de los sistemas eléctricos de potencia las señales de principal interés son tensión y corriente eléctrica dado que a partir de estas es posible obtener de manera indirecta una gran cantidad de variables que en conjunto nos proporcionan información del estado del sistema eléctrico en estudio.

Para realizar mediciones de tensión se emplean en su mayoría equipos como:

- Puntas de atenuación
- Pinzas para medición de tensión
- Resistores en un circuito divisor de tensión
- Osciloscopios
- Voltímetros

Y por otro lado para las mediciones de corriente son empleados equipos como:

- Pinzas amperimétricas
- Transductores de corriente-voltaje (fuentes de corriente a voltaje)
- Pinzas de efecto Hall
- Amperímetros

### 2.3.8.2.2 Tipos de transductores

#### Divisor de tensión (uso de resistores)

Un divisor de tensión es una configuración presente en circuitos eléctricos que divide la tensión de una fuente mediante diferentes impedancias conectadas en serie. Esto se puede explicar de la siguiente manera: supóngase que se tiene una fuente de tensión  $V_f$ , conectada en serie con  $n$

impedancias. La polaridad negativa de la fuente debe estar conectada al nodo de referencia donde las impedancias deben cerrar el circuito eléctrico.

Para determinar la tensión en cualquier impedancia  $Z_i$  del circuito, se utiliza la Ley de Ohm que se muestra en la ecuación 2.7.

$$V_i = I \cdot Z_i \quad 2.7$$

Para obtener la corriente eléctrica  $I$  del circuito, bastará con efectuar el cociente entre la tensión de la fuente y la suma de las impedancias del circuito serie, expresado en la ecuación 2.8.

$$I = \frac{V_f}{\sum_{i=1}^n Z_i} \quad 2.8$$

Se sustituye la ecuación 2.8 en la ecuación 2.7 para dar lugar a la ecuación 2.9 donde el voltaje depende de la impedancia  $Z_i$ .

$$V_i = \frac{Z_i}{\sum Z_n} V_f \quad 2.9$$

En el caso cuando se calcula la caída de voltaje en cada impedancia y se recorre la malla cerrada, el resultado final es cero, cumpliendo con la Ley de Voltajes de Kirchhoff como se ilustra en la ecuación 2.10.

$$V_T = \sum_{i=0}^{i=n} V_i \quad 2.10$$

Donde:

$n$ : es el número de resistores constituyentes del divisor

### Puntas de atenuación

Las puntas de prueba de atenuación están compuestas simplemente de cables equipados, en un extremo, con un conector que encaja en el volmetro u osciloscopio generalmente, y en el otro extremo, un mango plástico, que permite al operador sostener la punta y resguardarlo del riesgo de una descarga eléctrica. Dentro del cuerpo plástico de la punta de prueba, el cable está conectado a un extremo metálico rígido y puntiagudo que permite la conexión al punto de prueba.

Las dos puntas de prueba que utilizan los equipos de medición son por lo general una roja (para la polaridad positiva) y otra negra (para la polaridad negativa). Cualquiera de ellas puede reemplazarse por un cable con terminación de conector caimán, permitiendo una conexión al punto de prueba que no necesita ser sostenido por el operador. Algunas pruebas también permiten colocar un conector caimán en las extremidades de la punta, cubriendo así la punta metálica.

Generalmente, las dos puntas de medición pueden soportar tensiones de hasta unos 1000 V y corrientes de unos cuantos amperes. Dependiendo de la exactitud que se requiera, pueden usarse en un rango de frecuencias que varían de corriente continua (CD) hasta unos pocos kHz.

Las puntas de prueba pasivas o puntas de atenuación se construyen con cables y conectores y, cuando existe la necesidad de compensación y atenuación, resistores y condensadores. No contienen componentes electrónicos activos, como transistores o amplificadores, y por lo tanto no necesitan suministro de energía.

El diseño más común consiste en tener un resistor de  $9\text{ M}\Omega$  en serie con el extremo de la punta. La señal se transmite entonces desde la extremidad de la punta hasta la entrada del equipo de medición a través de un cable coaxial especialmente diseñado para minimizar la capacitancia. El resistor sirve para minimizar la carga que la capacitancia del cable introduciría en el punto de prueba; en serie con la impedancia de entrada normal de  $1\text{ M}\Omega$  del equipo de medición, el resistor de  $9\text{ M}\Omega$  crea un divisor de tensión  $\times 10$ , por lo que a estas puntas se las conoce como puntas de baja capacitancia o puntas  $\times 10$  ("puntas por diez").

Debido a que la entrada del osciloscopio tiene capacitancias parásitas en paralelo con el resistor de  $1\text{ M}\Omega$ , el resistor de  $9\text{ M}\Omega$  debe encontrarse también en paralelo con un capacitor, llamado capacitor de puenteo, con el propósito de evitar que se forme un filtro pasa bajas  $RC$ <sup>21</sup> con la capacitancia parásita del osciloscopio. El valor de este capacitor de puenteo debe elegirse de manera tal que, combinado con el capacitor de entrada del osciloscopio, se forme también un divisor de tensión  $\times 10$ . De esta manera, la punta provee una atenuación uniforme  $\times 10$  desde corriente directa (mediante la atenuación que proveen los resistores) hasta frecuencias bastante altas de corriente alterna (mediante la atenuación que proveen los capacitores).

### Pinzas amperimétricas

La pinza amperimétrica es un tipo especial de amperímetro que permite evitar el inconveniente de tener que abrir el circuito en el que se requiere medir el flujo de corriente para colocar un amperímetro clásico.

El funcionamiento de la pinza amperimétrica se basa en la medida indirecta del flujo de corriente circulante por un conductor a partir del campo magnético o de los campos que dicho flujo genera. Recibe el nombre de pinza porque consta de un sensor, en forma de pinza, que se abre y abraza el cable cuya corriente se desea medir. Este método evita abrir el circuito para efectuar la medición, así como las caídas de tensión que podría producir un instrumento clásico. Por otra parte, es sumamente seguro para el operador que realiza la medición, por lo tanto no es necesario un contacto eléctrico con el circuito bajo medida ya que, en el caso de cables aislados, no es necesario levantar el aislante.

---

<sup>21</sup> Se denota de esta manera al circuito, debido que lo integran elementos resistivos y capacitivos

## Transformadores de corriente (TC)

El transformador de corriente es una máquina eléctrica estática la cual funciona bajo el principio del efecto electromagnético y que tiene como propósito reducir la corriente eléctrica consumida por la carga en un circuito eléctrico a un nivel seguro y medible, para los rangos normalizados de los instrumentos de medición y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria. Algunas de las relaciones típicas de un transformador de corriente podrían ser 600/5, 800/5, 1000/5 y los valores nominales de los transformadores de corriente son de 5 A y 1 A. El primario de estos transformadores se conecta en serie con la carga, y la carga de este transformador esta constituida solamente por la impedancia del circuito que se conecta a él.

## Pinzas de efecto Hall

El efecto Hall consiste en la aparición de un campo eléctrico en un conductor cuando es atravesado por un campo magnético. A este campo eléctrico se le denomina campo Hall. Este efecto fue descubierto en 1879 por el físico estadounidense Edwin Herbert Hall. Dicho fenómeno lo podemos comprender mejor de la siguiente forma: si por un material conductor o semiconductor por el cual circula una corriente eléctrica, y estando este mismo material en los efectos de un campo magnético, aparece una fuerza magnética en los portadores de carga que los reagrupa dentro del material, esto es, los portadores de carga se desvían y agrupan a un lado del material conductor o semiconductor, apareciendo así un campo eléctrico perpendicular al campo magnético y al propio campo eléctrico generado por la fuerza electromotriz. Este campo eléctrico es el denominado campo Hall, y ligado a él aparece la tensión Hall, que se puede medir mediante el volmetro.

Aprovechando este fenómeno físico se tienen una amplia gama de aplicaciones para las cuales se han diseñado diversos sensores como lo son: sensores para campos magnéticos (Teslametros), sensores de corriente de efecto Hall (medición de la intensidad de corriente eléctrica), sensores de posición, entre otros.

## Transductor de corriente-voltaje

Esta solución es el resultado de la interacción de diversos conceptos de la electrónica y del empleo de diversos dispositivos activos y pasivos, conformando circuitos que permitan obtener una relación aritmética, eléctrica y electrónica entre la corriente y voltaje, una característica de este tipo de soluciones es que se pueden implementar desarrollos seguros y económicos, pero que generalmente son aplicables para umbrales de corriente muy bajos. Existen dos tipos de desarrollos que son los más comunes y que se mencionan a continuación.

1. Fuentes de corriente a voltaje con el uso de circuitos integrados analógicos, en las que se emplean amplificadores operacionales y diversos dispositivos electrónicos.



2. El uso de un resistor con una resistencia “R” por el cual se hace pasar el flujo de corriente “I” que se desea medir y en sus terminales se genera una caída de tensión, la cual puede ser medida por un volmetro y de manera indirecta podemos obtener la magnitud de la corriente eléctrica mediante la relación que define la Ley de Ohm mostrada en la ecuación 2.11, realizando un despeje algebraico como el que indica la ecuación 2.12, resultando que la corriente es igual a la tensión por el inverso multiplicativo de la resistencia.

$$V = I \cdot R \quad 2.11$$

$$I = \frac{V}{R} \quad 2.12$$

### 2.3.8.3 Nivel de información requerida para resultados representativos.

La mayoría de las ocasiones es complicado determinar con cuanta información debemos contar para poder realizar una análisis adecuado sobre el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia, pero podemos hacer uso de diversos documentos como los son las normas que aplican para el tema en cuestión, algunas de estas son mencionadas en el apartado 2.2 *Normas Internacionales*. En el caso de este documento se toma como referencia la norma IEEE std. 1159 de 1995 la cual aborda el monitoreo de la calidad de energía eléctrica en sistemas eléctricos de potencia de CA, definiciones y terminología sobre calidad de la energía, impacto económico de la calidad de la energía y el equipo, y las mediciones de las características de fenómenos electromagnéticos.

En la tabla 2.8 se puede observar la información a detalle que se requiere para poder realizar un análisis de la calidad de energía completo, pero cabe destacar que esto puede sufrir cambios en función de cada caso en particular.

<b>Análisis de las señales</b>			
<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>	<b>Variable</b>	<b>Unidades</b>
V RMS	V	I RMS	A
V DC	V	I DC	A
Amplitud	V	Amplitud	A
Frecuencia	Hz	Frecuencia	Hz
Factor de cresta	Adimensional	Factor de cresta	Adimensional
Fase	° (grados)	Fase	° (grados)
Oscilograma de la señal de tensión	V y s	Oscilograma de la señal de corriente	A y s
<b>Variable</b>	<b>Unidad</b>		
Defasamiento	° (grados)		
Factor de potencia	Adimensional ( $0 \leq FP \leq 1$ )		
Periodo	S		
Factor de distorsión total armónica	Adimensional (%)		
Frecuencia fundamental	Hz		
Espectro de la señal de tensión	V RMS y Hz		
Espectro de la señal de corriente	A RMS y Hz		

Oscilograma para el muestreo en conjunto de las señales de tensión y corriente	V, A y s
Potencia activa	W
Potencia reactiva	VAR
Potencia aparente	VA
Factor de distorsión total armónica de potencia activa	Adimensional (%)
Energía activa	W-H
Energía reactiva	VAR – H
Tiempo de inicio de monitoreo	s
Tiempo actual de monitoreo	s
Tiempo transcurrido de monitoreo	s

Tabla 2.8 Información requerida para resultados representativos

<b>Oscilograma del muestreo conjunto para las señales de tensión y corriente trifásicas</b>		
Amplitud señal de tensión	V	Por cada fase
Amplitud señal de corriente	A	
Defasamiento	° (grados)	
<b>Fasorímetro</b>		
V RMS	V	Por cada fase
Fase de referencia	° (grados)	
I RMS	A	
Fase de referencia	° (grados)	
<b>Secuencímetro</b>		
Detector de secuencia de fases		
<b>Gráfica del triángulo de potencias trifásico</b>		
Factor de potencia	Adimensional	
Ángulo	° (grados)	
Potencia aparente	VA	
Potencia activa	W	
Potencia reactiva	VAR	
<b>Gráfica del triángulo de potencias por fase</b>		
Factor de potencia	Adimensional	
Ángulo	° (grados)	
Potencia aparente	VA	
Potencia activa	W	
Potencia reactiva	VAR	
<b>Cálculo de parámetros para el conductor neutro</b>		
I RMS	A	
I DC	A	
Amplitud	A	
Frecuencia	Hz	
Factor de distorsión total armónica I	%	
Oscilograma de la señal	A y s	
Espectro de la señal	Arms y Hz	
Cursor para ubicación de armónicas		

<i><b>Cálculo de parámetros complementarios</b></i>	
Factor K	Adimensional
Factor de interferencia telefónica (TIF)	Adimensional

*Tabla 2.8 Información requerida para resultados representativos (continuación)*

### 3. DISEÑO DEL ANALIZADOR DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

#### 3.1 Arquitectura general

El diagrama de bloques de la figura 3.1 muestra la arquitectura de un sistema de instrumentación clásico, el cual inicia con la información proporcionada por la carga, que mediante sensores o transductores llega a una etapa de acondicionamiento, que posteriormente es desplegada para su análisis en osciloscopios, dispositivos de despliegue de información analógicos o digitales, registradores en papel, etcétera.

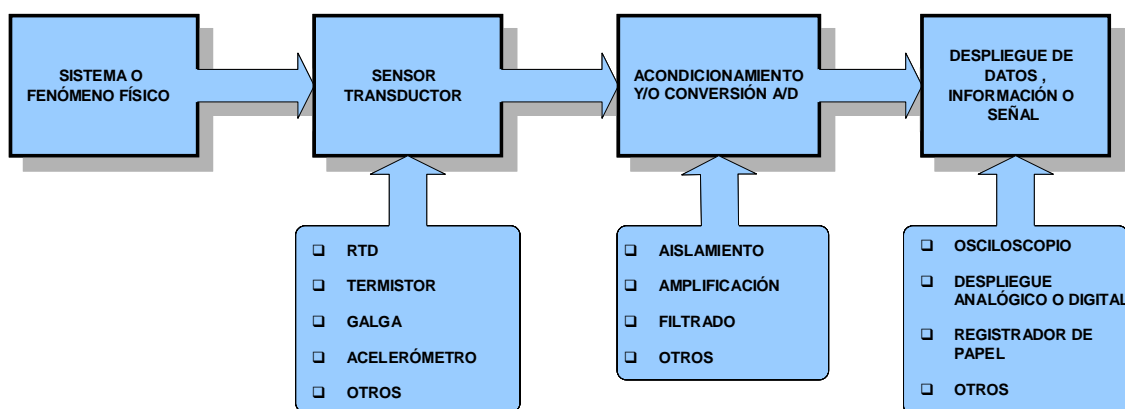


Figura 3.1 Arquitectura general de un sistema de instrumentación clásico.

Por otro lado en el diagrama de bloques de la figura 3.2 se muestra la arquitectura de un sistema de instrumentación virtual, la cual es tomada como base para el desarrollo del ACEE.

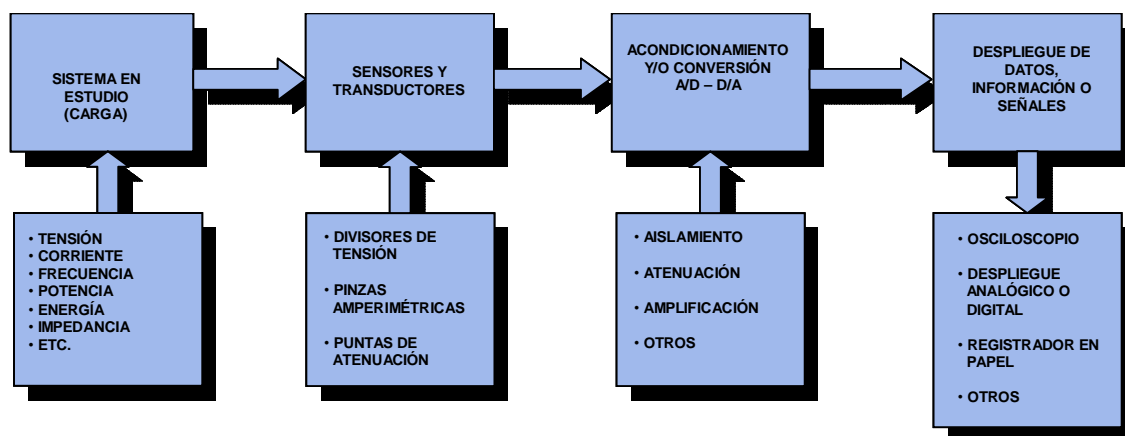


Figura 3.2 Sistema de instrumentación virtual

Los sistemas de instrumentación virtual trabajan esencialmente bajo el mismo esquema que los sistemas clásicos, sin embargo, los sistemas virtuales ofrecen la posibilidad de integrar en un

solo sistema la medición de diversos parámetros relacionados entre sí, con un solo dispositivo de hardware lo cual evita tener que contar con toda una serie de aparatos de medición de manera independiente es decir, que pueden tenerse una o varias señales de entrada hacia un solo equipo y que sea este mismo el que entregue todas las mediciones requeridas; dicha característica es la que se presenta como una de las ventajas del ACEE.

La arquitectura general del ACEE se desarrolla en una plataforma de PC o Laptop con Sistema Operativo Windows XP®, una tarjeta de adquisición de datos DAQ PCI-6036E con 8 canales de entrada diferenciales de  $\pm 10$  V a una tasa de muestreo de 200 kM/s, un bloque de conexiones BNC-2120 y un bloque de acondicionamiento de señales que son el medio físico entre la DAQ y las señales del sistema eléctrico, lo anterior permite el procesamiento de la información mediante algoritmos programados en Lab View 7.1 En la figura 3.3 se puede observar a detalle el esquema que representa al sistema de instrumentación virtual empleado.

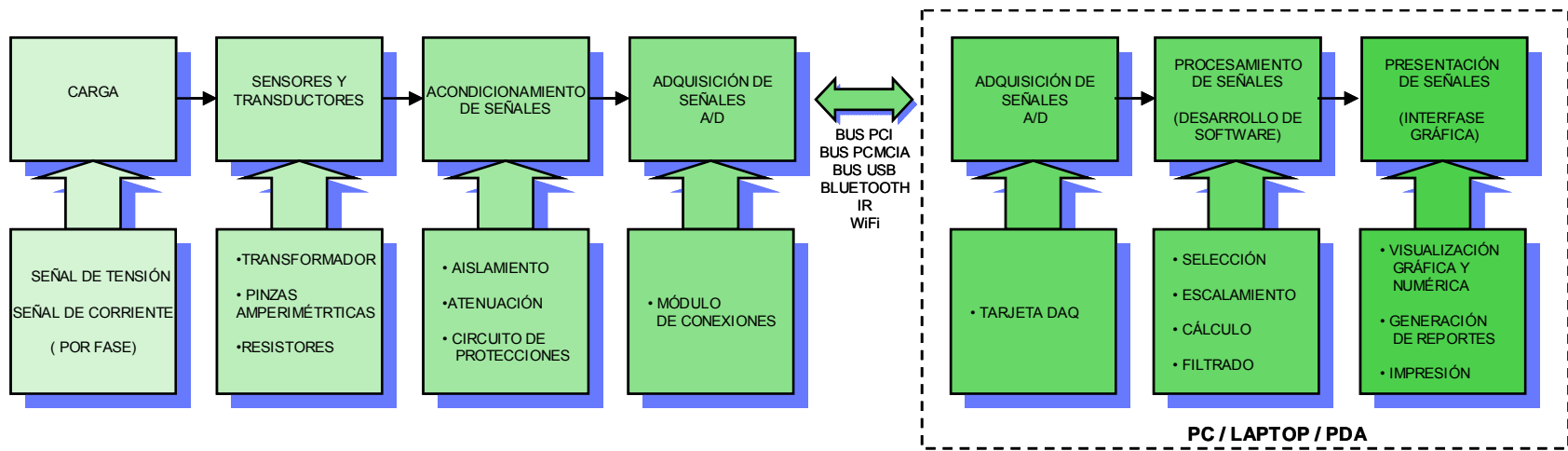


Figura 3.3 Arquitectura general del ACEE

Con base en el diagrama que muestra la arquitectura general del ACEE, podemos observar que las señales del sistema eléctrico en estudio que nos interesa medir son tensión y corriente, dado que a partir del análisis de ellas es factible conocer el comportamiento de la carga, y es por ello que los transductores empleados para tal fin son una parte fundamental de dicho sistema.

Posteriormente se encuentra una etapa de acondicionamiento a nivel de hardware que tiene como propósito garantizar que las señales a ser adquiridas puedan estar en un rango de -10 a 10 V, haciendo uso de dispositivos electrónicos para aislar los sistemas, atenuar y proteger la tarjeta DAQ.

La adquisición de las señales es posible mediante el uso de un módulo de conexión BNC-2120, que antecede a la tarjeta de adquisición de datos PCI-6036E la cual se encuentra dentro de la PC y es el elemento que permite la adquisición de las señales y el desarrollo de software, donde es procesada la información para finalmente mostrar los resultados al usuario mediante una interfase gráfica.

### ***3.2 Acondicionamiento por Hardware***

La solución presentada como interfaz de hardware en la etapa de acoplamiento de las señales, está diseñada e implementada considerando que el sistema de medición cumpla con las siguientes características: portabilidad, garantizar la seguridad en las conexiones al equipo, a la carga y sobre todo a los usuarios, facilidad de conexión y transporte, garantizar la continuidad de servicio durante su operación, contar con un diseño robusto del circuito de acondicionamiento considerando elementos de protección y estar integrada con componentes que cumplen con las más altas normas de calidad a nivel mundial.

Las señales en las cuales se enfatiza el monitoreo y en que se basa el funcionamiento del ACEE, como se mencionó anteriormente son tensión y corriente; sin embargo debido a las características del equipo de adquisición (tarjeta DAQ), ésta última debe ser medida de manera indirecta a través de tensión.

En virtud de que la tarjeta de adquisición únicamente puede soportar niveles de tensión comprendidas en el rango de -10 a 10 V, resulta necesaria una etapa de acondicionamiento consistente en atenuar las magnitudes hasta niveles convenientes. Los métodos que se contemplaron para dicho efecto son la atenuación de tensión a partir del uso de transformadores y el uso de pinzas amperimétricas para los canales que adquieren las señales de corriente y que mediante el acoplamiento a partir de resistores es posible medir la diferencia de tensión que origina dicho flujo, con lo cual de manera indirecta se determina la corriente eléctrica asociada a la carga.

En la figura 3.4 se muestra un diagrama de bloques que corresponde a la interfaz de hardware para el ACEE que más adelante será explicado a detalle. Se muestra como primera etapa la carga, posteriormente se encuentran integradas dentro de un gabinete de acrílico con un espesor de 4 mm las siguientes etapas: acondicionamiento de señales, transductores y circuito de protecciones (estas dos etapas se integran en un circuito impreso contenido en una caja para

electrónica), adquisición de señales analógicas con un módulo BNC-2120 y con la tarjeta DAQ PCI-6036 que se encuentra instalada en la tarjeta madre de la PC o LAPTOP.

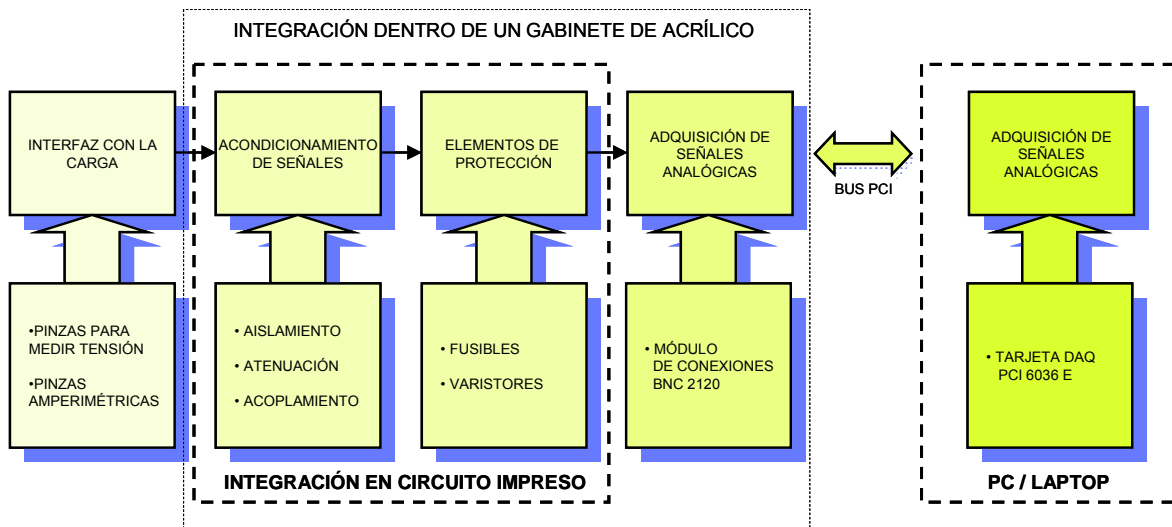


Figura 3.4 Interfaz de hardware del ACEE

Un factor importante a destacar junto con las características que se mencionaron anteriormente es la economía, la cual se consideró para presentar un proyecto, viable y que a la vez tenga un gran alcance a corto, mediano y largo plazo, por lo tanto se emplean componentes de la mejor calidad y costos accesibles en el mercado para la integración.

### 3.2.1 Elementos que conforman la interfaz de hardware

En la lista que se muestra a continuación son mencionados todos los componentes que se tienen implementados en la interfaz de hardware, así como las características más importantes de los mismos.

- 1 gabinete de acrílico transparente de 33.3 cm x 33.3 cm x 15 cm x 0.4 cm (largo x ancho x alto x espesor)
- 1 placa lisa de acero galvanizado 30 cm x 30 cm x 0.1587 cm
- 1 riel tipo din de 20 cm de largo
- 6 tornillos con doble tuerca, cuerda fina, cabeza plana y de 0.317 cm de diámetro
- 14 tornillos cuerda estándar, cabeza tipo Philips de 0.317 cm de diámetro
- 2 tornillos de cuerda fina, cabeza plana y de 0.79 cm de diámetro
- 6 conectores hembra BNC para montaje sobre un panel
- Cables para la medición de tensión:
  - 1 juego de 3 cables con caimanes grandes y conector BNC
  - 1 juego de 3 cables con caimanes pequeños y conector BNC



- 1 juego de 3 pinzas amperimétricas i200 con conector macho/banana, con relación de transformación de 1 mA/A
- 1 juego de 3 conectores de acoplamiento de conector banana hembra a conector BNC macho
- 1 cable con caimán grande para el conductor de puesta a tierra de la interfaz de hardware
- 3 transformadores de atenuación de tensión, modelo: P-6375, con los siguientes datos de placa:
  - S = 12 VA
  - Primario: Paralelo → 115 V @ 12 VA Serie → 230 V @ 12 VA
  - Secundario: Paralelo → 6 V @ 2.0 A Serie → 12V @ 1.0 A
- 6 cajas para montaje de electrónica UEGM-27.5-SMD con placa de circuito impreso, bornes de conexión por tornillo MKDS3 y montaje sobre riel tipo din
- 3 bornes de conexión para puesta a tierra con modelo Typ USLKG6N, con montaje para riel tipo din
- 12 porta fusibles tipo europeo para circuito impreso
- 6 fusibles tipo europeo de 500 mA @ 250 V con cuerpo de cristal, modelo: C518-500MA-R
- 3 varistores de óxido metálico de  $V_c = 20 \text{ V @ } I_{pk} = 5 \text{ A}$  con  $V_r = 5.5 \text{ V DC}$  y  $4 \text{ V AC}$ . Modelo: V8ZA2P
- 3 varistores de óxido metálico de  $V_c = 30 \text{ V @ } I_{pk} = 5 \text{ A}$  con  $V_r = 8 \text{ V DC}$  y  $6 \text{ V AC}$ . Modelo: V12ZA2P
- 1 conector para conductor de puesta a tierra, para montaje sobre placa de metal, con modelo: GL02
- 1 glándula para montaje sobre panel con modelo: SEC38GA
- Conectores tipo zapata
- Conectores para cable tipo ferrul
- Cables para conexiones internas
- 1 juego de 6 cables BNC con terminales de tipo ferrul
- 1 módulo de conexiones BNC-2120
- 1 cable de conexión modelo SH6868 ó R6868, para el módulo BNC-2120 y la tarjeta DAQ SERIES E
- 1 tarjeta de adquisición de datos: PCI-6036E

### 3.2.2 Interfaz de hardware entre la carga y el equipo de adquisición de datos.

Como puede observarse en la figura 3.5; 3.6 y 3.7 están indicados mediante números los principales elementos que constituyen la interfaz de hardware.

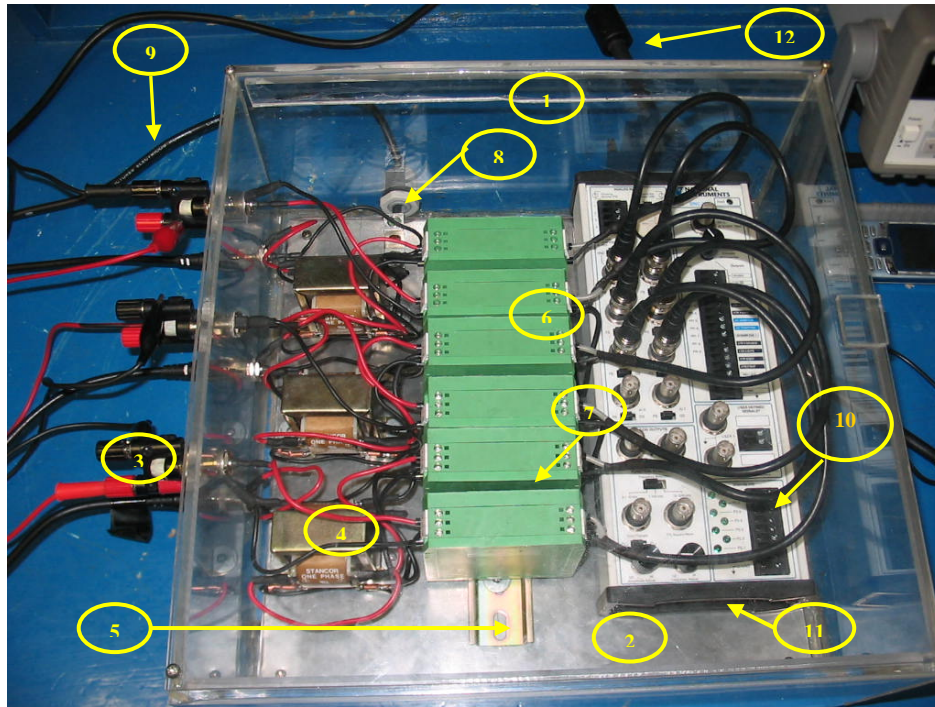


Figura 3.5 Fotografía de la interfaz de hardware del ACEE



Figura 3.6 Fotografía de las pinzas amperimétricas empleadas en la interfaz de hardware del ACEE

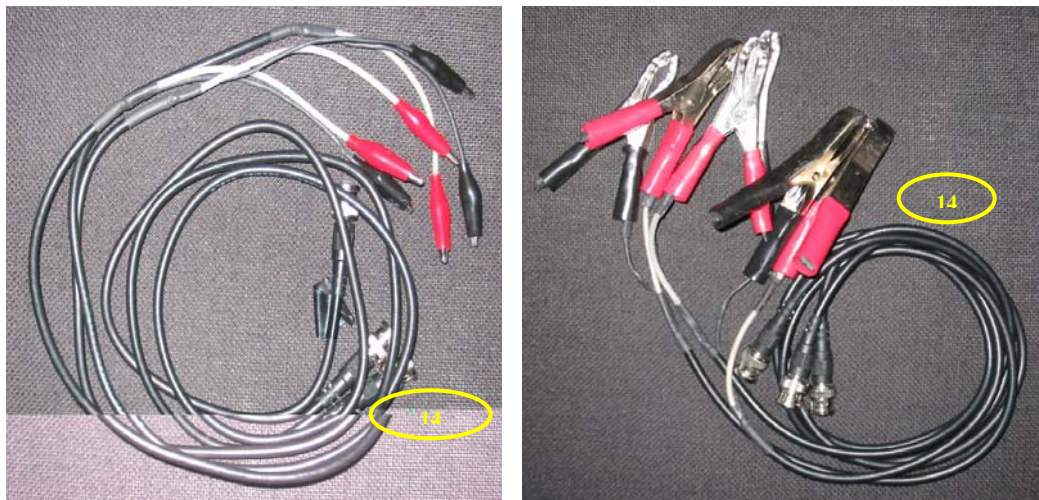


Figura 3.7 Fotografía de las pinzas para medición de tensión empleadas en la Interfaz de hardware del ACEE (Juego de pinzas con caimán pequeño y juego de pinzas con caimán grande)

1. Gabinete de acrílico transparente
2. Platina de acero para montaje de los equipos
3. Conectores tipo BNC hembra para los canales de tensión y corriente para cada fase
4. Transformadores de atenuación para los canales de tensión
5. Riel Din para el montaje de las cajas para electrónica y clemas de puesta a tierra
6. Cajas para montaje de electrónica que contiene los circuitos de acondicionamiento y de protección para cada canal
7. Clemas para conexión de puesta a tierra.
8. Conector para el cable de puesta a tierra
9. Cable de puesta a tierra.
10. Cable coaxial con conector BNC macho.
11. Módulo de conexión BNC-2120.
12. Cable de conexión para el módulo BNC-2120 y la tarjeta DAQ SERIES E.
13. Juego de pinzas amperimétricas
14. Juego de pinzas para la medición de tensión

Los primeros elementos físicos del ACEE que reciben las señales de la carga son las pinzas de tensión y las pinzas amperimétricas, las cuales deben proporcionar una conexión robusta y segura en todos los aspectos.

Para el caso de la medición de tensión, se implementaron tres pares de cables de conector BNC, que son conectados en unos bornes colocados a un costado del gabinete de la interfaz de hardware y por el otro extremo tiene conectores tipo caimán, tres pares de cables que cuentan con un caimán pequeño para permitir la conexión en lugares donde el acceso al punto de medición es muy reducido, mientras que el otro juego de tres cables cuenta con conectores de tipo caimán de mayor tamaño para elementos como barras de tensión, paneles de control, máquinas eléctricas entre otros.

Para la medición del flujo de corriente eléctrica se utilizan tres pinzas amperimétricas, una por cada fase, que tiene una relación de transformación de 1 mA/A; esto quiere decir que por cada ampere de corriente que se mida en el conductor deseado la salida de la pinza entregará 1 mA. Dichas pinzas son de muy fácil conexión en el circuito, puesto que no implican que se tenga que abrir el conductor del mismo para ser conectadas en serie y obtener la medición. El funcionamiento de éstas está basado en el Efecto Hall que permite que la conexión se efectúe mediante una pinza que se abre fácilmente y que al cerrarse encierra el conductor de interés.

Las pinzas amperimétricas pueden medir el flujo de corriente eléctrica en conductores de línea, fase o neutro y en función de la ubicación de la carga y/o punto de puesta a tierra, será la posición en la que deban conectarse, esto se detalla en los dos siguientes casos.

- a) Si el conductor en el cual se medirá el flujo de corriente, corresponde a un conductor de línea o fase, se debe considerar que la flecha que se encuentra en el mango de la pinza amperimétrica i200 deberá estar apuntando en sentido hacia la carga, según se muestra en la figura 3.8



Figura 3.8 Posición de la pinza amperimétrica con conductores de fase o línea

- b) Si el conductor en el cual se medirá el flujo de corriente, corresponde a un conductor de neutro o de puesta a tierra, se debe considerar que la flecha que se encuentra en el mango de la pinza amperimétrica i200 deberá estar apuntando en el sentido desde la carga hacia el punto de referencia como se aprecia en la figura 3.9

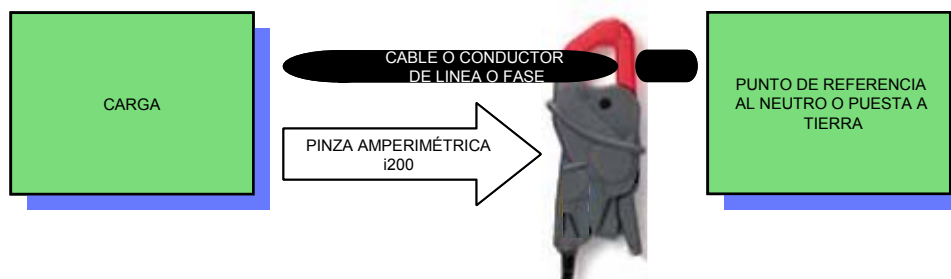


Figura 3.9 Posición de la pinza amperimétrica con conductores de neutro o puesta a tierra

En lo que respecta al acondicionamiento de las señales, lo cual consiste en realizar el aislamiento y atenuación de las mismas, podemos mencionar que se realiza de manera independiente para cada una de las fases y canales de entrada para el sistema de medición.

En la medición de la señal de tensión se hace uso de transformadores que atenúan y aíslan al circuito eléctrico en estudio del sistema de medición, considerando una tensión primaria nominal de 230 V como máximo y una tensión secundaria de 6 V, lo que implica una relación de atenuación de tensión como lo indica la ecuación 3.1.

$$R_{T_a} = \frac{6V}{230V} = \frac{1}{38.333} \quad 3.1$$

$$R_{T_a} = \frac{1}{38.333}$$

Donde:

$R_{T_a}$  : es la relación de transformación de atenuación para la señal de tensión

Con lo anterior la tarjeta DAQ estaría recibiendo en realidad un valor de tensión acorde a la siguiente relación indicada por la ecuación 3.2:

$$\tilde{V}_{IN\ DAQ} = \frac{1}{38.333} \tilde{V}_{IN\ SE} \quad 3.2$$

Donde:

$\tilde{V}_{IN\ SE}$  : es la tensión de la carga

$\tilde{V}_{IN\ DAQ}$  : es la tensión que recibe la tarjeta DAQ

Esto no implica que el sistema quede restringido a efectuar mediciones a sistemas eléctricos los cuales tengan una alimentación menor a dicho valor, simplemente el valor de tensión que llegará a la tarjeta de adquisición de datos estará en función de  $R_{Tc\ a}$

Para la medición de la señal de corriente el aislamiento y atenuación de dicha variable se obtiene gracias al uso de las pinzas amperimétricas que poseen una relación de atenuación de corriente acorde a como lo indica la ecuación 3.3.

$$R_{Tc\ a} = \frac{1mA}{1A} \quad 3.3$$

$$R_{Tc\ a} = 0.001$$

Donde:

$R_{Tc\ a}$  : es la relación de transformación de atenuación para la señal de corriente

Hasta esta etapa la interfaz de hardware mantienen las señales adquiridas con niveles de amplitud considerablemente bajos de tal forma que se garantiza la integridad del usuario y de la tarjeta DAQ.

### 3.2.3 Acoplamiento y circuito de protección

El uso de diversos elementos de acoplamiento es parte fundamental en un sistema de instrumentación, dado que permiten transformar la energía en señales físicas que comúnmente suelen ser tensión y/o corriente eléctrica.

Para el caso de la medición de corriente eléctrica son empleados como elementos auxiliares resistores de precisión (tolerancia de  $\pm 1\%$ ) que poseen un valor nominal de  $50\ \Omega$  de resistencia (2 resistores de  $100\ \Omega$  en paralelo), y que en función del flujo de corriente que pasa por los mismos se genera en sus terminales una diferencia de potencial que permite posteriormente durante la etapa de

acondicionamiento por software, determinar cual es el valor real de la corriente que fluye por el conductor en cuestión. La relación que se menciona anteriormente se deriva de la Ley de Ohm indicada en la ecuación 3.4

$$V = IR \quad 3.4$$

Donde:

V: tensión

R: resistencia al paso de la corriente eléctrica

I: corriente eléctrica

La forma en que se relaciona el flujo de corriente consumido por la carga y la tensión que recibirá la tarjeta DAQ se aprecia en la ecuación 3.5

$$\tilde{V}_{OUT\phi} = \tilde{I}_{IN} R_{RES} \quad 3.5$$

Donde:

$\tilde{V}_{OUT\phi}$ : Tensión en forma fasorial que se entrega en el circuito de acondicionamiento y protección en V

$R_{RES}$ : Valor de los resistores utilizados en  $\Omega$

$\tilde{I}_{IN}$ : Valor de la corriente eléctrica en forma fasorial que entrega la pinza amperimétrica y que entra al circuito de acondicionamiento y protección en A

Sustituyendo el valor de 50  $\Omega$  del resistor en la ecuación 3.6 se tiene lo siguiente:

$$\tilde{V}_{OUT\phi} = \tilde{I}_{IN} 50 \quad 3.6$$

Al integrar el factor  $R_{Tc} = 0.001$  en la ecuación 3.6, podremos tener el valor que realmente estaría recibiendo la tarjeta DAQ como se muestra en la ecuación 3.7

$$\tilde{V}_{OUT\phi} = \tilde{I}_{IN} 50(0.001) \quad 3.7$$

$$\tilde{V}_{OUT\phi} = \tilde{I}_{IN} 0.05$$

Para reforzar la característica de contar con un diseño robusto en la interfaz de hardware, se consideró la integración de un circuito de protecciones que permite proteger al equipo de adquisición de datos y al usuario frente a diversas contingencias que pudieran presentarse durante el monitoreo de una determinada carga, estas serían fallas de corto circuito, fase a tierra, de fase a fase, sobre tensiones, etc; para lo que se garantiza un umbral adecuado que permite realizar un correcto monitoreo de la energía.

Son dos los elementos que se emplean para dar protección al sistema, pero es importante mencionar que ambos tienen un funcionamiento íntimamente ligado.

El primero de ellos es un fusible, que es un dispositivo de protección contra sobre corriente que tiene las propiedades de tener una respuesta rápida y confiable al momento de su disparo, dichos dispositivos poseen una curva de respuesta como la que se muestra en la figura 3.7 denominada curva de tiempo inverso la cual ilustra que para una magnitud pequeña de corriente se tiene un tiempo de disparo que normalmente es medido en micro segundos, y por el contrario para una magnitud más elevada de corriente se tiene un tiempo de disparo mucho más breve respecto al anterior, esto quiere decir que el fusible tiene una respuesta mucho más rápida ante magnitudes de corriente muy grandes respecto a su valor nominal de operación. El valor en que se disparan los fusibles para el caso en particular es de 500 mA a una tensión de ruptura de 250 V.

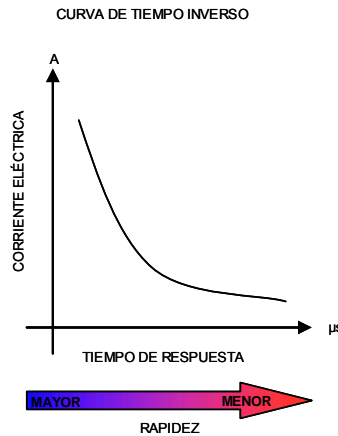


Figura 3.7 Curva de respuesta para los fusibles.

La protección contra sobre tensión se logra empleando varistores de oxido metálico (MOV) los cuales tienen un comportamiento como se describe a continuación: el dispositivo tiene un valor de tensión para operación nominal ( $V_{NOM}$ ) y un margen de tolerancia (+ "x" %  $V_{NOM}$ ) momento para el cual la impedancia del dispositivo es demasiado alta pero, cuando el valor de tensión es superior al valor nominal y se rebasa el limite superior de la tolerancia que define el fabricante (+ "x" %) durante su operación, la impedancia del mismo cae a un valor extremadamente bajo lo que implica un corto circuito que provoca el disparo del fusible que aísla así la carga (en este caso el módulo de adquisición de señales actúa como carga de este pequeño subsistema) de la fuente que suministra la energía y que presenta el exceso de tensión. En la figura 3.8 se puede apreciar la relación que existe entre la resistencia del varistor y la tensión que recibe el dispositivo.

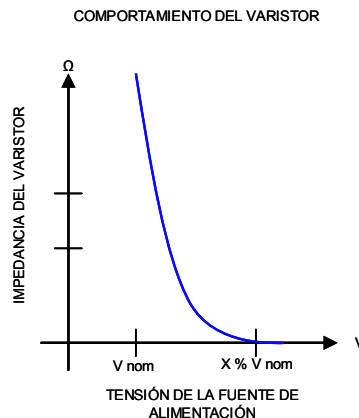


Figura 3.8 Curva de respuesta para los varistores de oxido metálico (MOV)

Los dos dispositivos mencionados anteriormente están soldados en un circuito impreso que a su vez están contenidos en una caja para montaje de electrónica la cual permite ser montada sobre un riel tipo din colocado sobre la placa de metal. Para el caso en que se presente una falla que implique el disparo de los dispositivos de protección, se tiene una conexión de puesta a tierra por la cual se drenará la corriente de falla mediante un borne que hace contacto con la platina de metal y el conductor que aterriza la interfaz de hardware. El circuito eléctrico de dicha etapa se puede observar en la figura 3.9 y 3.10 para los canales de tensión y corriente respectivamente.

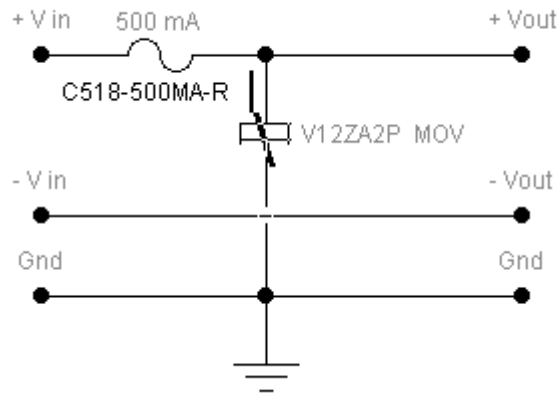


Figura 3.9 Circuito de protección con varistor (MOV) y fusible para los canales de medición de tensión

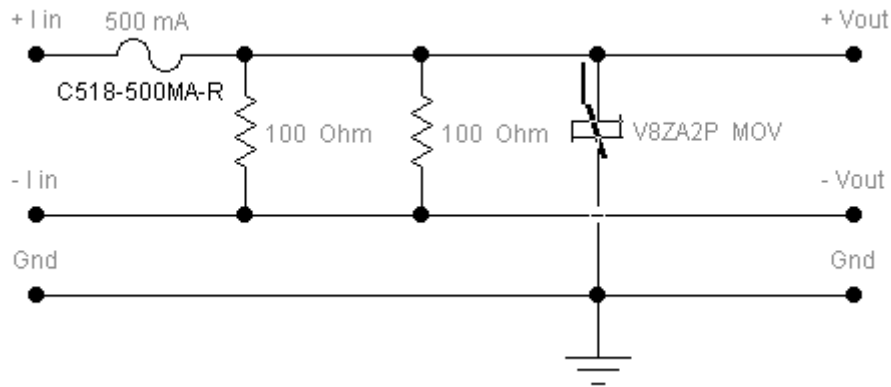


Figura 3.10 Circuito de acondicionamiento con resistores y circuito de protección con varistor (MOV) y fusible para los canales de medición de corriente

En los diagramas eléctricos de las figuras 3.11 y 3.12 se muestra la integración de dispositivos contenidos en la interfaz de hardware como lo son los transductores, elementos para el acondicionamiento de las señales, y elementos de protección, con lo que se concluye la parte de diseño del circuito.



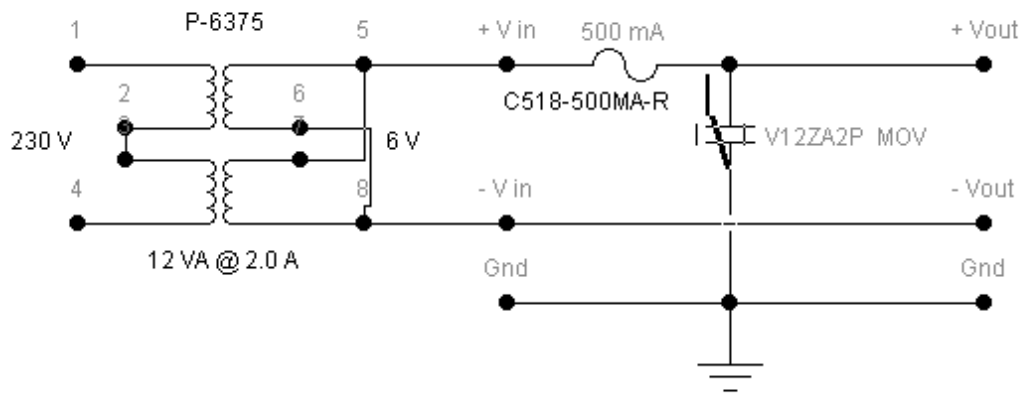


Figura 3.11 Diagrama esquemático de la interfaz de hardware para los canales de medición de tensión

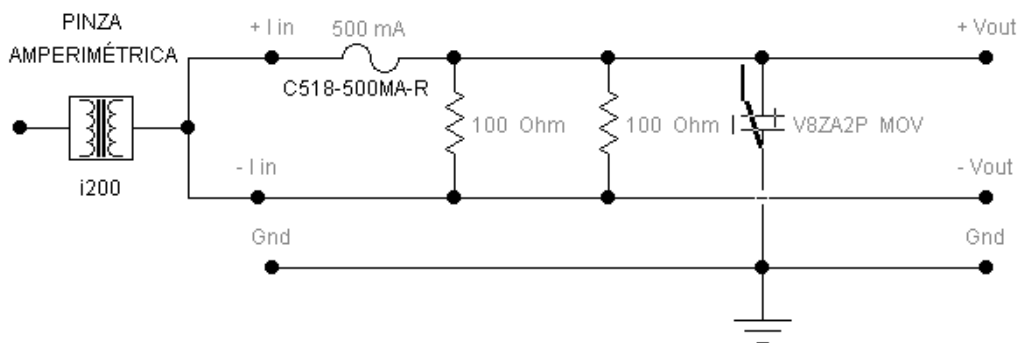


Figura 3.12 Diagrama esquemático de la interfaz de hardware para los canales de medición de corriente

### 3.2.4 Adquisición de señales analógicas

Las señales de tensión y corriente por cada una de las fases son la información suficiente para realizar el monitoreo de una determinada carga, estas son canalizadas con el uso de un bloque de conexiones y adquiridas con la tarjeta de adquisición de datos. El módulo de conexiones BNC-2120 es básicamente un equipo que permite la conexión entre el circuito de acondicionamiento y la tarjeta de adquisición de datos mediante una interfaz de cable coaxial con conectores BNC. La tarjeta de adquisición de datos PCI-6036E, se instala en un puerto PCI en la tarjeta madre de la PC (puede emplearse alguna para ser instalada en una laptop o PDA) que es la encargada de recibir las señales adquiridas y permitir la interacción con el desarrollo de software que constituye el ACEE.

La tarjeta DAQ, cuenta con la capacidad para trabajar con una velocidad de muestreo de 200 kM/s y para el caso en particular está configurada para operar con un muestreo continuo de 5000 muestras por segundo a una frecuencia de 10 kHz, y una configuración de los canales de adquisición en modo diferencial, lo anterior considerando que para tener una representación adecuada de la forma de la señal se requiere muestrear a una frecuencia entre 5 y 10 veces superior a la frecuencia más alta de la señal que se está midiendo.

A continuación se mencionan las características de los equipos dedicados a la adquisición de los datos para la integración del ACEE.

- Módulo de conexiones (Shielded Connector Block) BNC-2120, figura 3.13
  - Conectores jack tipo BNC para entradas analógicas con conexión opcional para termocople, referencia opcional para temperatura y terminales de conexión por tornillo para la medición opcional de resistores.
  - 2 conectores hembra tipo BNC para salidas analógicas
  - Terminales de conexión por tornillo para salidas y entradas digitales con indicadores de estado
  - Terminales por tornillo para entradas y salidas de tiempo
  - 2 conectores jack tipo BNC para uso definido
  - Generador de funciones con frecuencia ajustable, onda cuadrada compatible con TTL, y frecuencia y amplitud ajustable para la onda senoidal y triangular.
  - Codificador de cuadratura
  - El módulo BNC-2120 contienen un conector de 68 pines para entradas y salidas para conectar directamente a los dispositivos de las series E

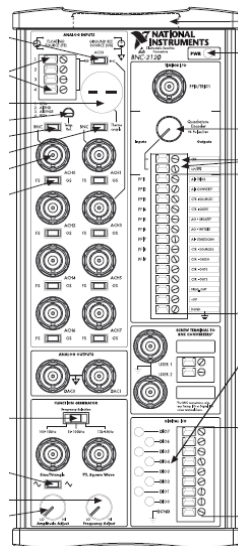


Figura 3.13 Módulo de conexión BNC 2120

- Cable de conexión para el módulo BNC-2120 y las tarjetas DAQ SERIES E con modelo SH6868 ó R6868, el cual se muestra en la figura 3.14



Figura 3.14 Cable de comunicación entre el módulo de conexiones y la tarjeta de adquisición de datos.

- Tarjeta de Adquisición de datos (DAQ) PCI-6036E, figura 3.15
  - Familia del producto: NI-6036E de bajo costo
  - Tipo de Bus: PCI
  - Entradas analógicas: 16 puertos como entrada y/o salida y 8 como entrada diferencial
  - Resolución de las entradas: 16 bits
  - Máxima tasa de muestreo: 200 kmuestras/s
  - Rango de entrada:  $\pm 0.05$  V a  $\pm 10$  V
  - Salidas analógicas: 2
  - Resolución de las salidas: 16 bits
  - Tasa d muestreo a la salida: 10 kmuestras/s
  - Rango a la salida:  $\pm 10$  V
  - Entradas y/o salidas digitales: 8
  - Contadores: 2 de 24 bits
  - Triggers: digital



Figura 3.15 Tarjetas de adquisición de datos para el ACEE: PCI6036E y PXI 6036E (módulos PXI) y DAQ Card 6036E (Laptop)

### 3.3 Diseño del software

#### 3.3.1 Lenguaje de programación empleado

Lab View es una plataforma estándar en la industria de las pruebas y medición para el desarrollo de sistemas de prueba y control de instrumentación, en el campo de la automatización industrial para adquisición de datos, análisis, monitoreo y registro, así como para el control y monitoreo de procesos, en diversas áreas para el desarrollo de sistemas de inspección en producción o laboratorio.

Por otro lado, Lab View permite implementar aplicaciones que combinan el empleo del desarrollo gráfico con un lenguaje de programación flexible y con gran potencial, ayudando a incrementar la productividad de los sistemas. Tiene una capacidad de integración muy robusta con el hardware de medición, de tal forma que puedan producirse soluciones rápidas para adquisición y control de datos, análisis y presentación de los mismos, razones por las cuales ha sido seleccionado como la herramienta para el desarrollo de software del ACEE.

Las características más relevantes de Lab View 7.1 son las siguientes:

- Compatibilidad de una amplia variedad de dispositivos de E/S a través de 1400 controladores de instrumentos de más de 100 proveedores.
- Bajos costos de desarrollo.
- Poderosos análisis incluidos para mediciones.
- Desarrollo gráfico intuitivo de estándar industrial.
- Instalación en los sistemas operativos de mayor uso: Windows, Mac OS X, Linux.

Los requerimientos mínimos y necesarios recomendados por el fabricante para la instalación de su software se muestran a continuación para tres diferentes sistemas operativos.

Windows		
Característica	Mínimo	Recomendado
Procesador	Pentium III/Celeron 866 MHz o equivalente	Pentium 4/M o equivalente
Memoria RAM	256 MB	512 MB
Resolución del monitor y tamaño	1024 x 768 píxeles de 17"	1024 x 768 píxeles de 19"
Sistema operativo	Windows Vista/XP/2000	Windows Vista/XP
Espacio en Disco	1.2 GB	1.2 GB (Nota: incluye los controladores estándares en el disco NI device drives)

Tabla 3.1 Requerimientos para la instalación de Lab View 7.1 en Windows Xp/ Windows Vista/ Windows2000

#### Mac OS x

Característica	Mínimo	Recomendado
Procesador	G3 o superior	G4 o superior
Memoria RAM	256 MB	512 MB
Resolución del monitor y tamaño	1024 x 768 píxeles de 17"	1024 x 768 píxeles de 19"
Sistema operativo	Mac OS X 10.3.9 o posterior	Mac OS X 10.3.9 o posterior
Espacio en Disco	500 MB	700 MB

Tabla 3.2 Requerimientos para la instalación de Lab View 7.1 en Mac OS X

Linux		
Característica	Mínimo	Recomendado
Procesador	Pentium III/Celeron 866 MHz o equivalente	Pentium 4/M o equivalente
Memoria RAM	256 MB	512 MB
Resolución del monitor y tamaño	1024 x 768 píxeles de 17"	1024 x 768 píxeles de 19"
Sistema operativo	Linux kernel 2.2.x, 2.4.x, o 2.6.x, para arquitectura Intel x86, GNU C Library (glibc) Versión 2.2.4 o posterior	Red Hat Enterprise Linux WS 3, MandrakeLinux/Mandriva 10.0, SuSE Linux 9.1
Espacio en Disco	430 MB	620 MB

Tabla 3.3 Requerimientos para la instalación de Lab View 7.1 en Linux

### 3.3.2 Descripción de los algoritmos implicados en el desarrollo del software

El desarrollo de software del ACEE está integrado por varios algoritmos que simultáneamente procesan la información de las señales adquiridas y muestran los resultados del monitoreo al usuario mediante diversos tipos de interfaces gráficas.

En la figura 3.16 se muestra un diagrama de bloques que clasifica en tres etapas el desarrollo de software del ACCE, las cuales engloban la adquisición de las señales analógicas como primera etapa, el análisis y procesamiento monofásico como segunda, y el análisis y procesamiento trifásico en la tercera etapa.

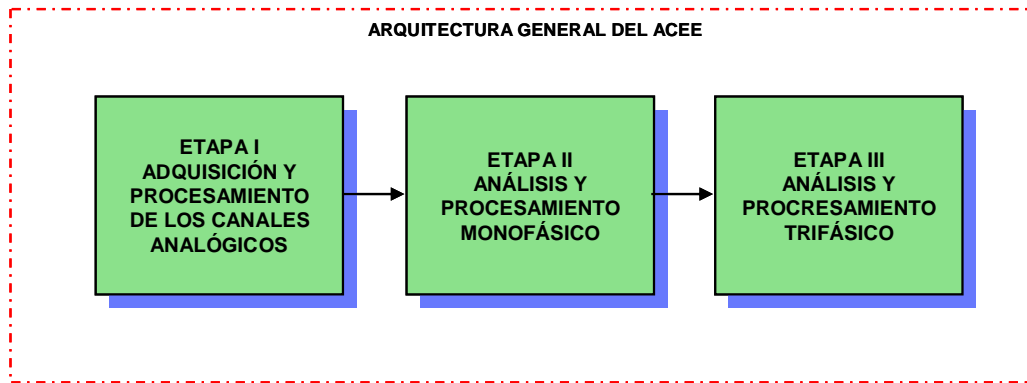


Figura 3.16 Las tres etapas de la arquitectura general del diseño de software

Cada una de las etapas del ACEE está integrada por bloques que representan los diversos algoritmos que en su mayoría comparten el flujo de datos, esta característica señala que hay dependencia mutua entre los algoritmos de todo el sistema. A continuación se describen los conjuntos de algoritmos.

La *Etapa I Análisis y Procesamiento de los Canales Analógicos* inicia contemplando los algoritmos que tienen por función configurar a los elementos de hardware para la adquisición de datos, y finaliza en una sección donde se obtienen las señales representativas de la carga analizada, lo anterior se observa en la figura 3.17.

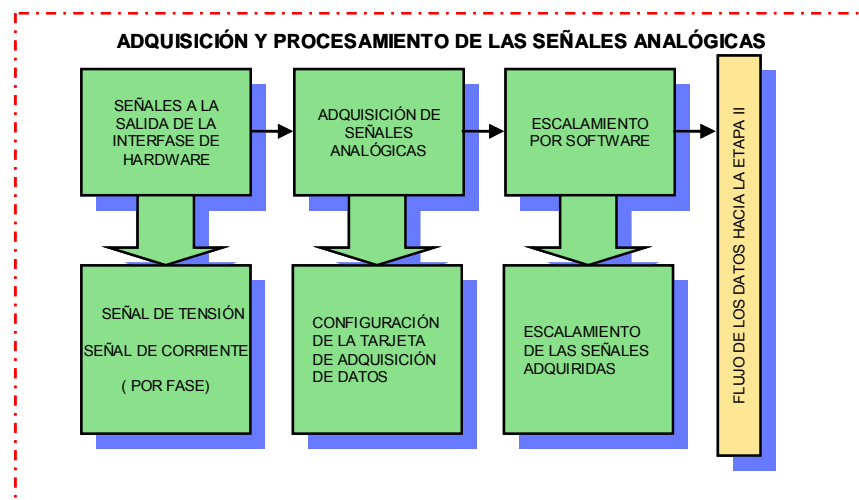


Figura 3.17 Etapa I Análisis y procesamiento de las señales analógicas

### *Adquisición de las señales analógicas (señales de tensión y corriente por cada fase)*

El esquema de instrumentación virtual implica la adquisición de señales y para llevarla a cabo se emplea un bloque llamado *DAQ Assistant* (proporcionado por Lab View) cuya función primordial es la configuración de la tarjeta de adquisición de datos y permitir que la información adquirida por ella pueda ser interpretada por el software desarrollado. A partir de este bloque se habilitan los canales que requieren ser utilizados, se fijan los niveles de entrada permitidos y la

frecuencia de muestreo de la información, en este caso de 200 kM/s. En la figura 3.18 se muestra el panel que permite llevar a cabo la configuración mencionada.

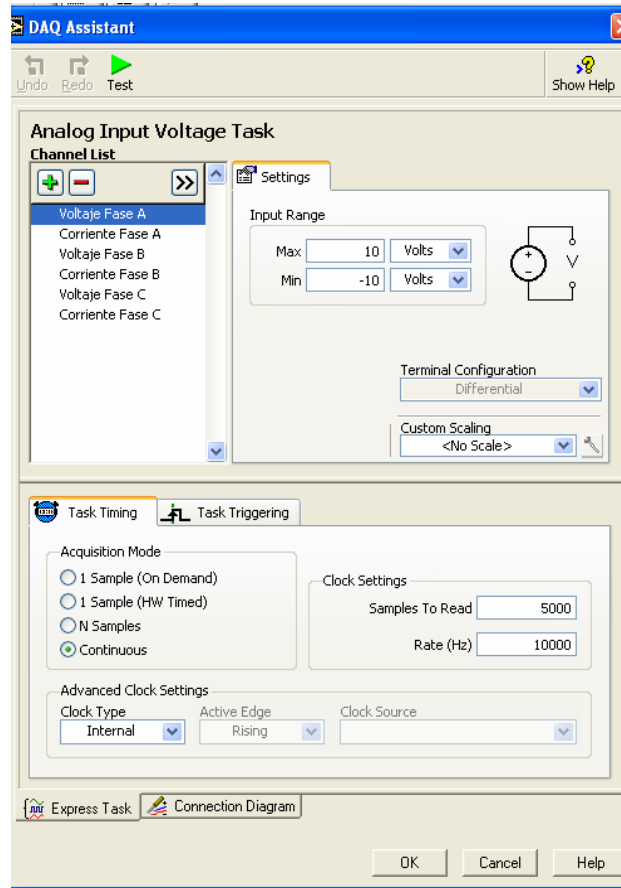


Figura 3.18 Cuadro de dialogo para la configuración del bloque DAQ Assistant.

### Escalamiento por software

Ya ha sido mencionada la necesidad de atenuar las señales adquiridas con el fin de contar con un acoplamiento óptimo con los equipos de adquisición, sin embargo, es necesario realizar el proceso inverso mediante el software de modo tal que se tenga un reflejo exacto de las magnitudes que deseamos monitorear del sistema físico de interés.

Para los canales de tensión es muy sencillo obtener el factor de escalamiento correspondiente, puesto que únicamente se considera la relación de transformación de atenuación del transformador que ahora será el factor de escalamiento de elevación, tomando en cuenta los siguientes valores mostrados en la ecuación 3.8

$$R_{T_e} = \frac{1}{R_{T_a}} = \frac{1}{\frac{1}{38.333}} = 38.333 \quad 3.8$$

$$R_{T_e} = 38.333$$

Donde:

$R_{T_e}$ : es la relación de transformación de elevación para la señal de tensión

De igual forma, para el caso del escalamiento necesario para la medición de las señales de corriente eléctrica se tiene la ecuación 3.9

$$R_{T_c} = \frac{1}{R_{T_a}} = \frac{1}{0.05} = 20 \quad 3.9$$

$$R_{T_c} = 20$$

Donde:

$R_{T_c}$ : es la relación de transformación de elevación para la señal de corriente eléctrica

Dichos factores son los que se incluyen en el software para modificar la magnitud de la señal previo a cualquier tipo de análisis a ser efectuado, en la siguiente imagen se muestra la incorporación de dichos factores al programa desarrollado.

Así pues, para llevar a cabo la ponderación de las señales se recurrió a un *SubVI*, de modo que únicamente lleguen a él las 6 señales tal como se adquieren para interiormente ser afectadas por los factores ya citados y, finalmente, salir de él con la magnitud de la señal original y listas para ser analizadas.

En la figura 3.19 puede observarse cómo es que llegan las señales al bloque *PonderaciónF*, el cual recibe las señales de tensión y corriente provenientes de la etapa de adquisición, posterior a ésta es necesaria una etapa donde se separan las seis señales, para poder ser analizadas individualmente. Dicha sección está comprendida entre los bloques *DAQ Assistant* y *PonderacionF*; así mismo, en la figura 3.20 se observa el interior de este último bloque.



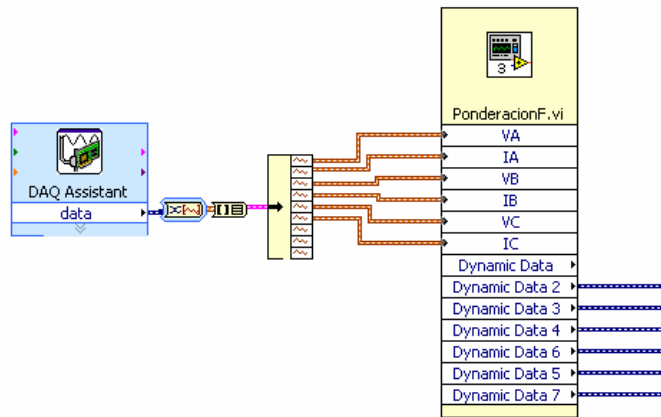


Figura 3.19 Vista de los bloques que efectúan la adquisición de las señales, su separación y ponderación de las mismas.

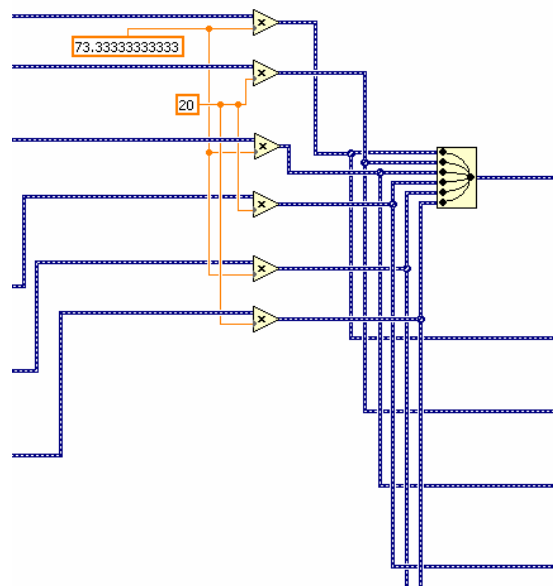


Figura 3.20 Interior del bloque PonderacionF

Luego de haber logrado que las señales adquiridas tengan las características de magnitud de las señales originales se procede al análisis a detalle de las mismas.

La segunda etapa de la arquitectura general del ACEE esta constituida por el mayor número de algoritmos los cuales tiene una interacción muy importante con el resto del sistema, en el diagrama de bloques de la figura 3.21 se muestra dicha arquitectura.

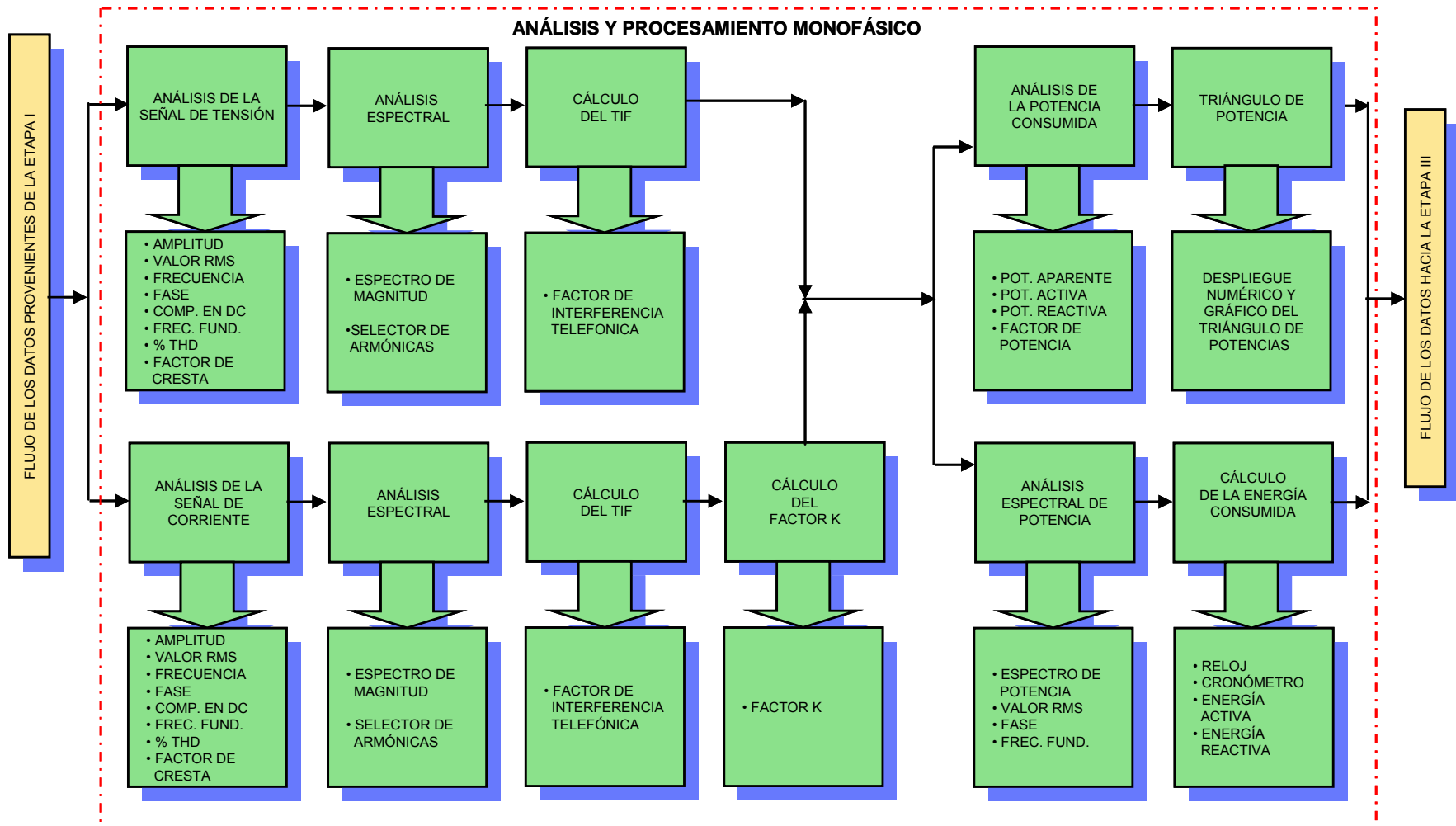


Figura 3.21 Las tres etapas de la arquitectura general del ACEE

## Análisis de las señales de tensión y corriente

Una parte del análisis de las citadas señales se efectúa mediante un *Sub VI* (conjunto de varias instrucciones conjuntadas en un bloque) que realiza las funciones de medir los valores RMS y amplitud pico, fase de la señal, frecuencia, componente de directa y distorsión armónica total.

Cabe mencionar que dichas mediciones se basan en algoritmos que ya se encuentran disponibles en Lab View® y que por cuestiones de claridad y sencillez en la programación se optó por seguir un esquema modular que permitiera conjuntar en un solo bloque varias funciones, que pudieran estar disponibles en varias ocasiones sin necesidad de repetir en todas ellas la codificación completa.

Dado que la medición de los parámetros anteriores es efectuada a partir de bloques existentes en las bibliotecas de LabView®, se requiere únicamente hacer llegar a ellos la señal a ser analizada, tal como se muestra en la figura 3.22

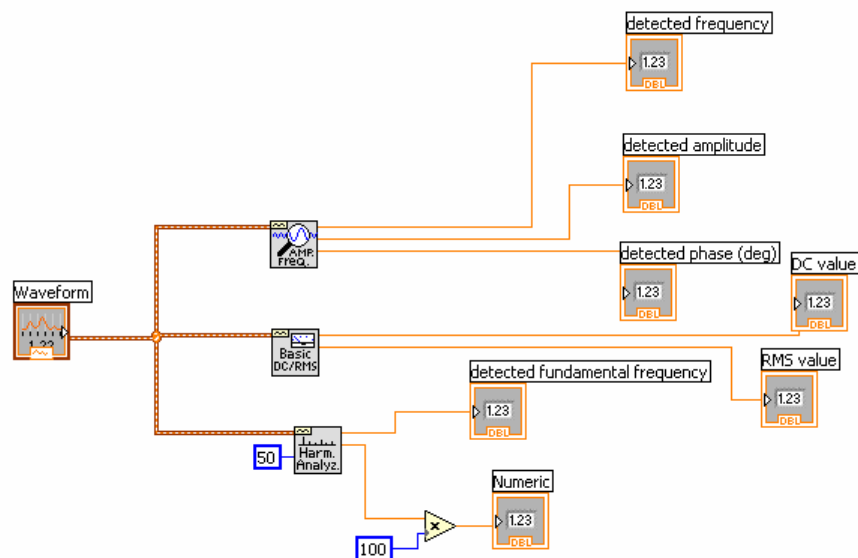


Figura 3.22 Vista de los bloques de obtención de frecuencia, valores RMS, análisis de armónicos y sus respectivos indicadores.

El bloque *Frec/Amp* realiza la medición de frecuencia, amplitud pico y fase de la señal; el bloque *Basic DC/RMS* está a cargo de medir la componente de directa de la señal de entrada y su valor cuadrático medio. A su vez, el bloque *Harm. Analiz* entrega la distorsión armónica total, que para ser expresada en porcentaje requiere ser multiplicada por 100, dicho bloque también obtiene la frecuencia fundamental de la señal, que debe ser y es igual a la obtenida por el bloque *Frec/Amp*. Con respecto de este mismo bloque es necesario mencionar que mediante la manipulación de éste

es como se consigue que el sistema analice un mínimo de 50 componentes armónicas<sup>1</sup>, esto con la finalidad de asegurar que las normas aplicables a la medición de armónicos se cumplan en el sistema diseñado.

Los valores determinados por el conjunto de bloques son presentados al usuario en el panel frontal como el que se muestra en la figura 3.23, mediante indicadores tanto de tipo analógico como numérico y son utilizados en otras secciones del sistema desarrollado, como por ejemplo, en el cálculo de potencias.

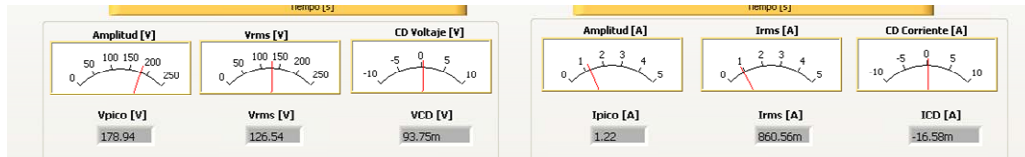


Figura 3.23 Vista de indicadores de tipo analógico y digital para las señales de tensión y corriente.

### Análisis Espectral

El espectro de magnitud de las señales de tensión y corriente se obtiene a partir de la manipulación de un bloque contenido en LabView® que permite seleccionar si el espectro que se desea visualizar presentará la ponderación de las armónicas en valores pico o RMS, así como la forma en que se presentarán las escalas. En este caso, se eligió la opción de presentar los resultados de las mediciones en valor promedio.

Esencialmente, las señales de tensión, corriente y potencia (obtenida de efectuar el producto entre las señales de tensión y corriente) llegan al bloque como el mostrado en la figura 3.24, donde son procesadas y como salida se tiene el espectro de magnitud correspondiente, presentándose en él una espiga con la magnitud (RMS o pico) de la señal en su correspondiente frecuencia fundamental y varias armónicas en frecuencias múltiplos de la misma y generalmente de magnitudes menores, estando esto en función de la perturbación existente en la línea.

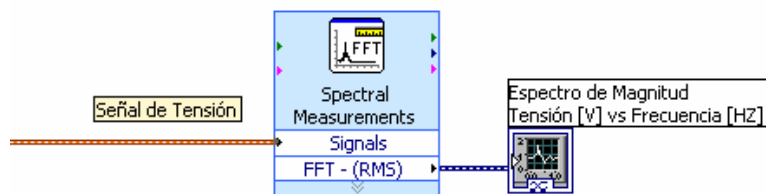


Figura 3.24 Vista del bloque encargado de obtener el espectro de magnitud de tensión con la señal de entrada y su indicador.

Además del indicador gráfico como el de la figura 3.25 que presenta las componentes fundamental y armónicas que puedan existir en el sistema, se proporciona un selector de armónicas,

<sup>1</sup> Recomendación de la norma IEEE Std 519 – 1992. Pág. 63

mismo que permite obtener el valor numérico de la componente que se desee, esto es presentado para la señales de tensión y corriente.

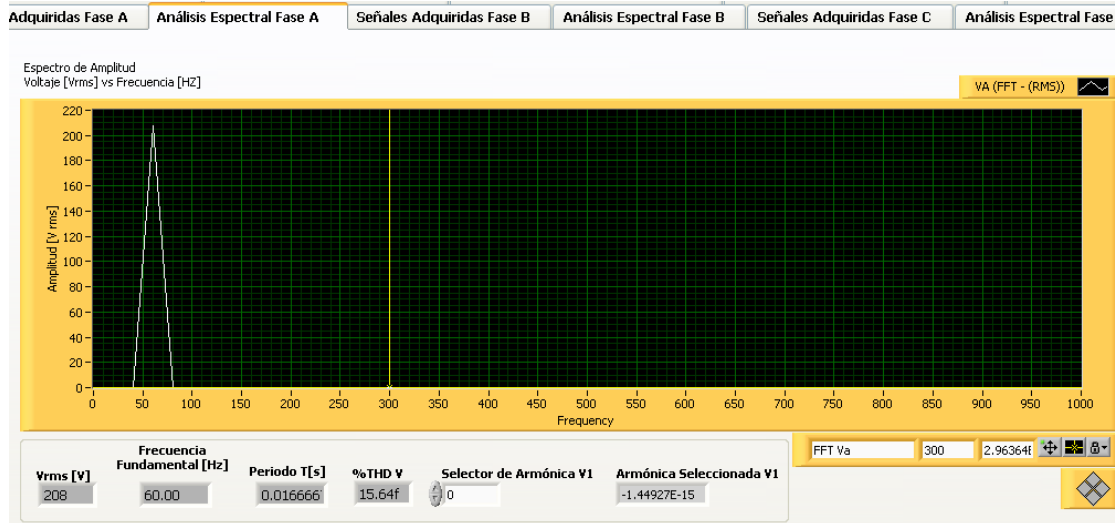


Figura 3.25 Indicador gráfico del espectro de magnitud de la señal de tensión de la fase A, indicadores de diversos parámetros y selector de armónicas.

### *Cálculo del Factor de Interferencia Telefónica (TIF)*

Como se mencionó en el capítulo 2, el Factor de Interferencia Telefónica (TIF, por sus siglas en inglés: Telephone Interference Factor) es una indicador que refleja los efectos de un sistema de potencia en los sistemas de comunicaciones que se encuentren cercanos.

El citado factor se calcula a partir de la ecuación 3.10

$$TIF = \sqrt{\sum \left( \frac{X_f W_f}{X_t} \right)^2} \quad 3.10$$

Donde:

$X_t$  – Tensión o Corriente total en valor RMS

$X_f$  – Valor RMS de la tensión o corriente a la frecuencia  $f$

$W_f$  – Ponderación TIF a la frecuencia  $f$

Para la elaboración del algoritmo se planteó el siguiente diagrama de flujo mostrado en la figura 3.26

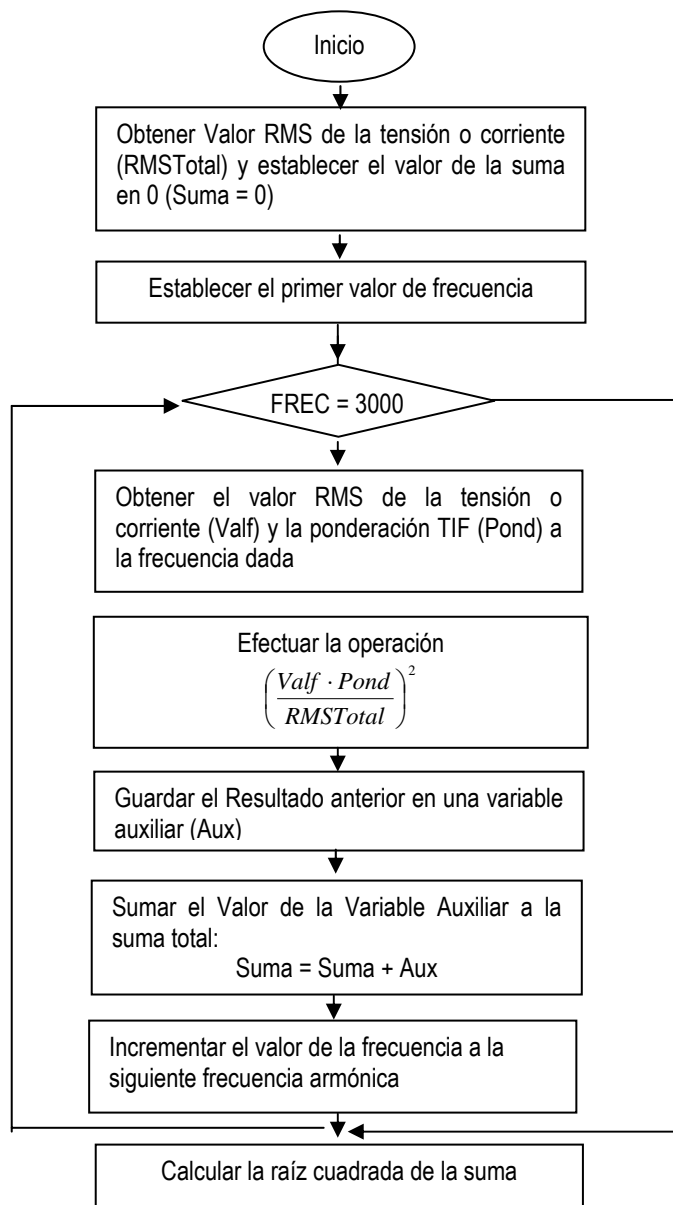


Figura 3.26 Diagrama de flujo del algoritmo de cálculo del factor de interferencia telefónica

Para obtener que el programa descrito en el diagrama de flujo anterior finalice se consideró la recomendación de la norma IEEE Std 519-1992, la cual expresa la conveniencia de tomar las primeras 50 frecuencias armónicas para contar con un análisis suficientemente confiable, así pues, la frecuencia de la armónica 50 es  $60(50) = 3000$  Hz.

Para obtener la ponderación TIF necesaria, se recurrió nuevamente a la norma IEEE Std 519-1992, en la cual es posible encontrar una tabla donde se presentan las ponderaciones correspondientes a diferentes valores de frecuencia, sin embargo, en dicha tabla no están

plasmados todos los valores requeridos para el análisis que se busca, tal como puede constatarse en la tabla 3.4

Frec	TIF	Frec	TIF	Frec	TIF	Frec	TIF
60	0.5	1020	5100	1860	7820	3000	9670
180	30	1080	5400	1980	8330	3180	8740
300	225	1140	5630	2100	8830	3300	8090
360	400	1260	6050	2160	9080	3540	6730
420	650	1380	6370	2220	9330	3660	6130
540	1320	1440	6560	2340	9840	3900	4400
660	2260	1500	6680	2460	10340	4020	3700
720	2760	1620	6970	2580	10600	4260	2750
780	3360	1740	7320	2820	10210	4380	2190
900	4350	1800	7570	2940	9820	5000	840
1000	5000						

Tabla 3.4 Valores de ponderación del factor de interferencia telefónica<sup>2</sup>

Ante tal situación fue necesario recurrir a una gráfica que muestra de manera continua todos los valores comprendidos en el intervalo de 0 a 5000 Hz y que también está incluida en la citada norma, y se muestra en la figura 3.27.

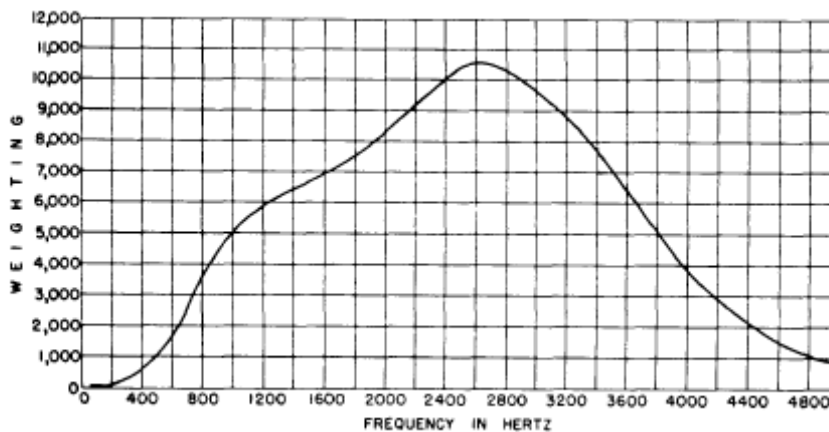


Figura 3.27 Curva representativa de los valores de ponderación del factor de interferencia telefónica

Empero, dado que la ponderación TIF considera a su vez la ponderación de Mensaje C, (obtenida mediante experimentación con grupos de voluntarios en los años 60) resulta muy complicado representar dicha curva a partir de una expresión analítica.

Partiendo de lo anterior, se procedió a aproximar la curva antes mencionada a partir de interpolaciones y ajustes polinomiales.

Primeramente, se hizo uso de la linealidad de la curva en los primeros valores de frecuencia. Partiendo de ello, se completaron los valores faltantes efectuando interpolaciones lineales para las

<sup>2</sup> Tomada de la norma IEEE Std 519 -1992

frecuencias armónicas cuyo valor era desconocido considerando únicamente los valores superior e inferior inmediatos.

Como ejemplo de lo anterior, se presenta la obtención del primer valor de la tabla 3.4. Como se mencionó con anterioridad, se procedió a obtener la ecuación de la recta que comprende los valores inmediatos superior e inferior a la frecuencia para la cual se busca la ponderación correspondiente indicada con la ecuación 3.11

$$y - 30 = \frac{30 - 0.5}{180 - 60}(x - 180) \quad 3.11$$

Dado que el valor de interés es “y”, se efectúa un simple despeje:

$$y = 0.2458x - 14.25 \quad 3.12$$

Sustituyendo el valor de frecuencia de 120 como el valor de la variable “x” se obtiene:

$$y = 15.24 \quad 3.13$$

Donde “y” es el valor de ponderación que se deseaba obtener.

De manera análoga para el resto de los valores faltantes se obtuvo la tabla 3.5, donde se muestran en recuadros color gris las ponderaciones calculadas mediante interpolación lineal:

Frec	Ponderación
60	0.5
120	15.2
180	30
240	127.5
300	225
360	400
420	650
480	984.984
540	1320
600	1789.98
660	2260

Tabla 3.5. Valores calculados mediante interpolación lineal en conjunción con los proporcionados por la norma IEEE Std 519 -1992

Para valores posteriores de frecuencia, donde la linealidad se pierde, se recurrió a ajustes polinomiales dividiendo la curva en varios segmentos, de modo que se obtuvieron diversas ecuaciones que se utilizaron para determinar los valores de ponderación faltantes en la tabla.

Cabe mencionar que los resultados obtenidos de esta forma únicamente se utilizaron para sustituir los valores de ponderación faltantes, es decir, también se incorporaron al algoritmo los



valores consignados en la tabla presente en la norma con la finalidad de que el cálculo resultara más confiable. Las ecuaciones utilizadas y los segmentos de curva a partir de los cuales fueron obtenidas se muestran en la tabla 3.6.

Frecuencia	TIF	Ecuación
60	0.5	TIF = 0.008*Frec^2 - 2.0919*Frec + 130.8
120	15.2	
180	30	
240	127.5	
300	225	
360	400	
420	650	
480	984.984	
540	1320	
600	1789.98	
660	2260	TIF = -0.0079*Frec^2 + 21.578*Frec - 8665.5
720	2760	
780	3360	
840	3855	
900	4350	
960	4740	
1000	5000	
1020	5100	
1080	5400	TIF = -0.0016*Frec^2 + 7.2293*Frec - 519.31
1140	5630	
1260	6050	
1380	6370	
1440	6560	
1500	6680	
1620	6970	TIF = 0.001*Frec^2 + 0.1915*Frec + 4012.6
1740	7320	
1800	7570	
1860	7820	
1980	8330	
2100	8830	
2160	9080	
2220	9330	
2340	9840	TIF = -0.0033*Frec^2 + 19.329*Frec - 17325
2460	10340	
2580	10600	
2820	10210	TIF = -0.0042*Frec^2 + 21.132*Frec - 15950
2940	9820	
3000	9670	
3180	8740	

Tabla 3.6 Relación de las ecuaciones y los dominios correspondientes para la curva de ponderación para el TIF

A partir de las ecuaciones obtenidas para cada sección de la curva e incorporando los valores hallados en la tabla proporcionada en la norma se construyó una gráfica comparativa en la

que se aprecia la curva obtenida con los datos de la tabla original y la derivada de emplear los cálculos descritos, la cual se presenta en la figura 3.28

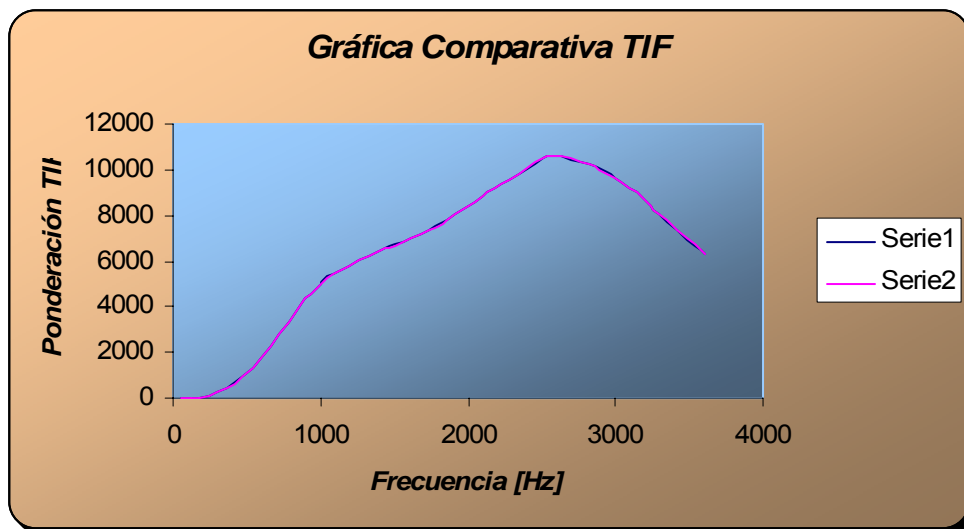


Figura 3.28 Gráfica comparativa entre las curvas formadas por los datos establecidos en la norma IEEE Std 519-1992 y los calculados por el algoritmo desarrollado (Serie 1: Datos Originales, Serie 2: Datos Calculados).

En las figuras 3.29 y 3.30 se presentan las etapas de la programación en Lab View® del algoritmo de cálculo del Factor de Interferencia Telefónica

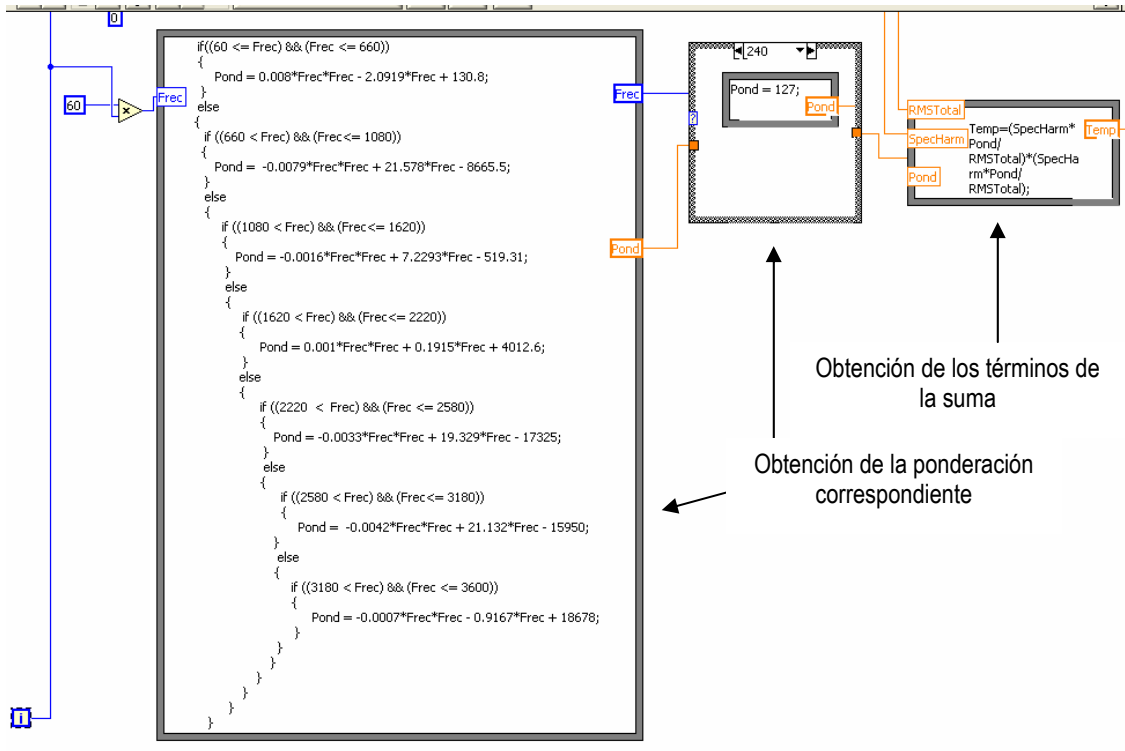


Figura 3.29 Implementación del algoritmo de cálculo del factor de interferencia telefónica

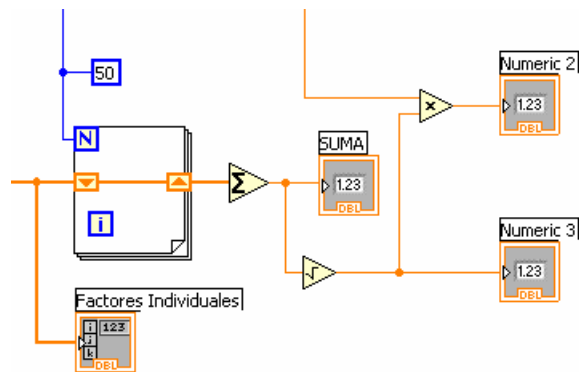


Figura 3.30 Obtención de la suma y cálculo de la raíz cuadrada para el TIF

En este sistema se contempla únicamente medir los efectos de los sistemas de potencia sobre los de comunicación a través del análisis de corriente, sin embargo, la adaptación para hacerlo también mediante análisis de tensión resultaría sencilla.

Asimismo, debido a que en la práctica suele expresarse este factor como el producto del TIF por el valor RMS de la corriente, se proporciona también un indicador numérico que muestra dicha información.

Los indicadores asociados al Factor de Interferencia Telefónica se ubican en la parte inferior de la pestaña *Otros Parámetros* en el *Panel Frontal* y mostrados en la figura 3.31

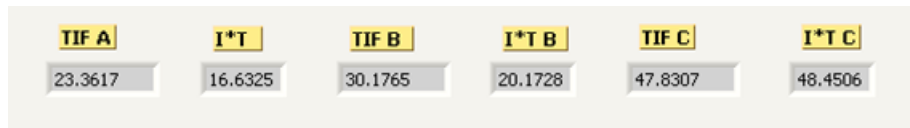


Figura 3.31 Vista de los indicadores del valor del factor de interferencia telefónica

### *Cálculo del Factor K*

El cálculo del factor K se efectúa a partir de la expresión

$$K = \frac{\sum I_h^2 h^2}{\sum I_h^2} \quad 3.14$$

Donde:

h - número de armónica

I<sub>h</sub> – Corriente armónica

Cabe mencionar que en este caso la corriente armónica, I<sub>h</sub>, debe expresarse en por unidad, es decir, es necesario seleccionar una cantidad de corriente como base y posteriormente efectuar la relación del valor de la corriente en la frecuencia armónica dada a la cantidad base.

En este caso, la cantidad base considerada es la corriente correspondiente a la componente fundamental.

Con la finalidad de obtener el valor de este parámetro se desarrolló el siguiente diagrama de flujo que se muestra en la figura 3.32

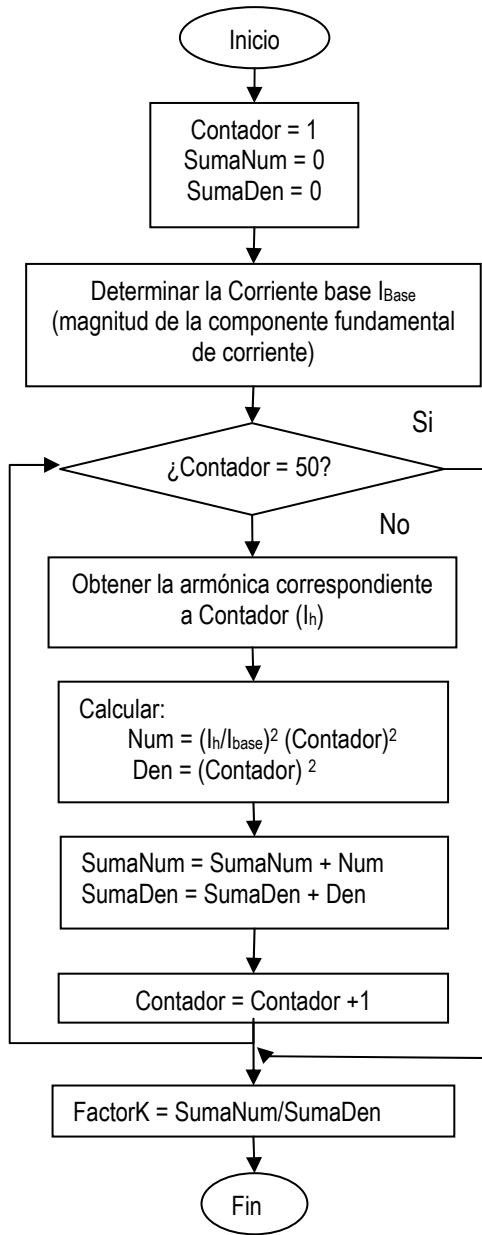


Figura 3.32 Diagrama de flujo del algoritmo de cálculo del factor K

La programación correspondiente a este algoritmo es la mostrada en la figura 3.33

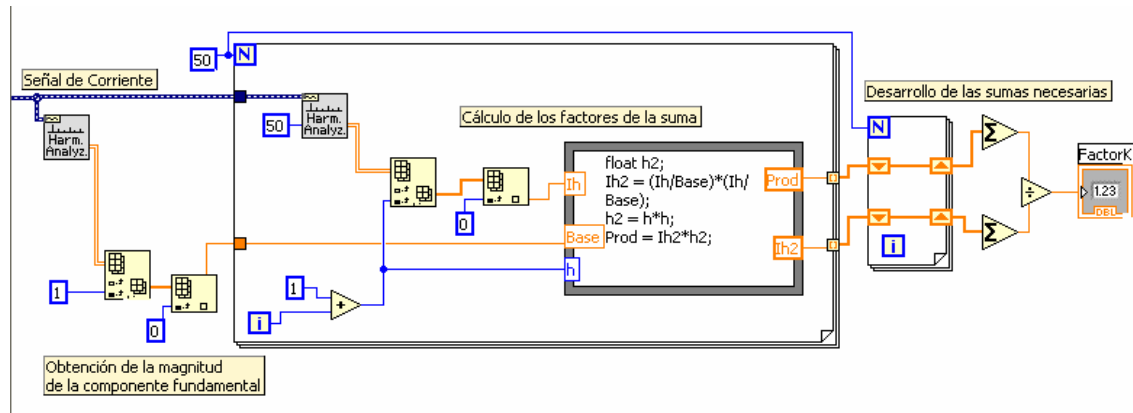


Figura 3.33 Programación del algoritmo de cálculo del factor K.

Los indicadores del factor K se encuentran ubicados en la parte inferior de la pestaña *Otros Parámetros* del *Panel Frontal* y tienen el aspecto de la figura 3.34



Figura 3.34 Indicadores numéricos del Factor K para CA

### ***Análisis de la potencia consumida (potencia activa, reactiva y aparente)***

Para obtener las magnitudes de la potencia activa, reactiva y aparente se elaboró otro bloque de los denominados *Sub VI* en el cual se desarrolló el algoritmo que tiene como entradas un flujo de datos que corresponde a las señales de tensión, corriente y su respectiva diferencia de fases.

A la salida de dicho bloque se tienen indicadores que muestran las magnitudes de las potencias y el factor de potencia asociado.

Cabe destacar que el algoritmo desarrollado es empleado para cada una de las fases del sistema y que la diferencia de fases se obtiene a partir de la resta algebraica de los valores de fase de las señales de tensión y corriente asociadas a la fase en estudio.

Partiendo de la ecuación 3.15 que define la potencia aparente de un sistema monofásico es como fue planteado el algoritmo:

$$S = P + jQ \quad 3.15$$

$$S = V_{RMS} I_{RMS} \cos \theta + jV_{RMS} I_{RMS} \sen \theta \quad 3.16$$

Donde:

$\theta$  es el ángulo entre los fasores de tensión y corriente.

$V_{RMS}$  es el valor RMS de la señal de tensión.  
 $I_{RMS}$  es el valor RMS de la señal de corriente.  
 P – Potencia real (Watt)  
 Q – Potencia reactiva (VAR)  
 S – Potencia aparente (VA)

En lo correspondiente a la obtención del factor de potencia se partió de la ecuación 3.17

$$FP = \cos \phi \quad 3.17$$

Donde  $\theta$  es el ángulo entre los fasores de tensión y corriente.

El cálculo de las diferentes potencias se efectuó a partir del siguiente diagrama de flujo mostrado en la imagen 3.35

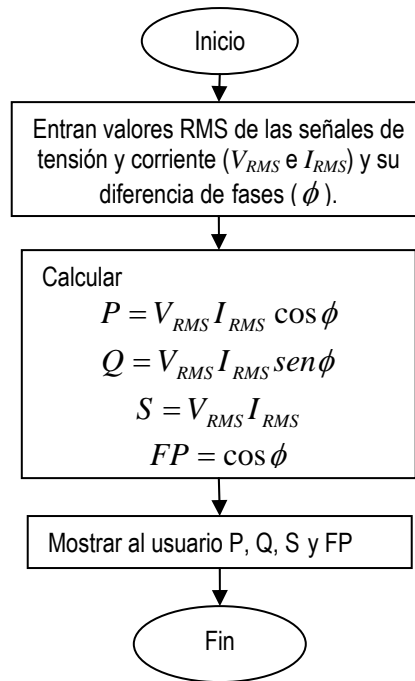


Figura 3.35 Diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de los diferentes tipos de potencia.

La parte de cálculo mostrada en el algoritmo anterior quedó comprendida en el bloque llamado *Potencia Fase*, de modo que las entradas a éste son 3 mientras que las salidas son 4, todo ello es observable en la figura 3.36

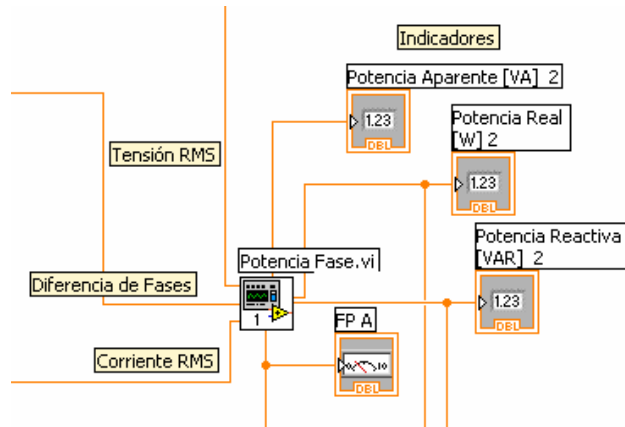


Figura 3.36 Bloque que desarrolla el cálculo de potencias con sus respectivas entradas y salidas.

En la figura 3.36 se muestra el interior del bloque que desarrolla los cálculos necesarios. Debido al manejo de datos angulares en Lab View ® fue necesario agregar una etapa de conversión de grados a radianes, misma que se presenta en la parte inferior izquierda de la figura 3.37

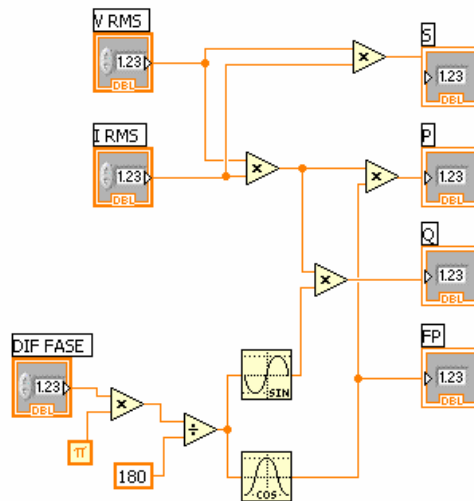


Figura 3.37 Interior del bloque potencia fase

Los indicadores que muestran los resultados obtenidos por este algoritmo se ubican en la figura 3.38 de las pestañas rotuladas *Señales Adquiridas* para cada una de las fases.

Potencia Aparente [VA]	Potencia Real [W]	Potencia Reactiva [VAR]	Defasamiento [°]	FP
8652.61	6922.98	5190.37	36.86	0.80010

Figura 3.38 Indicadores de los diferentes valores de potencia (por fase) y factor de potencia



Para el cálculo de potencia activa, reactiva y aparente trifásicas se emplearon los valores correspondientes a cada una de las fases, mismos que al ser sumados algebraicamente conforman los valores trifásicos. En la figura 3.39 se presenta el caso de la potencia real, el cual es totalmente análogo a los dos restantes.

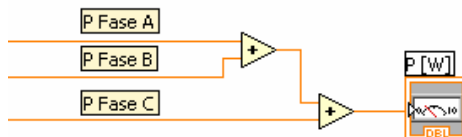


Figura 3.39 Obtención de la potencia real trifásica

Los indicadores numéricos que permiten observar los valores de las diferentes potencias trifásicas aparecen en la pestaña *Triángulo de Potencia Trifásica* mostrados en la figura 3.40

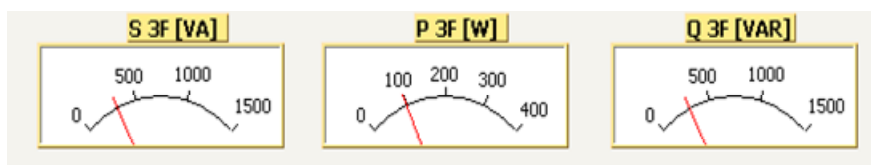


Figura 3.40 Indicadores numéricos de las potencias trifásicas real, reactiva y aparente.

### Triángulo de potencia

El ACEE tiene la capacidad de determinar los triángulos de potencias respectivos a cada una de las fases del sistema en estudio, así como el correspondiente a la potencia trifásica consumida.

Para llevar a cabo el trazo de dichos triángulos es necesario contar con los resultados del cálculo de las diferentes potencias por fase y trifásica, y con el *Sub VI* encargado del trazo de vectores que ya se describió anteriormente, y que se muestra de nueva cuenta en la figura 3.41

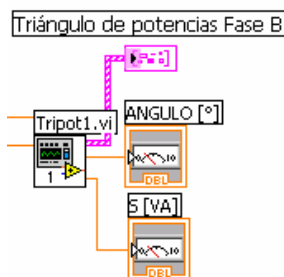


Figura 3.41 Vista del Sub VI para el trazo del triángulo de potencias por fase.

En la figura 3.41 se muestra el Sub VI que efectúa el trazo de los vectores que conforman el triángulo de potencias (*Tripot1*) y para los datos de entrada se requieren la magnitud de la potencia

real y la reactiva, para que en dicho algoritmo se obtengan tanto la magnitud de la potencia aparente (S) como su ángulo ( $\phi$ ) a partir de las siguientes expresiones:

$$|\tilde{S}| = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ [VA]} \quad 3.18$$

$$\phi = \text{ang tan} \left( \frac{Q}{P} \right) \quad 3.19$$

Los resultados obtenidos constituyen las salidas del Sub VI. También de manera interna se realiza la asignación de los ángulos de inclinación de cada uno de los vectores.

En el caso del vector que representa la potencia reactiva, el ángulo correspondiente es de  $90^\circ$  y el punto de inicio de su trazado es (Magnitud Potencia Activa, 0), para conseguir que comience donde termina el vector de la potencia real, es decir, aparezca de acuerdo con la figura 3.42

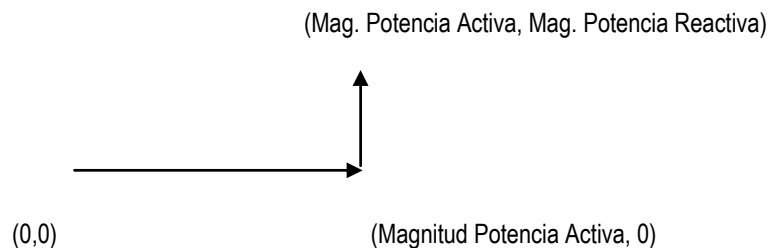


Figura 3.42 Componentes de la potencia activa y reactiva del triángulo de potencia

Para el caso de los otros dos vectores, ambos son trazados desde el punto (0,0). El vector asociado a la potencia real tiene un ángulo de  $0^\circ$  y el de la potencia aparente el determinado por el propio algoritmo. Los puntos complementarios del trazo de los vectores se asignan en el interior del bloque *Tripot1* para llegar a su vez al *Sub VI Trazo TRI\_POT*, que es finalmente el encargado del dibujar los tres vectores componentes del triángulo y que incluye 3 veces (una para cada vector) el algoritmo de trazo de vectores utilizado también anteriormente para trazar los diagramas fasoriales, éste se muestra en la figura 3.43

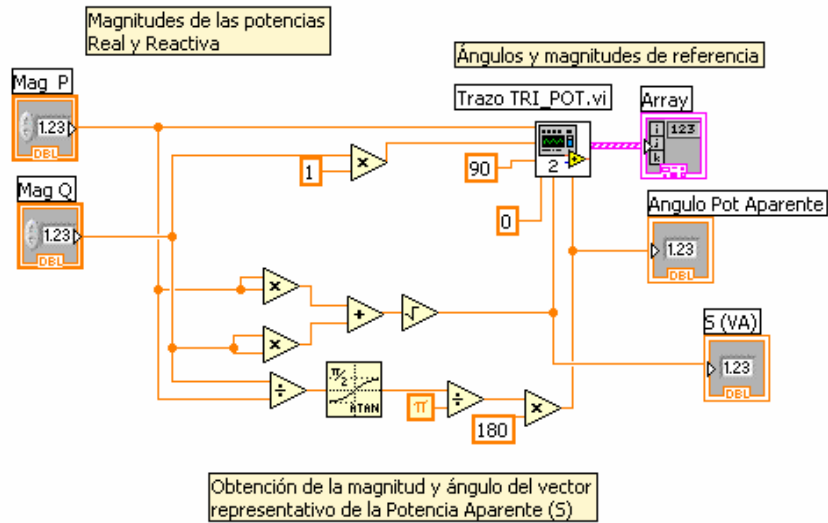


Figura 3.43 Estructura interna del Sub VI para la obtención del triángulo de potencias (Tripot1).

Los triángulos de potencias obtenidos que se muestran en la figura 3.44, son el ejemplo del monitoreo a una carga de tipo inductivo

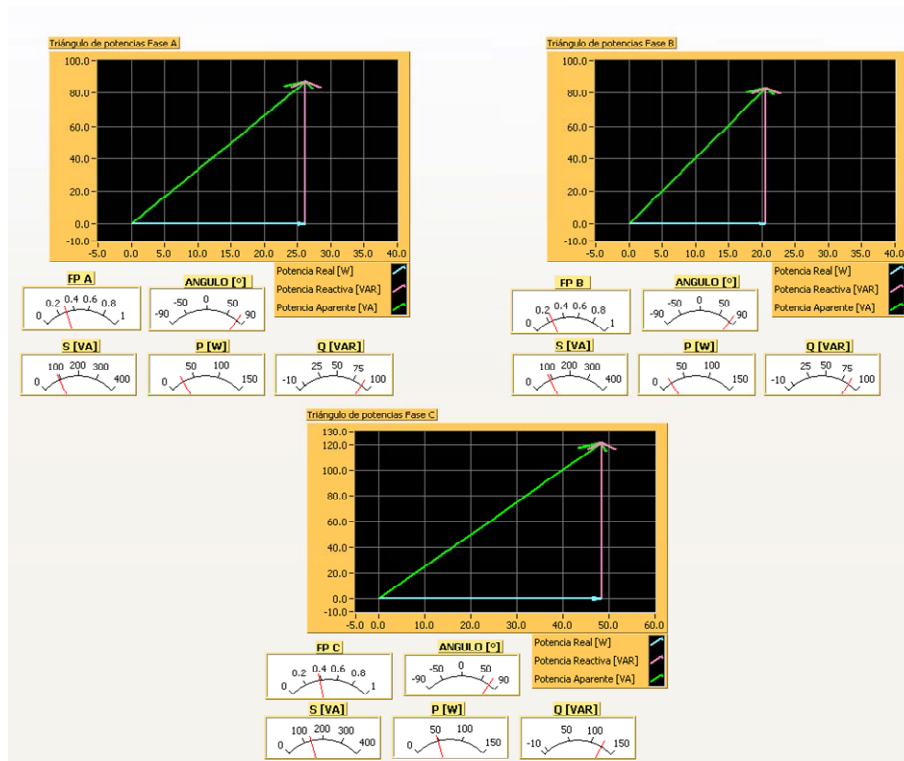


Figura 3.44 Triángulos de potencias de cada fase

## Análisis espectral de potencia

El espectro de magnitud para las señales de potencia activa contempla los mismos algoritmos empleados para el análisis espectral de las señales de tensión y corriente, empero, la señal que se procesa en el bloque *Spectral Measurements* es el producto de las anteriores, para posteriormente utilizar la salida de este bloque que proporciona el espectro de magnitud de las armónicas en valores pico o RMS y asimismo, considera como variable independiente a la frecuencia.

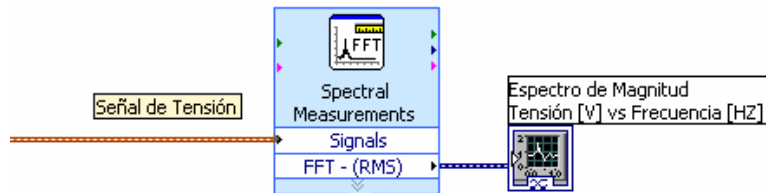


Figura 3.45 Vista del bloque encargado de obtener el espectro de magnitud de potencia

De igual forma se tiene un indicador gráfico que presenta las componentes fundamentales y armónicas que puedan existir en la señal, se proporciona un selector de las mismas que permite obtener el valor numérico de la componente que se desee.

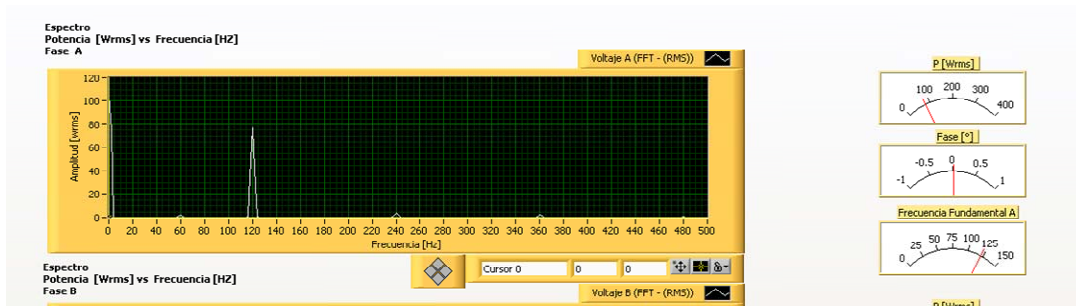


Figura 3.46 Indicador gráfico del espectro de magnitud de la señal de potencia activa para cada una de las fases

## Cálculo de la energía consumida

El cálculo de la energía en este sistema contempla dos tipos de esta, la real y la reactiva. La ecuación 3.20 proporciona la base del cálculo de éstas.

$$E = \int_0^t w(t) dt \quad 3.20$$

Donde:

$w(t)$  – Es el producto de las señales de tensión y corriente.

Así pues, al efectuar la integral de este producto con respecto al tiempo, se obtendrá la energía aparente. Para obtener las energías real y reactiva se hizo uso del factor de potencia, multiplicando por este último el resultado de la integral para obtener la energía real y por el seno del ángulo de defasamiento entre la tensión y la corriente para cuantificar la energía reactiva.

La programación en Lab View de este algoritmo fue desarrollada de acuerdo con lo presentado en la figura 3.47

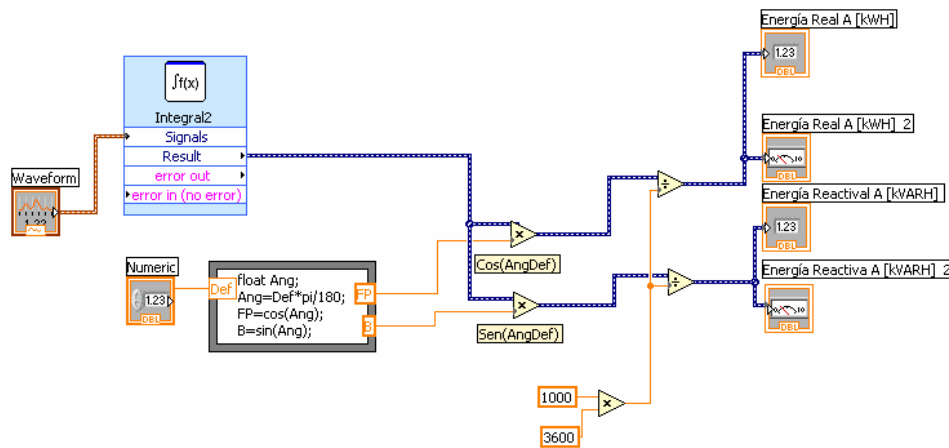


Figura 3.47 Programación del algoritmo del cálculo de los diferentes tipos de energía.

La tercera etapa de la arquitectura general del ACEE esta constituida por algoritmos que procesan el flujo de datos y que muestran el análisis trifásico principalmente, dicha arquitectura se puede observar en la figura 3.48.

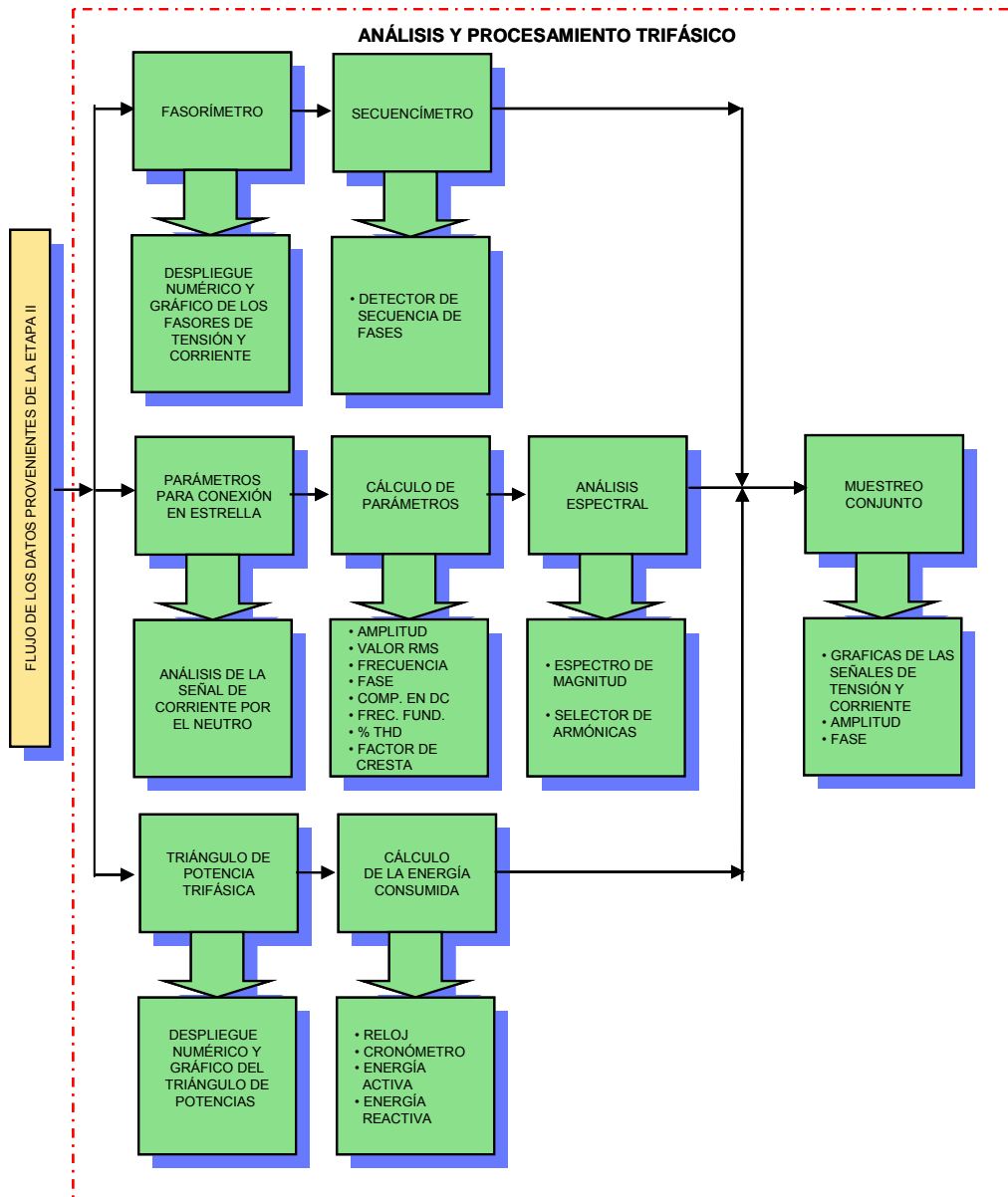


Figura 3.48 Las tres etapas de la arquitectura general del ACEE

## Fasorímetro

En esta etapa del sistema se hizo uso de un *Sub VI* que permite efectuar el trazo de un vector que representa un fasor. Las dos variables de entrada al bloque son la magnitud del segmento y el ángulo respecto al eje de las abscisas de un sistema cartesiano con respecto al cual será referenciado el vector en cuestión.

El *Sub VI* realiza el trazo de una línea dados dos puntos, el de inicio que está en el origen del sistema y el punto final que se obtiene mediante una serie de operaciones que procesan los datos de entrada para generar las coordenadas de dicho punto.

El algoritmo comentado anteriormente fue utilizado para representar cada una de las tensiones y las corrientes implicadas en el sistema. Esto se logró a partir de repetir dicho algoritmo para cada una de las variables involucradas en cada fase, es decir, 6 veces (una tensión y una corriente para cada una de las tres fases) y luego concentrar todo ello en un segundo bloque al cual ingresan las seis magnitudes con sus respectivos ángulos asociados para tener como única salida la representación gráfica de los seis fasores, dicho algoritmo se muestra en la figura 3.49 y su respectiva interfaz gráfica en la figura 3.50

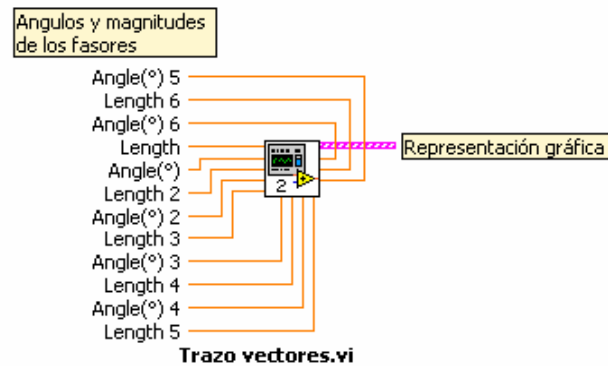


Figura 3.49 Vista del Sub VI general para el trazo de los fasores de tensión y corriente.

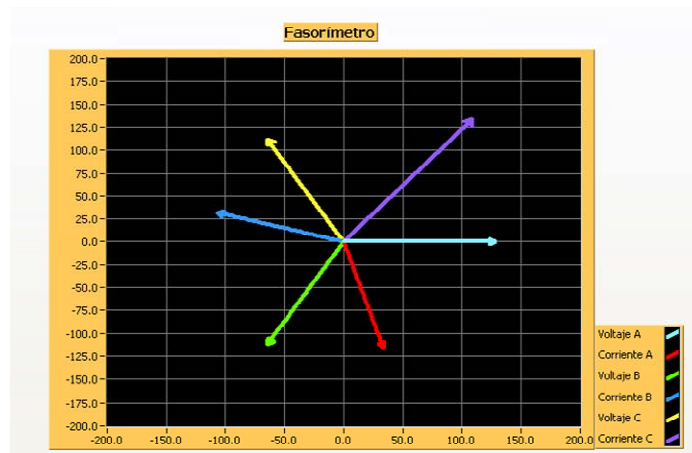


Figura 3.50 Representación Gráfica de los fasores de tensión y corriente de cada una de las fases

Es importante señalar que los fasores están referenciados a  $0^\circ$ , que es también la fase del fasor de tensión de la fase A, que comúnmente es asignado como referencia por sencillez y con el fin de facilitar los cálculos.

Para el caso de las magnitudes de los fasores de corriente fue necesario colocar controles que permiten efectuar un escalamiento visual. Estos proporcionan al usuario la capacidad de interactuar con la interfaz además de únicamente tener repercusión en el aspecto visual, es decir, no afectan la magnitud de las mediciones efectuadas. Esto se llevó a cabo con el fin de poder incrementar el tamaño del fasor mostrado en la gráfica cuando las magnitudes de corriente son muy pequeñas en comparación con las de tensión, este algoritmo se muestra en la figura 3.51 y los controles de escalamiento en la figura 3.52

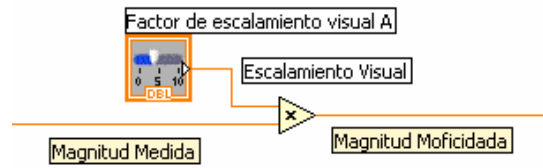


Figura 3.51 Vista de los bloques que en conjunto realizan el trazo de los fasores de tensión y corriente.

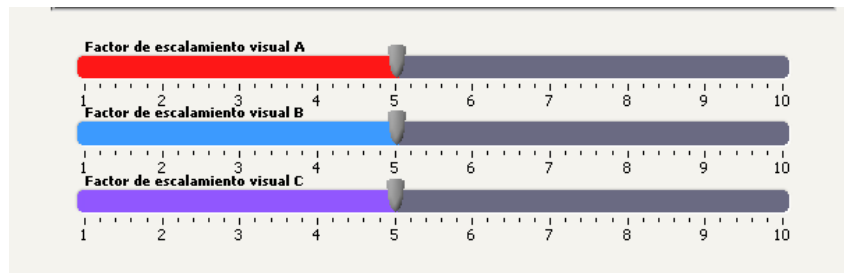


Figura 3.52 Controles ubicados en el panel frontal para llevar a cabo el escalamiento de los fasores de corriente.

### Secuencímetro

Si la secuencia de las fases es positiva existen tres posibles formas de conectar las terminales del equipo de medición, que serían ABC, CAB y BCA; de acuerdo con ello, la relación de los ángulos de fase será distinta en cada arreglo. Con base en dichas formas de conexión las diferencias de fase resultarán positivas o negativas, sin embargo, siempre ocurrirá que dos de ellas serán mayores a cero mientras que la tercera será negativa, de acuerdo con lo observado en las tablas 3.7 y 3.8

Fase y Ángulo	Diferencias	Fase y Ángulo	Diferencias	Fase y Ángulo	Diferencias
A - $0^\circ$	A - B < 0	A - $240^\circ$	A - B > 0	A - $120^\circ$	A - B > 0
B - $240^\circ$	B - C > 0	B - $120^\circ$	B - C > 0	B - $0^\circ$	B - C < 0
C - $120^\circ$	C - A > 0	C - $0^\circ$	C - A < 0	C - $240^\circ$	C - A > 0

Tabla 3.7 Detalle de la programación del algoritmo para el secuencímetro para la secuencia positiva



Para el caso de la secuencia negativa se tendrá un caso similar, con la distinción de que aquí dos de las diferencias serán negativas, siendo la tercera necesariamente mayor a cero.

Fase y Ángulo	Diferencias	Fase y Ángulo	Diferencias	Fase y Ángulo	Diferencias
A - 0°	A - B < 0	A - 120°	A - B < 0	A - 240°	A - B > 0
B - 120°	B - C < 0	B - 240°	B - C > 0	B - 0°	B - C < 0
C - 240°	C - A > 0	C - 0°	C - A < 0	C - 120°	C - A < 0

Tabla 3.8 detalle de la programación del algoritmo para el secuencímetro para la secuencia negativa

El principio que acaba de describirse es en el cual se basa el funcionamiento de esta parte del sistema, es decir, en la comparación de las diferencias de fase entre las señales de tensión adquiridas, de modo que si se cumple que 2 de dichas diferencias (Fase A - Fase B, Fase B - Fase C y Fase C - Fase A) son mayores a cero, y la restante es menor a ese mismo valor, se pone una bandera en cero, misma que indica que la secuencia de fases detectada es positiva.

En caso de que lo anterior no suceda, la secuencia detectada es negativa, y la bandera que lo indica se coloca en 1. El diagrama de flujo correspondiente se muestra en la figura 3.53

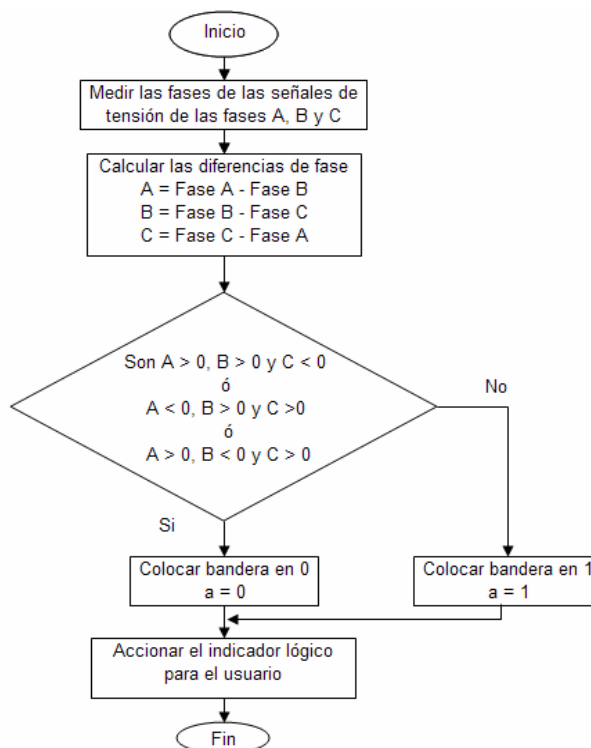


Figura 3.53 Diagrama de flujo del algoritmo del detector de secuencias de fases

Las comparaciones se realizan a partir de una estructura *IF* colocada dentro de un “Nodo *Fórmula*”, el cual permite escribir el código de la programación en modalidad de texto, con una sintaxis prácticamente igual a la empleada en el Lenguaje C.

En la figura 3.54 se presenta la programación del algoritmo empleado para determinar si la secuencia de las fases analizadas es positiva o negativa.

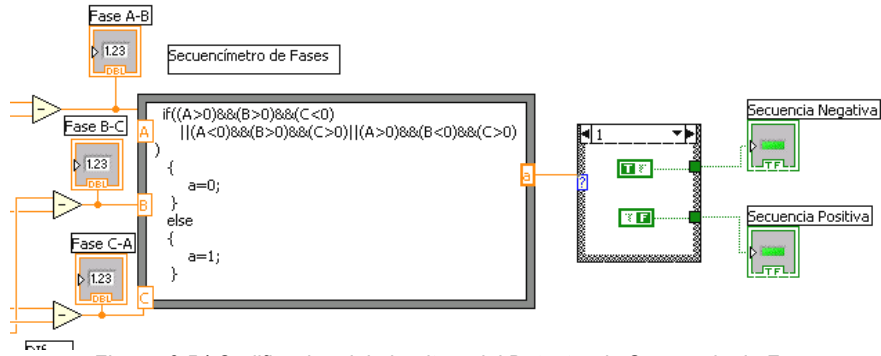


Figura 3.54 Codificación del algoritmo del Detector de Secuencia de Fases

El resultado indicado por la bandera es enviado a una estructura Case, cuya salida se encarga de encender indicadores lógicos ubicados en el panel frontal como se muestra en la figura 3.55; son éstos últimos los que muestran si la secuencia es positiva o negativa.



Figura 3.55 Vista de los indicadores lógicos del detector de secuencias de fases

### Parámetros para la conexión en estrella

Para el cálculo de los parámetros del neutro se descartó la posibilidad de emplear un canal de adquisición de datos adicional, debido a que incrementaba el costo de la interfaz de hardware y que disminuye la calidad en el muestreo de los otros seis canales. Para el cálculo de los parámetros que se requieren en el análisis de dicho conductor se implementaron pequeños algoritmos que funcionan con base al flujo de datos provenientes del resto del sistema de software para finalmente mostrar indicadores de tipo gráfica, numéricos y de espectro. El detalle de los algoritmos puede observarse en la figura 3.56



En la figura 3.58 se puede ver que se presenta un indicador para las componentes fundamentales y armónicas que puedan existir en la señal, junto con un selector de las mismas que permite obtener el valor numérico de la componente que se desee.

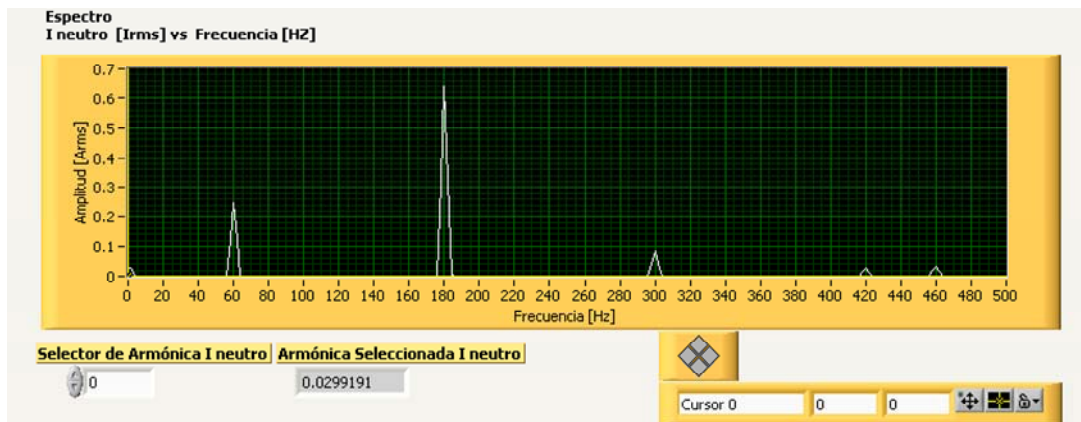


Figura 3.58 Indicador gráfico del espectro de magnitud de la señal de corriente por el neutro

### Triángulo de potencia trifásica

Para el caso de la potencia trifásica se sigue sobre la misma línea de acción con la cual se obtuvieron los triángulos de potencia para cada una de la fases, pero aquí se requiere de la diferencia de las potencias real y reactiva de entrada al *Sub VI Tripot1* las cuales son obviamente magnitudes trifásicas, obtenidas a partir de la suma algebraica de las respectivas potencias consumidas por cada una de las fases, como se muestran en la figura 3.59 y la figura 3.60

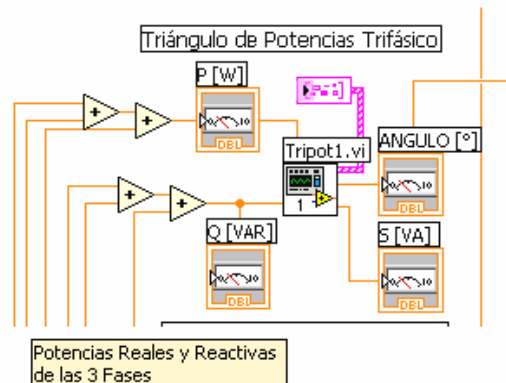


Figura 3.59 Vista de los bloques para la obtención del triángulo de potencias trifásicas.

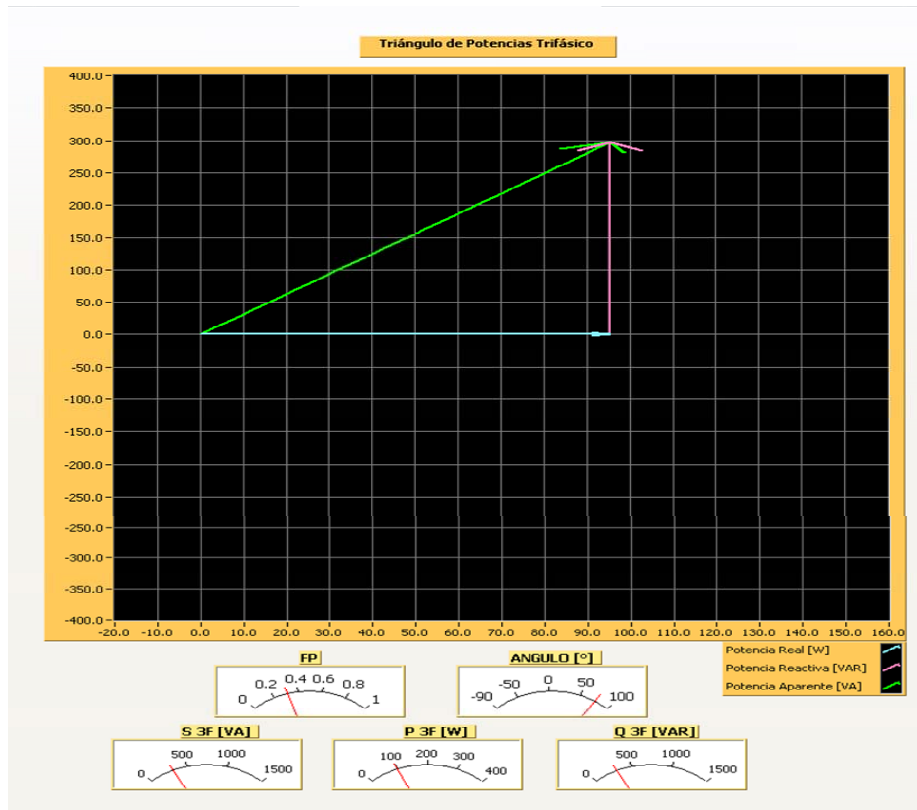


Figura 3.60 Triángulo de potencias trifásico.

### Muestreo Conjunto

El muestreo en conjunto de la seis señales adquiridas correspondientes a tensión y corriente por cada una de las fases, es una característica fundamental para el análisis de sistemas trifásicos y con la cual cuenta el ACEE, dado que procesa las seis señales para ser mostradas en un solo oscilograma que se complementa con indicadores que muestran parámetros básicos de las señales como son la amplitud para las señales de tensión y corriente y el defasamiento existente entre ambas para cada una de las fases. La figura 3.61 muestra la etapa de agrupación de las señales.

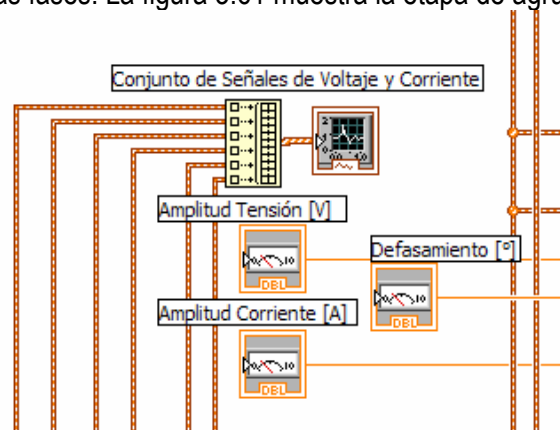


Figura 3.61 Muestreo conjunto.

#### 4. DESCRIPCIÓN DE LAS INTERFACES GRÁFICAS DEL ACEE

En este capítulo se explica cada una de la interfases gráficas que posee el ACEE, mencionando las características más relevantes y modos de operación según el caso.

El panel frontal es la pantalla donde se muestran las interfaces gráficas del ACEE, que son organizadas en diversas carpetas donde se encuentran indicadores de tipo gráfico, numérico y lógico que proporcionan al usuario la información necesaria para realizar el análisis que se requiera. El acceso a dichas carpetas puede realizarse en cualquier momento y se da la capacidad al usuario de poder cambiar los rangos de las escalas en los indicadores y gráficas, además del uso de cursores en los oscilogramas y gráficas de espectros de magnitud. Lo anterior puede observarse en la figura 4.1.

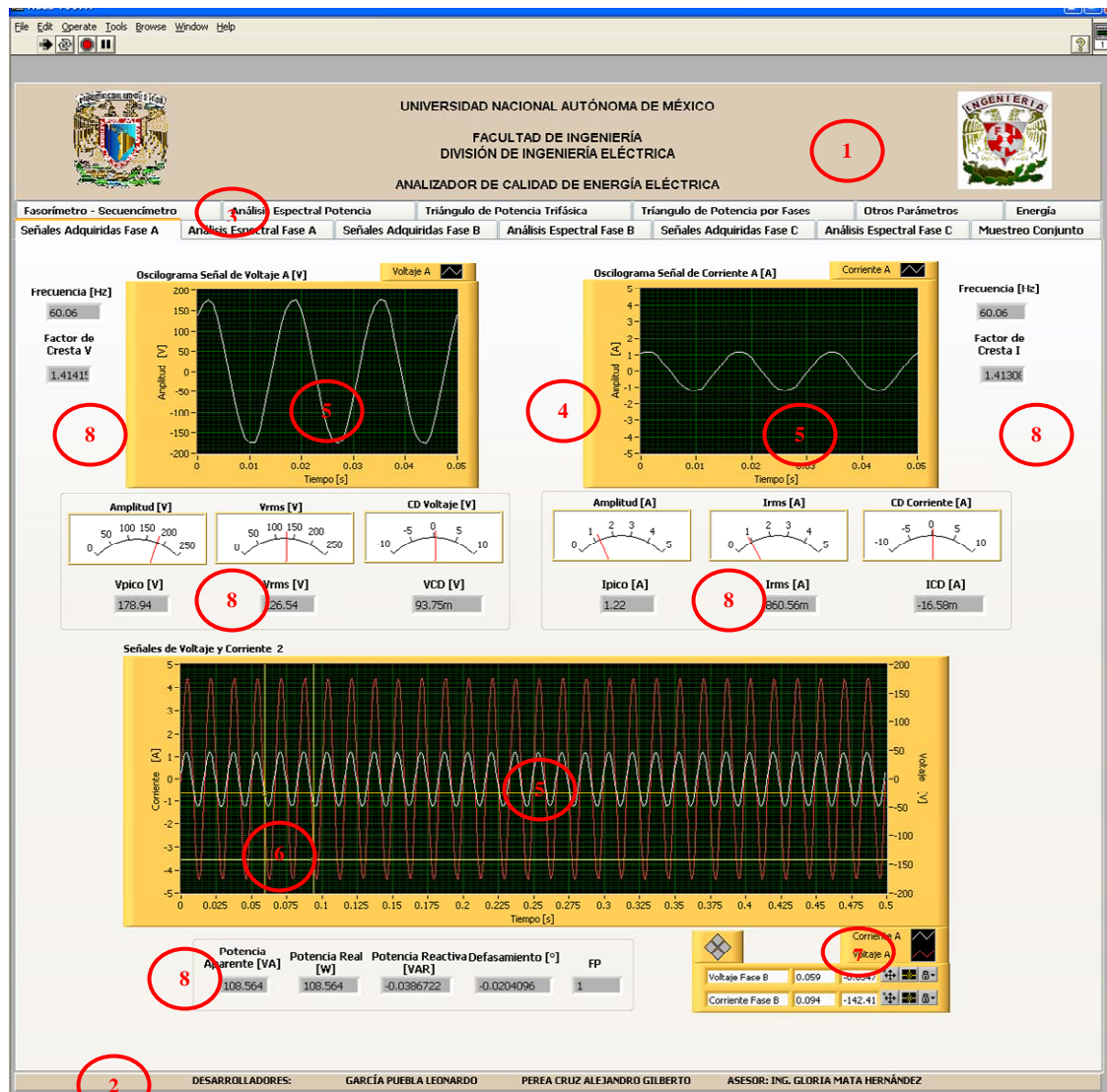


Figura 4.1 Panel frontal del ACEE

1. Encabezado del ACEE
2. Datos de los desarrolladores
3. Pestañas de las diversas carpetas del ACEE
4. Área de los indicadores gráficos
5. Indicador de tipo gráfica (oscilograma, espectro de magnitud, triángulo de potencias, fasorímetro, etc.)
6. Cursores para los indicadores de tipo gráfica
7. Indicadores numéricos para los indicadores de tipo gráfica, selectores de armónicas, etc.
8. Indicador de tipo numérico (analógico y digital)

Las carpetas con las que cuenta el ACEE son las que a continuación se mencionan al igual que los indicadores e información que contienen.

- Señales Adquiridas Fase A - Oscilogramas, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase A
- Análisis Espectral Fase A – Espectro de magnitud, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase A
- Señales Adquiridas Fase B- Oscilogramas, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase B
- Análisis Espectral Fase B – Espectro de magnitud, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase B
- Señales Adquiridas Fase C - Oscilogramas, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase C
- Análisis Espectral Fase C – Espectro de magnitud, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales de tensión y corriente de la fase C
- Muestreo Conjunto - Oscilograma e indicadores analógicos de parámetros de las señales de tensión y corriente de las 3 fases.
- Fasorímetro – Secuencímetro - Gráfica para los fasores de las fases monitoreadas, indicadores digitales, controles para el escalamiento visual e indicadores lógicos para el detector de secuencia de fases
- Análisis Espectral de Potencia - Espectro, indicadores analógicos de parámetros de las señales de potencia de las fases monitoreadas.
- Triángulo de Potencia Trifásica - Gráfica con triángulo de potencia e indicadores analógicos
- Triángulo de Potencia por Fases - Gráficas con triángulos de potencia e indicadores analógicos correspondientes a las fases monitoreadas.
- Oros Parámetros - Oscilograma, analizador de espectro, indicadores analógicos y digitales para los parámetros de las señales.
- Energía - Indicadores analógicos y digitales (para las fases que se estén monitoreando).
- Acerca de ACEE (información acerca del sistema y de los autores)

A continuación se describen las interfaces gráficas para el análisis de las señales y análisis espectral para la fase A que tiene exactamente los mismos indicadores que las fases B y C.

En las carpetas cuyo título hace mención a alguna fase en particular se ubican indicadores que muestran información referente a la medición de parámetros asociados a dicha fase; se cuenta con gráficas con el oscilograma de las señales de tensión y corriente complementadas con indicadores de tipo analógico y digital para los parámetros de amplitud, valor RMS, valor en CD, frecuencia y factor de cresta. Para cada uno de estos es posible, dependiendo del sistema a ser analizado, modificar los rangos de medición de las variables solo con dar doble clic con el mouse en la escala numérica y colocar el valor que permita tener una lectura adecuada de la información. Posteriormente se tienen gráficas con los oscilogramas de las señales de tensión y corriente así como dos cursores que facilitan la interpretación de las señales. Al mismo tiempo es posible observar mediante indicadores numéricos los parámetros asociados a la posición del cursor, tales como el valor de la amplitud y su ubicación respecto al tiempo.

De igual forma mediante indicadores digitales son mostrados los parámetros de potencias aparente, activa y reactiva, el defasamiento de la señal de corriente respecto a la señal de tensión y el factor de potencia correspondiente, en la figura 4.2 es posible visualizar cada uno de los indicadores mencionados.

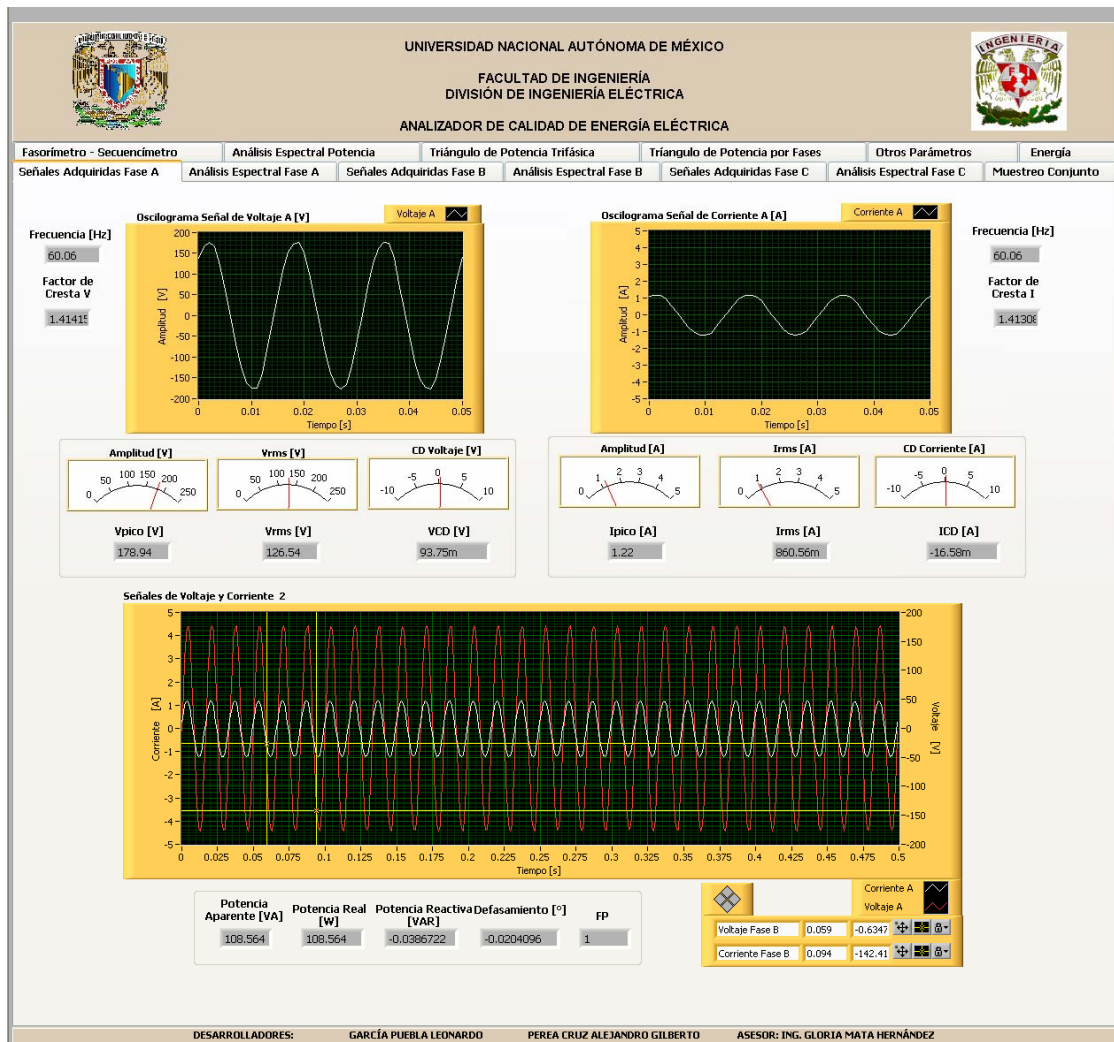


Figura 4.2. Oscilogramas e indicadores numéricos para las señales de tensión y corriente de la fase A



Los indicadores gráficos del espectro de magnitud de las señales de tensión y corriente se muestran en la figura 4.3, los cuales complementan el análisis de cada una de las fases, donde se puede hacer uso de cursores con sus respectivos indicadores digitales que sirven para mostrar la magnitud RMS de la componente armónica seleccionada y su respectiva frecuencia. Esto es complementado por un control que permite seleccionar las diferentes armónicas que se presentan en las señales, este selector permite que mediante un indicador digital sea mostrada la magnitud de la armónica deseada. Adicionalmente, se cuenta con indicadores digitales que muestran los valores RMS de las señales, la frecuencia fundamental de la señal, su periodo y el valor en porcentaje de la distorsión total armónica.

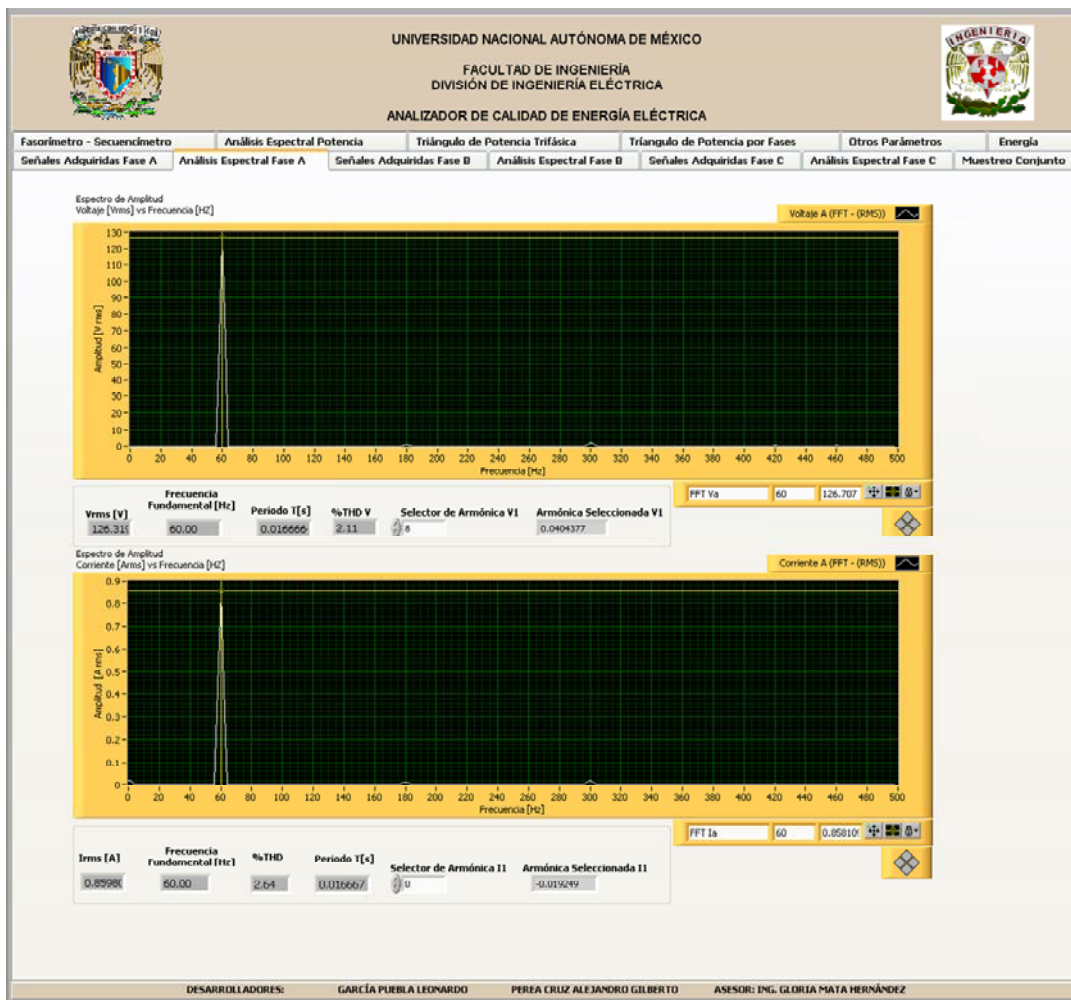


Figura 4.3 Espectro de magnitud e indicadores numéricos para las señales de tensión y corriente de la fase A.

Como se ha mencionado anteriormente se tienen carpetas iguales para mostrar los parámetros relacionados al comportamiento de cada una de las fases por lo que se omite mostrar las imágenes de las fases B y C.

Uno de los principales objetivos para el diseño del ACEE, es que sea utilizado en sistemas trifásicos, por lo cual se diseñaron interfaces adecuadas para mostrar las señales de tensión y corriente por cada fase y también de manera simultanea, sin embargo, el ACEE puede ser empleado

para monitorear sistemas monofásicos, mostrando únicamente información útil en aquellos indicadores que se encuentren asociados a los canales utilizados.

En la figura 4.4 se presentan los indicadores de tipo analógico donde es posible visualizar el muestreo conjunto de las señales de tensión y corriente, con indicadores analógicos para la magnitud de la amplitud y el respectivo defasamiento que exista entre ambas señales.

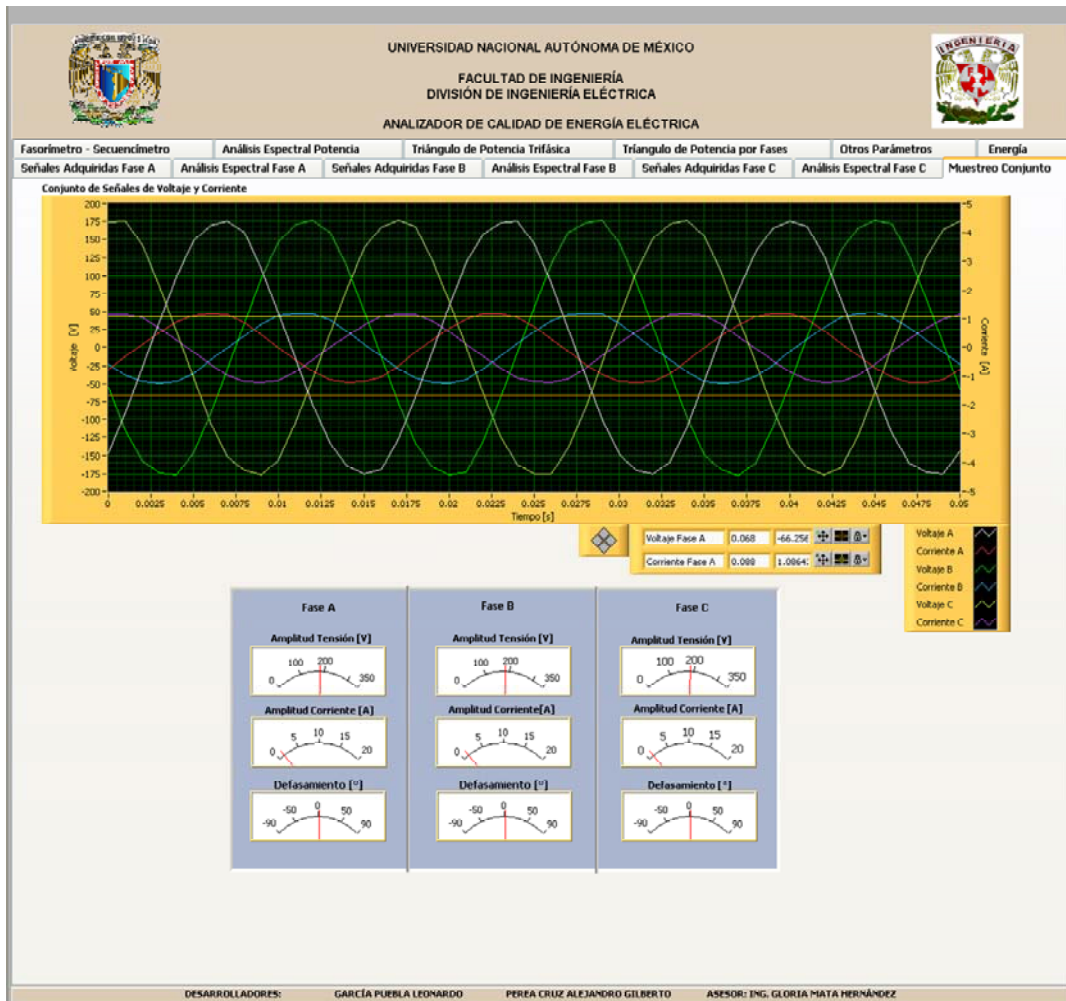


Figura 4.4. Oscilogramas e indicadores analógicos para el muestreo conjunto de las señales de tensión y corriente

En la carpeta Fasorímetro-Secuencímetro se presenta una herramienta de mucha utilidad para el análisis de calidad de la energía pues mostrar a los fasores gráficamente da la oportunidad de tener una mayor comprensión del sistema que se esté monitoreando como lo puede ser el caso de la determinación del tipo de carga o el signo del factor de potencia en función del atraso o adelanto de la señal de corriente respecto a la de tensión.

También son presentados indicadores digitales que corresponden a la magnitud del fasor en valor RMS y su fase, esto para cada fasor de tensión y corriente. Para el caso de los fasores de corriente se tienen controles que permiten realizar un escalamiento visual para la magnitud de los mismos, siendo una característica útil en los casos en que la magnitud de la corriente es muy

pequeña en comparación a la de tensión, lo cual es realmente muy común para el análisis de sistemas en baja tensión.

Otro instrumento de medición de gran importancia para el análisis de cargas en un sistema trifásico se muestra en la misma carpeta y recibe el nombre de Detector de Secuencia de Fases o Secuencímetro, que sirve para determinar si la secuencia de fases del sistema en estudio es positiva o negativa, el resultado es mostrado mediante dos indicadores de tipo lógico. Ambos instrumentos virtuales pueden visualizarse en la figura 4.5.

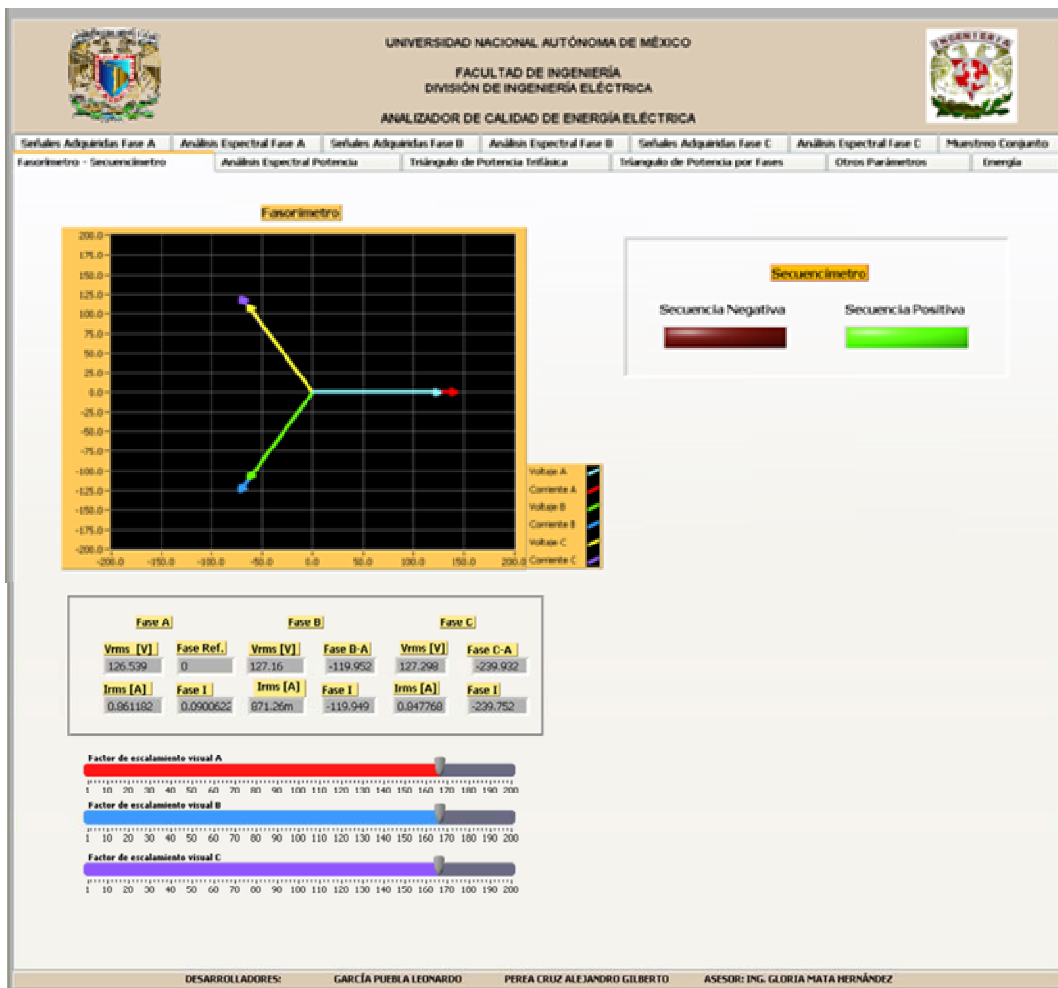


Figura 4.5 Indicador de tipo gráfica (Fasorímetro) con indicadores numéricos y detector de secuencia de fases (Secuencímetro).

En la figura 4.6 se encuentra seleccionada la carpeta que contiene a los indicadores de tipo gráfico que corresponden al espectro de magnitud de potencia activa de diferentes fases con la opción de manipular los cursores que permiten obtener el valor RMS de la componente armónica seleccionada y su frecuencia. Al costado se cuenta con indicadores analógicos para tener como referencia la magnitud de la potencia activa en RMS y la frecuencia de la componente fundamental.

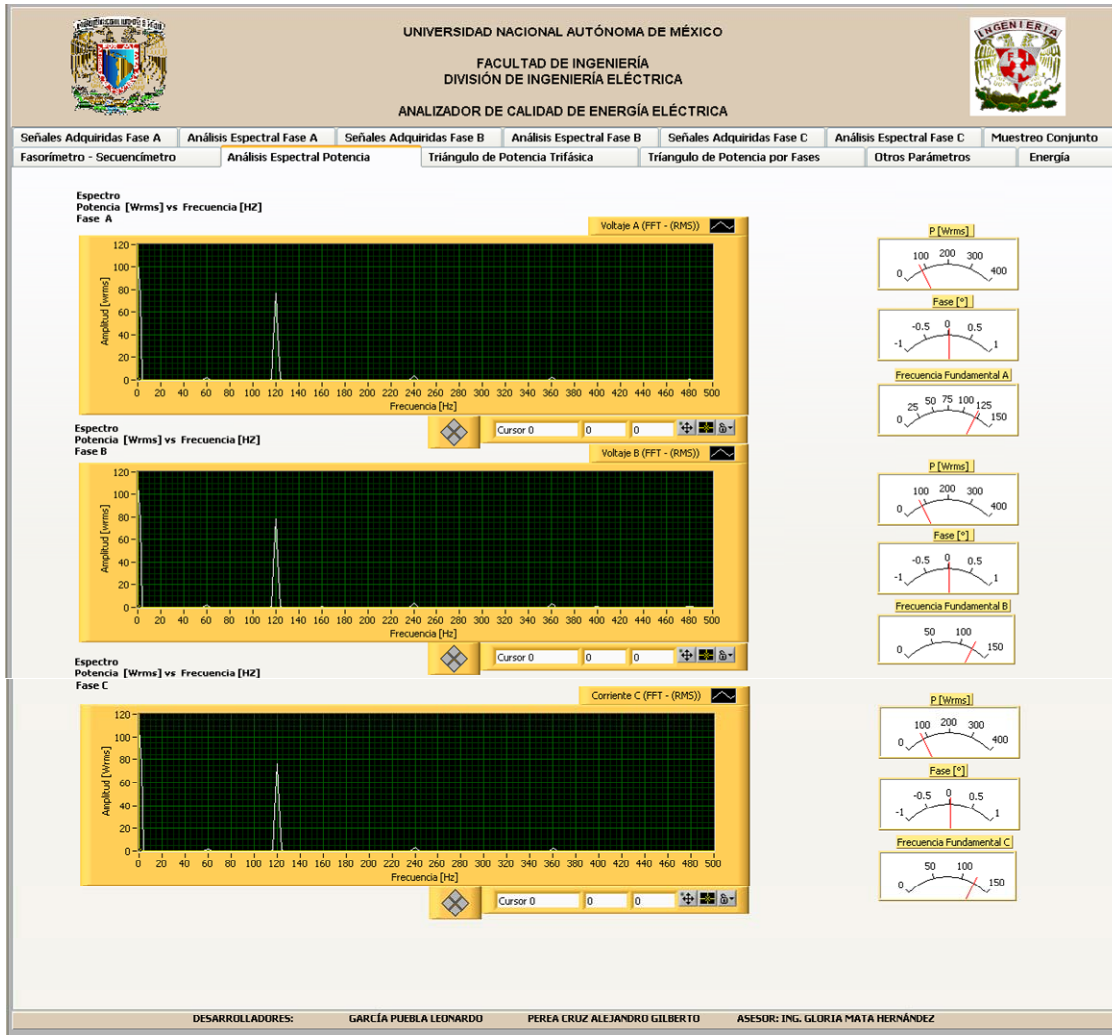


Figura 4.6 Espectro de magnitud e indicadores numéricos para la señal de potencia activa de cada fase.

Para el análisis de un sistema trifásico el ACEE cuenta con un indicador de tipo gráfico que muestra la relación entre la potencia activa, reactiva y aparente para cada una de las fases mediante el triángulo de potencias correspondiente e indicadores numéricos para visualizar las magnitudes involucradas así como del factor de potencia y el valor del ángulo asociado, esto se puede observar en la figura 4.7

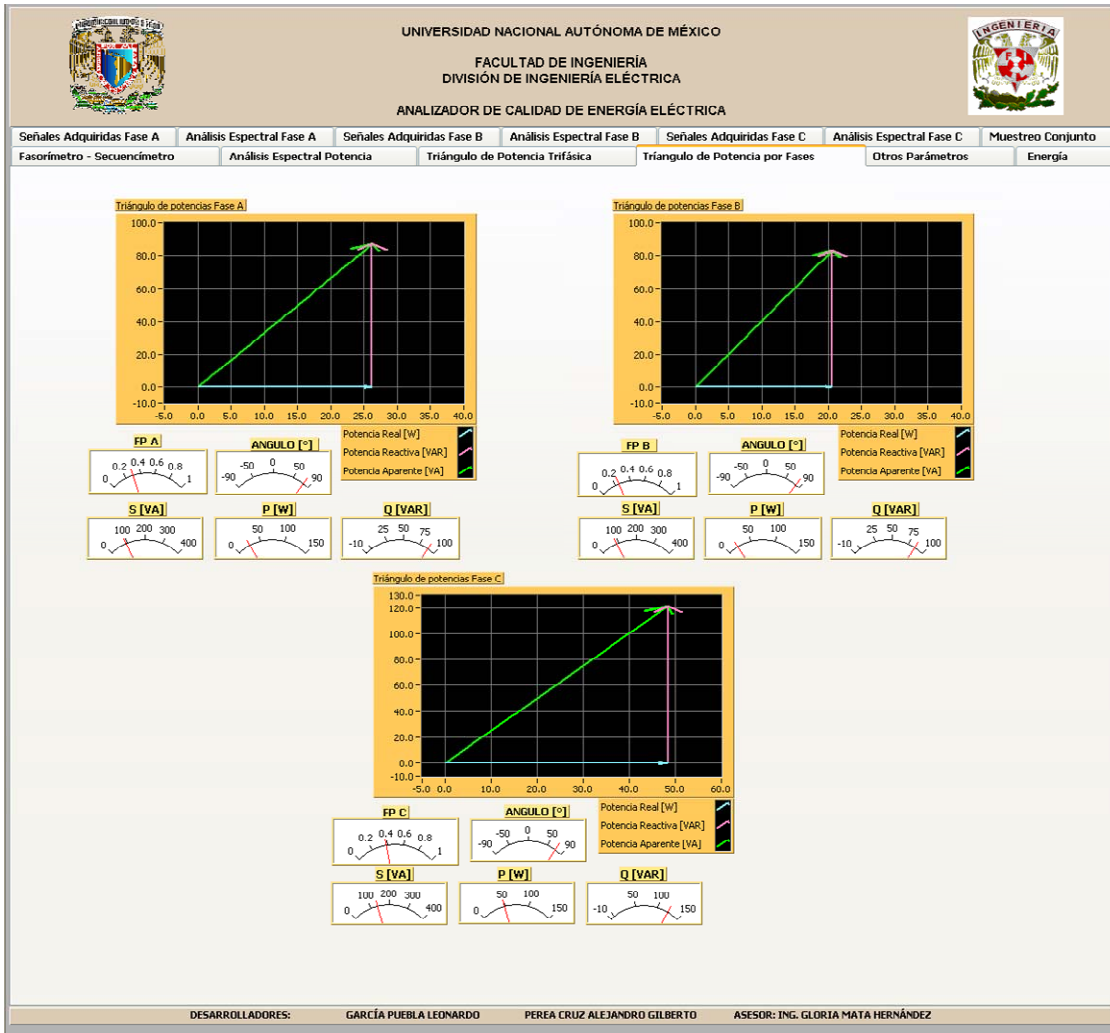


Figura 4.7 Indicador de tipo gráfica para el triángulo de potencias por cada fase con indicadores numéricos.

Con el fin de enriquecer el análisis se cuenta con una carpeta que muestra el triángulo de potencias trifásico con sus correspondientes indicadores de tipo analógico para las magnitudes de potencia activa, reactiva y aparente al igual que para el factor de potencia y ángulo asociados que se muestran en la figura 4.8

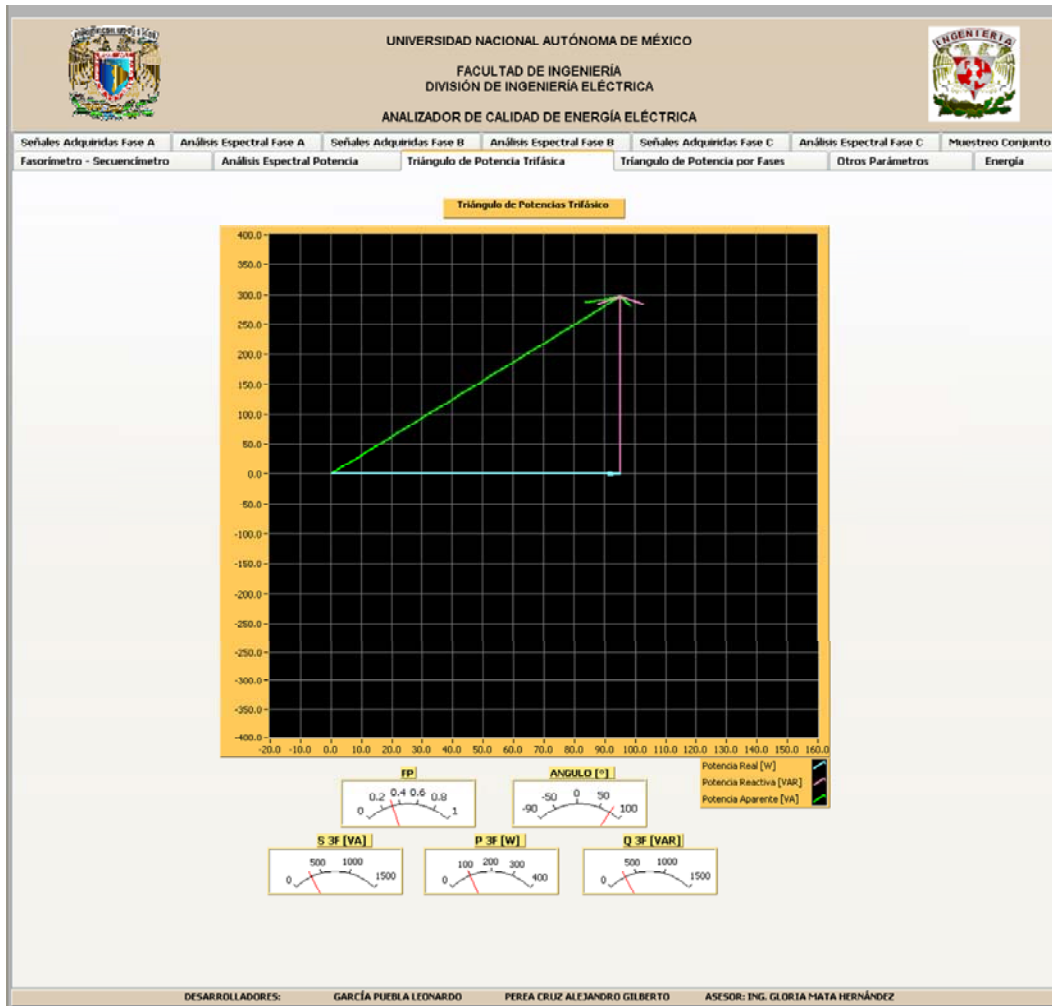


Figura 4.8 Indicador de tipo gráfica para el triángulo de potencias trifásico con indicadores numéricos.

Una más de las carpetas de que se compone el ACEE es la llamada *Otros Parámetros* que puede observarse en la figura 4.9. En ella se muestran los indicadores para los parámetros relacionados a la corriente circulante por el conductor neutro (que puede o no existir físicamente) con su respectivo oscilograma y espectro de magnitud. Asimismo están ubicados indicadores con parámetros como lo son el factor de interferencia telefónica (TIF) y factor K, los cuales están asociados a las señales de tensión y corriente de fase.

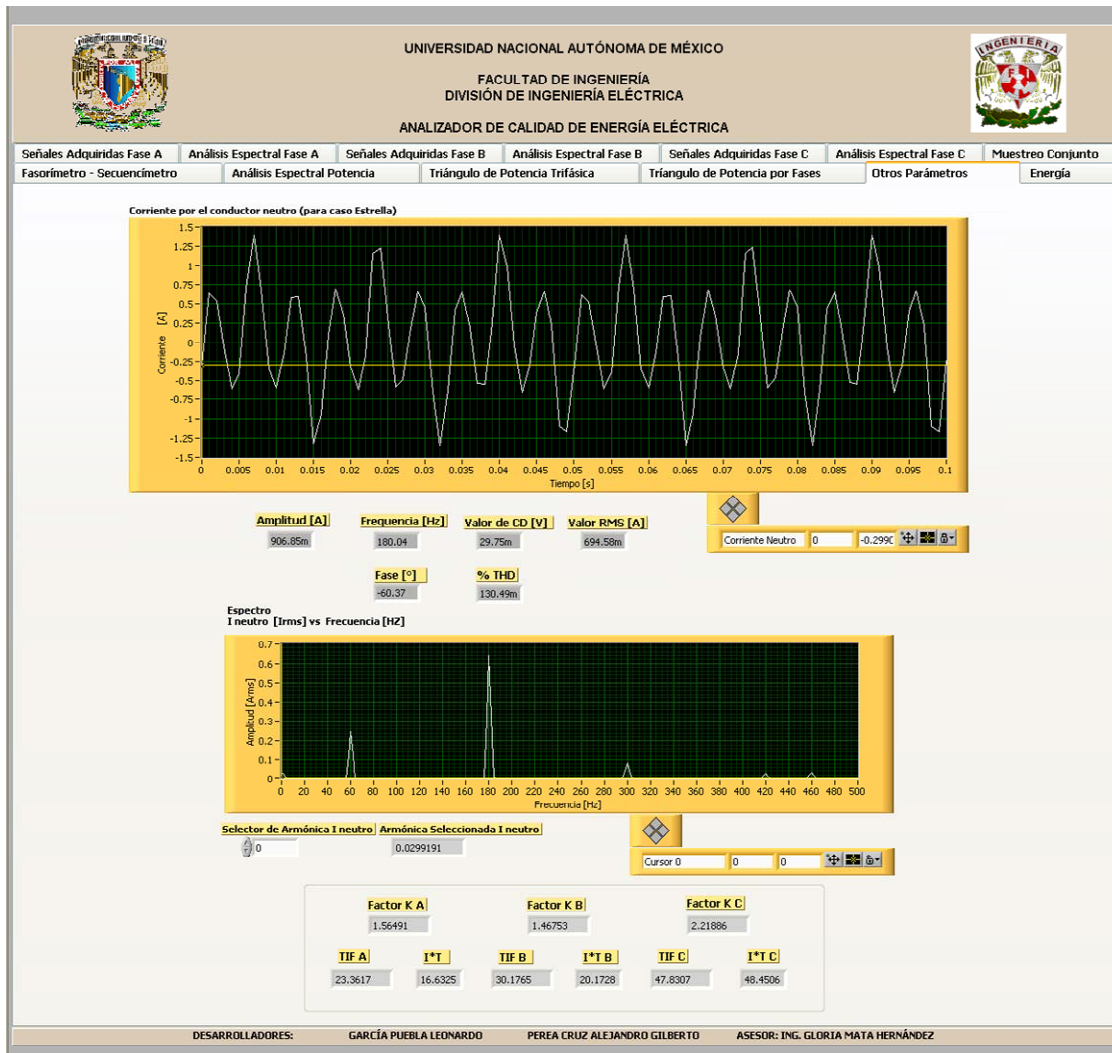


Figura 4.9. Indicador de tipo gráfica y numérico para diversos parámetros.

Se muestra finalmente una carpeta llamada *Energía* constituida por indicadores de tipo analógico y digital que muestran el registro de la energía activa y reactiva consumida por una carga, estos pueden observarse en la figura 4.10. De manera complementaria se proporcionan indicadores digitales para el tiempo de inicio del monitoreo, la hora actual y el tiempo transcurrido.

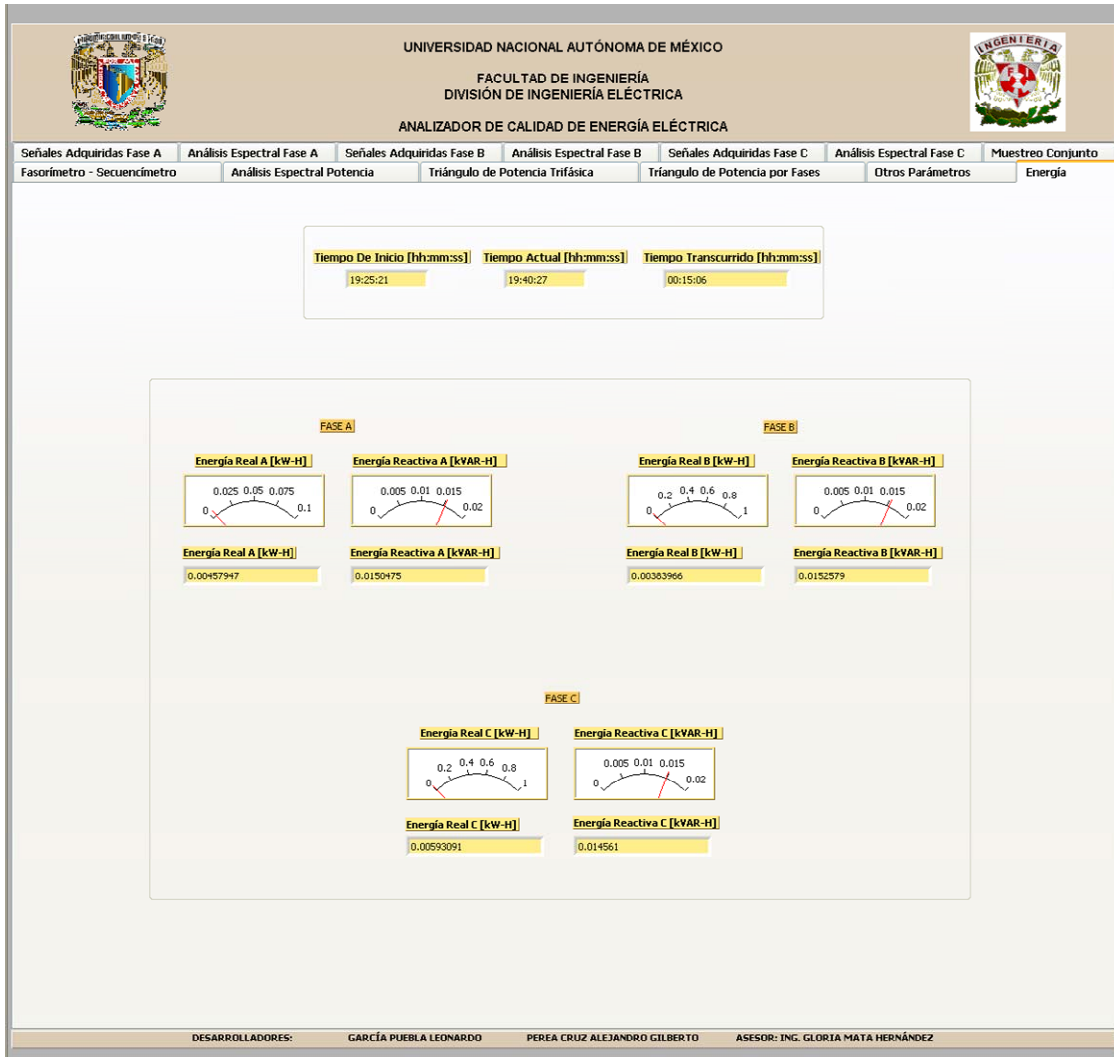


Figura 4.10 Indicadores numéricos para diversos parámetros.



## **5. PRUEBAS EFECTUADAS AL SISTEMA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

El sistema desarrollado fue probado en tres condiciones distintas, mediante el monitoreo de cargas:

- Resistivas
- Inductivas
- Sin carga

Cabe mencionar, que aunque las pruebas que se describirán en este capítulo fueron efectuadas con cargas conectadas en estrella, el sistema funciona también para cargas conectadas en delta tal como se verá al final de la descripción de la prueba con carga resistiva.

### **5.1 Prueba con carga resistiva**

La razón por la cual se dio inicio a la etapa de pruebas con este caso en particular es que mediante este tipo de carga es posible apreciar el correcto funcionamiento de la medición de diferencias de fase tanto entre la tensión y corriente de una fase como entre una tensión de fase respecto a otra.

La medición de diferencia de fase resulta de gran importancia, debido a que de ella se desprenden cálculos de potencia y energía así como la correcta representación gráfica de los fasores y triángulos de potencia.

Para el desarrollo de esta prueba se utilizó como carga 3 bancos compuestos por 6 focos de 300 W, dichos elementos se conectaron en serie y constituyendo un sistema en estrella aproximadamente balanceado.

Para verificar el valor de la corriente sensada se utilizó un amperímetro analógico conectado en serie con la carga de la fase A. El circuito de prueba empleado, permite observar el detalle de la conexión de los bancos de focos utilizados para la prueba, dicho circuito está representado en las figuras 5.1 y 5.2.

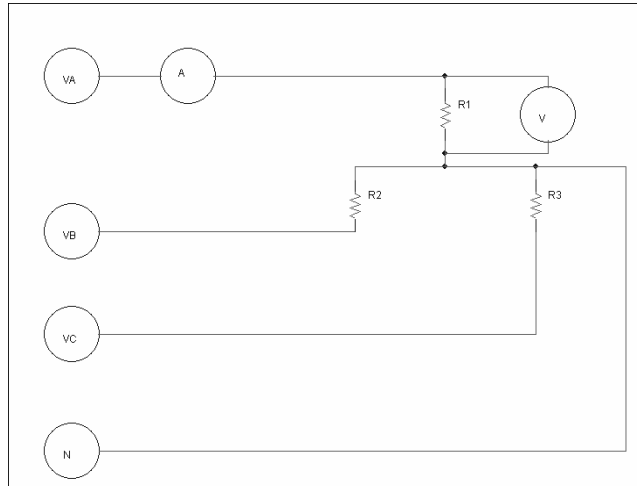


Figura. 5.1 Circuito de Prueba para la carga resistiva

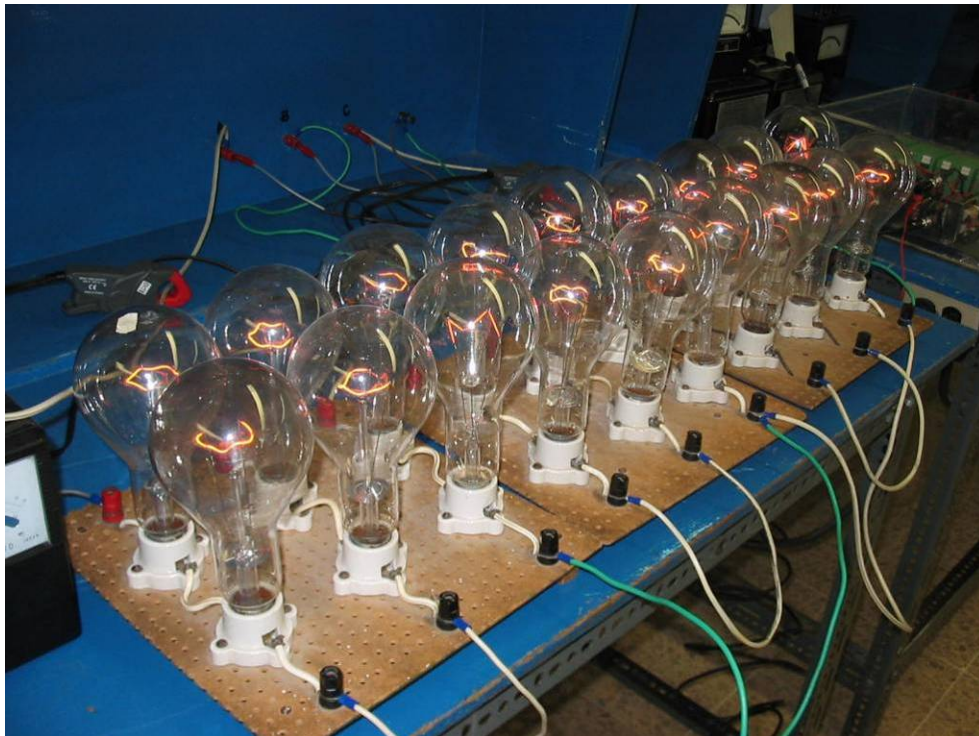


Figura 5.2 Imagen del circuito físico con el que se realizó la prueba con carga resistiva

La medición de la corriente obtenida a partir del amperímetro analógico fue de aproximadamente 0.9 A en valor RMS, según puede apreciarse en la figura 5.3

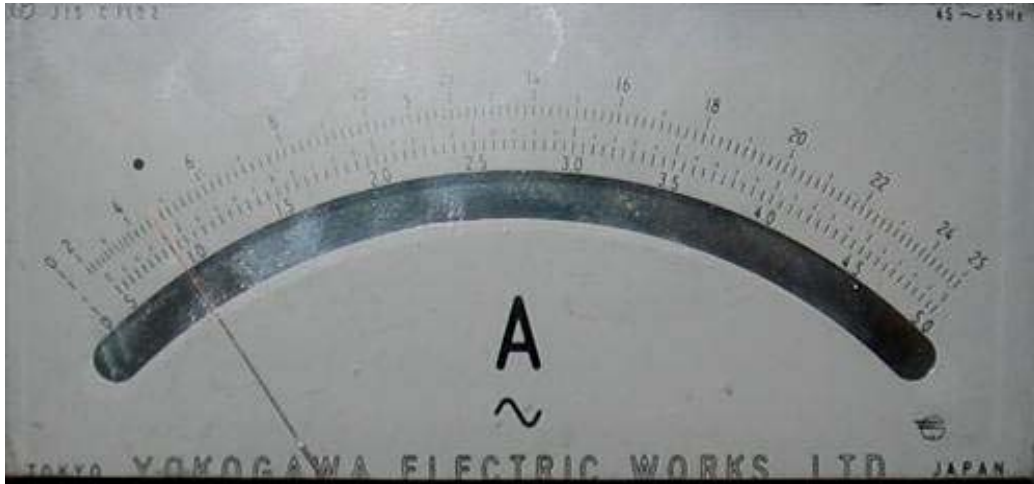


Figura.5.3 Carátula del amperímetro analógico durante la medición de la corriente (prueba con carga resistiva).

A partir de esta medición, se desarrolló el análisis de resultados, considerando también la medición de un multímetro digital que proporcionó una lectura de 127.1 V.

Si se considera que la carga al ser resistiva no ocasiona defasamiento alguno, las correspondientes potencias resultan ser:

$$P = V \cdot I \quad 5.1$$

$P$  : Potencia activa  
 $V$  : Tensión  
 $I$  : Corriente eléctrica

$$P = (127.1)(0.9) = 114.39 \text{ W}$$

$$Q = 0 \text{ VAR} \quad 5.2$$

$Q$  : Potencia reactiva

$$S = 114.39 \text{ VA} \quad 5.3$$

$S$  : Potencia aparente

De acuerdo con la misma consideración, los triángulos de potencia no deberán presentar potencia reactiva y los fasores de tensión y corriente para una misma fase deberán estar alineados entre sí.

Para verificar el valor de la energía se utilizó el cálculo de la integral de la ecuación 5.4 mediante dos métodos, el cálculo manual<sup>1</sup> y utilizando el software Maple Versión 7.0, procesando para un tiempo de monitoreo de 51 minutos y 40 segundos:

$$E = \int_0^{t1} v(t)i(t) dt \quad 5.4$$

$E$  : Energía consumida por la carga  
 $v(t)$  : Señal de tensión en función del tiempo  
 $i(t)$  : Señal de corriente en función del tiempo

$$E = \int_0^{3060} (127.1\sqrt{2})\text{sen}(\omega t) (0.9\sqrt{2})\text{sen}(\omega t) dt \quad 2 \quad 5.5$$

Para el cálculo manual se obtuvo el valor

$$E = 0.09712590701 \text{ kW} - H$$

Mientras que para el cálculo con apoyo de la computadora:

$$E = 0.09717101577 \text{ kW} - H$$

Al observar la cercanía en los valores, se optó por utilizar el valor calculado mediante la herramienta computacional como valor de referencia real para el análisis de la energía. Con base en los valores anteriores se pudo hacer la evaluación de la fiabilidad de los valores registrados por el ACEE. Por sencillez se mostrarán únicamente las imágenes asociadas a la medición de los parámetros correspondientes a la fase A.

Para comenzar, se presentan en la figura 5.4 los oscilogramas de las señales de tensión y corriente, que como puede apreciarse muestran una forma senoidal casi ideal, por lo cual se esperaría que el porcentaje de distorsión total armónica sea relativamente bajo.

---

<sup>1</sup> Término empleado para indicar que los cálculos se realizaron de la manera tradicional es decir, en papel y a lápiz haciendo uso en ocasiones de una calculadora.

<sup>2</sup>  $\omega = 2 \pi (60)$

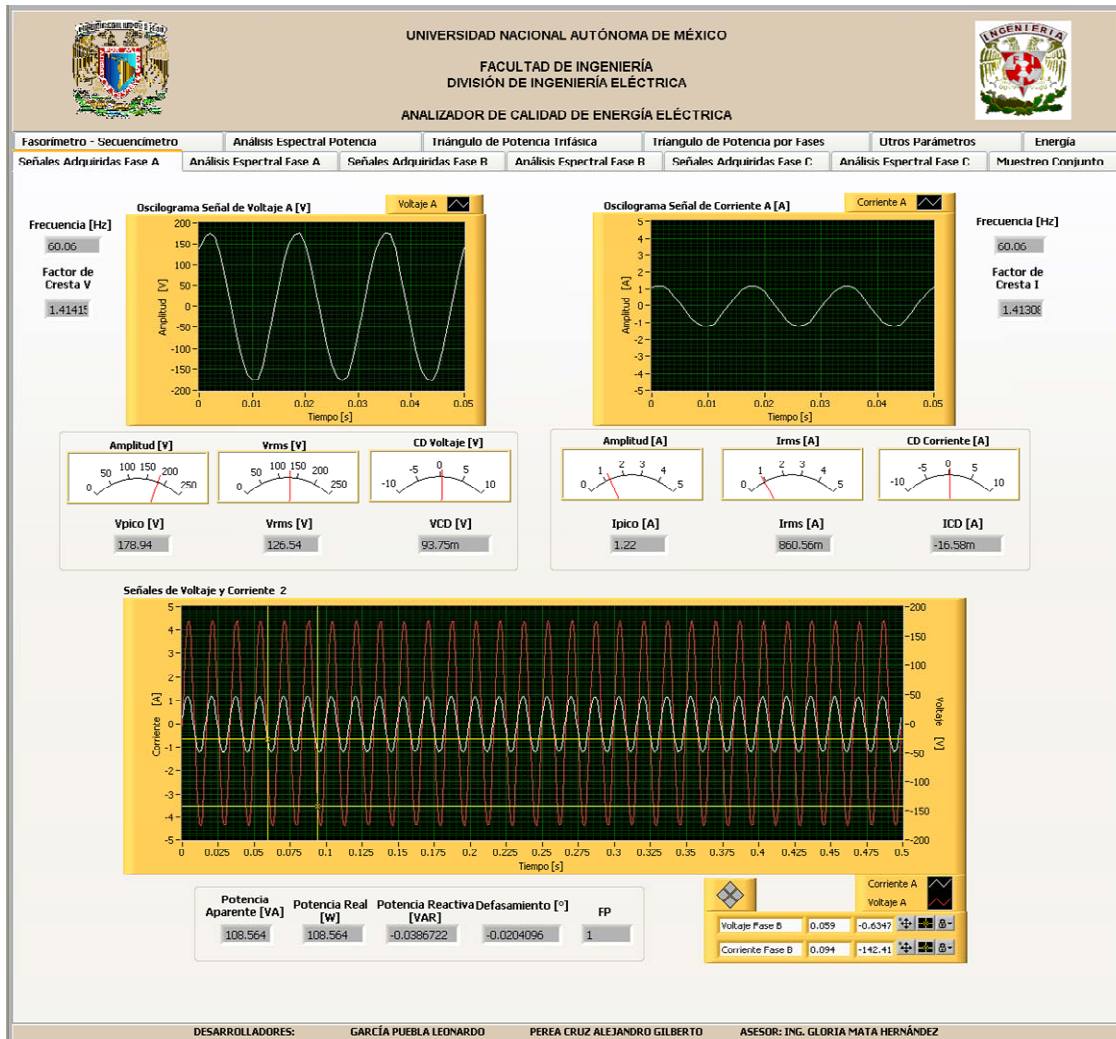


Figura. 5.4 Oscilogramas de las señales de tensión y corriente para la fase A junto con los indicadores numéricos y analógicos de diversas variables.

En las figuras 5.5 y 5.6 aparecen los indicadores analógicos y digitales que muestran los valores pico, RMS y de componente de directa de las señales de tensión y corriente. Tal como puede apreciarse los valores RMS son similares a los reportados por los instrumentos utilizados.

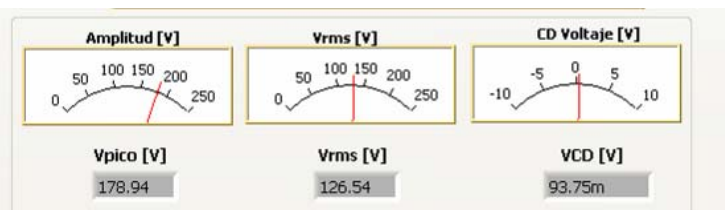


Figura 5.5 Indicadores analógicos y digitales de los valores pico, RMS y de directa de la señal de tensión.

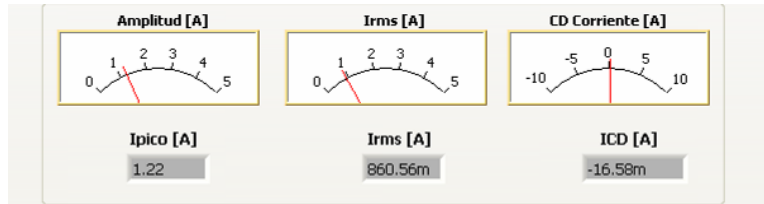


Figura 5.6 Indicadores analógicos y digitales de los valores pico, RMS y de directa de la señal de corriente.

Los porcentajes de error obtenidos en la medición de los valores RMS de la corriente y la tensión fueron:

$$\%error_c = \frac{(0.9 - 0.85056)}{0.9} 100 = 4.382 \% \quad 5.6$$

$\%error_c$  : Porcentaje de error para la señal de corriente

$$\%error_v = \frac{(127.1 - 126.54)}{127.1} 100 = 0.440 \% \quad 5.7$$

$\%error_v$  : Porcentaje de error para la señal de tensión

En la figura 5.7 se observa que la frecuencia de la señal de tensión fue de 60.06 Hz, que comparada con los 60 Hz que proporciona el sistema eléctrico nacional (que contempla un rango de tolerancia de  $\pm 0.05$ ) es muy buena y arroja un porcentaje de error de 0.1 %. Asimismo, en dicha figura aparece también el valor del factor de cresta de tensión, que de acuerdo con el valor teórico tiene un porcentaje de error de 0.004 %. Este valor refuerza el hecho de que la señal sensada no está muy distorsionada.

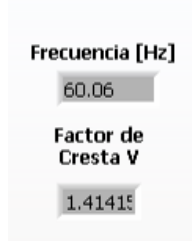


Figura 5.7 Indicadores digitales de la frecuencia de la señal de tensión y del factor de cresta.

La figura 5.8 presenta un factor de potencia unitario teniendo así un porcentaje de error nulo; dicho valor proviene de un defasamiento registrado de  $-0.020^\circ$ , lo cual para fines prácticos es  $0^\circ$ . Dichos valores están completamente de acuerdo con el hecho de que la carga en estudio es de tipo resistivo. Así pues, el valor de potencia reactiva debía ser también cero, lo cual está respaldado por el valor de  $-0.038$  registrado por el ACEE.

El valor de la potencia real es cercano al calculado teóricamente y el porcentaje de error calculado de 5.093 % apuntala esta situación.

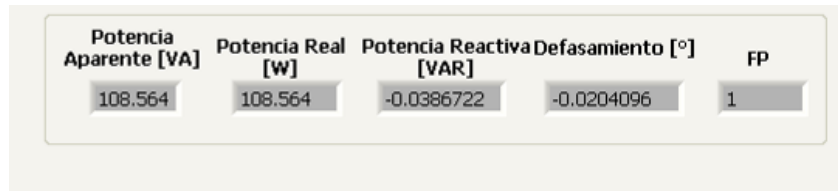


Figura 5.8 Indicadores digitales de los valores de potencia real, reactiva y aparente en la carga para fase A, factor de potencia y el defasamiento entre las señales de tensión y corriente de la misma fase.

La figura 5.9 presenta los espectros de magnitud para las señales de tensión y corriente medidos en la fase A de la carga resistiva en estudio. Como es posible observar ninguna de las dos señales presenta distorsión armónica demasiado apreciable al no mostrarse componentes armónicas grandes. Este hecho queda reforzado con el porcentaje de distorsión total armónica obtenido, el cual es apenas superior al 2.6 %, como puede constatare en el indicador digital mostrado en la figura 5.10.

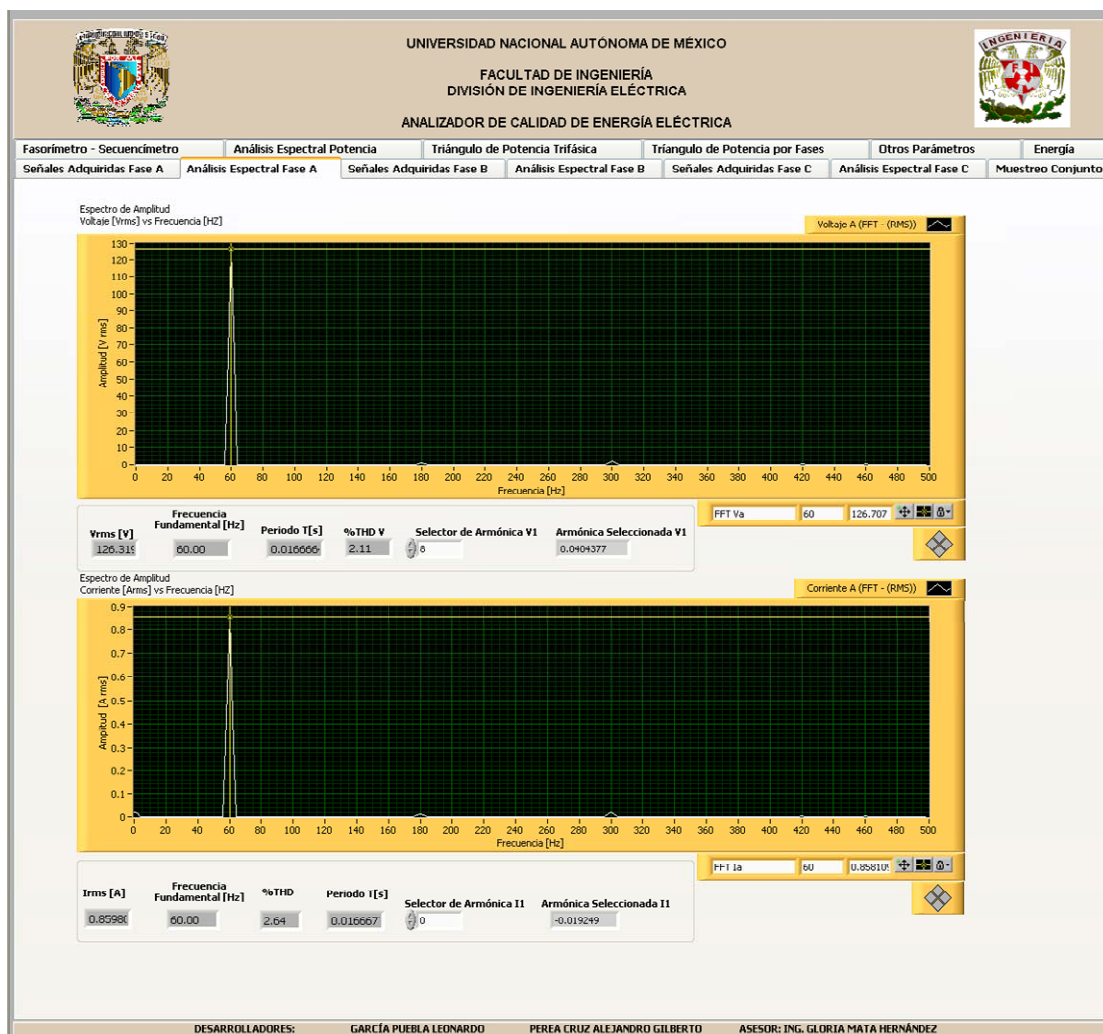


Figura 5.9 Espectros de magnitud de las señales de tensión y corriente.

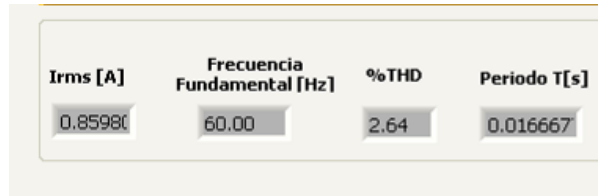


Figura 5.10 Indicadores digitales de frecuencia para la componente armónica fundamental, magnitud RMS y periodo de la misma, así como el porcentaje de distorsión armónica total.

En la figura 5.11 puede apreciarse un oscilograma que conjunta las seis señales adquiridas (tensión y corriente, ambas por cada fase) y permite observar el defasamiento de aproximadamente  $120^\circ$  que se esperaría de acuerdo con las condiciones teóricas. En la parte inferior de esa misma figura aparecen indicadores analógicos de las magnitudes de las 6 señales en valores pico así como del defasamiento de la señal de corriente respecto a la de tensión; estos últimos se encuentran prácticamente en cero debido a que la carga es de tipo resistivo.

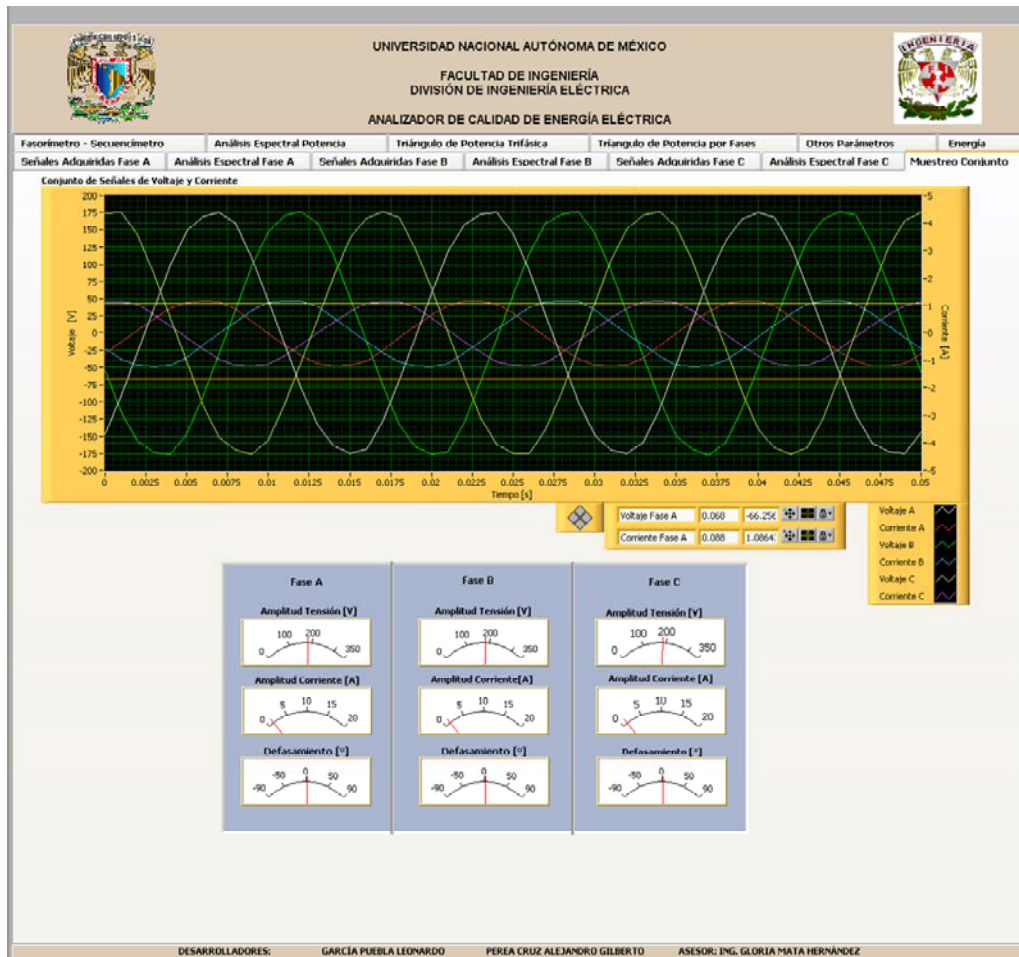


Figura 5.11 Oscilograma del conjunto de señales de tensión y corriente.

En este punto es conveniente hacer mención de que posterior a la implementación de la etapa de acondicionamiento por hardware que finalmente se empleó en la versión del ACEE presentada en este documento, aconteció una situación que no se contempló durante la etapa de diseño.



La problemática surgió en torno a los transformadores empleados para reducir el nivel de tensión a una magnitud que la tarjeta de adquisición de datos pudiera recibir, estos produjeron un retraso en la señal de tensión respecto a la señal de corriente por que fungen como una carga de tipo inductivo para dicha tarjeta, que a pesar de ser de apenas unos 8 ° (en promedio para las tres fases), ocasionó alteraciones en las mediciones realizadas.

Se probaron algunas opciones para dar solución a esta complicación, pero desafortunadamente no resultó factible realizar una corrección que permitiera contrarrestar la afectación en su totalidad por lo que prevalece aún el defasamiento en dichas señales que se presentan en los oscilogramas donde se sobreponen las señales de tensión y corriente en un mismo indicador gráfico, cuestión que impacta sin lugar a duda en la cuantificación de la energía. Las pruebas efectuadas comprendieron desarrollos mediante programación, sin que a partir de las mismas se consiguiera una solución 100 % satisfactoria, lo cual llevó a la conclusión de que debería lograrse la corrección mediante el uso de dispositivos físicos, cuestión que no pudo ser comprobada por limitaciones de tiempo.

La solución implementada para contrarrestar los efectos del defasamiento citado se cuantificó, obteniendo un valor representativo para cada una de las fases mediante un osciloscopio digital Hewlett Packard con el que se cuenta en el laboratorio de Medición e Instrumentación de la Facultad de Ingeniería, equipo a partir del cual fue posible obtener los resultados mostrados en la tabla 5.1.

Fase en Estudio	Defasamiento [ ° ]
A	8.938
B	6.975
C	8.205

*Tabla 5.1 Valores de defasamiento debido a la etapa de acondicionamiento por hardware para cada fase.*

Partiendo de dichos valores, se realizó un ajuste vía software sumando la cantidad necesaria al defasamiento observado en cada caso para conseguir que los cálculos y representaciones gráficas (salvo los casos ya citados) no se vieran afectadas.

La figura 5.12 presenta el resultado de efectuar la corrección y muestra los fasores de las 3 fases. Los fasores de tensión y corriente pertenecientes a la misma fase se hallan alineados y, por ejemplo, los de la fase A guardan una relación de aproximadamente 120 ° respecto a los de las fases B y C, con lo cual se comprueba que el sistema en estudio es aceptablemente balanceado.

Habiendo mencionado la complicación anterior y retomando la prueba que nos ocupa, en la parte superior derecha de la misma figura 5.12 aparece el indicador lógico que muestra que la secuencia de fases detectada es positiva. Para comprobar el funcionamiento de esta parte del algoritmo se invirtieron físicamente las conexiones de dos fases, con lo cual se esperaba que el indicador ahora marcara una secuencia de fases negativa mediante la iluminación en color rojo del led de la izquierda, tal como aparece en la figura 5.13. Adicionalmente, en esa misma figura puede observarse el cambio de posición de los fasores, que ahora indican la secuencia ACB.

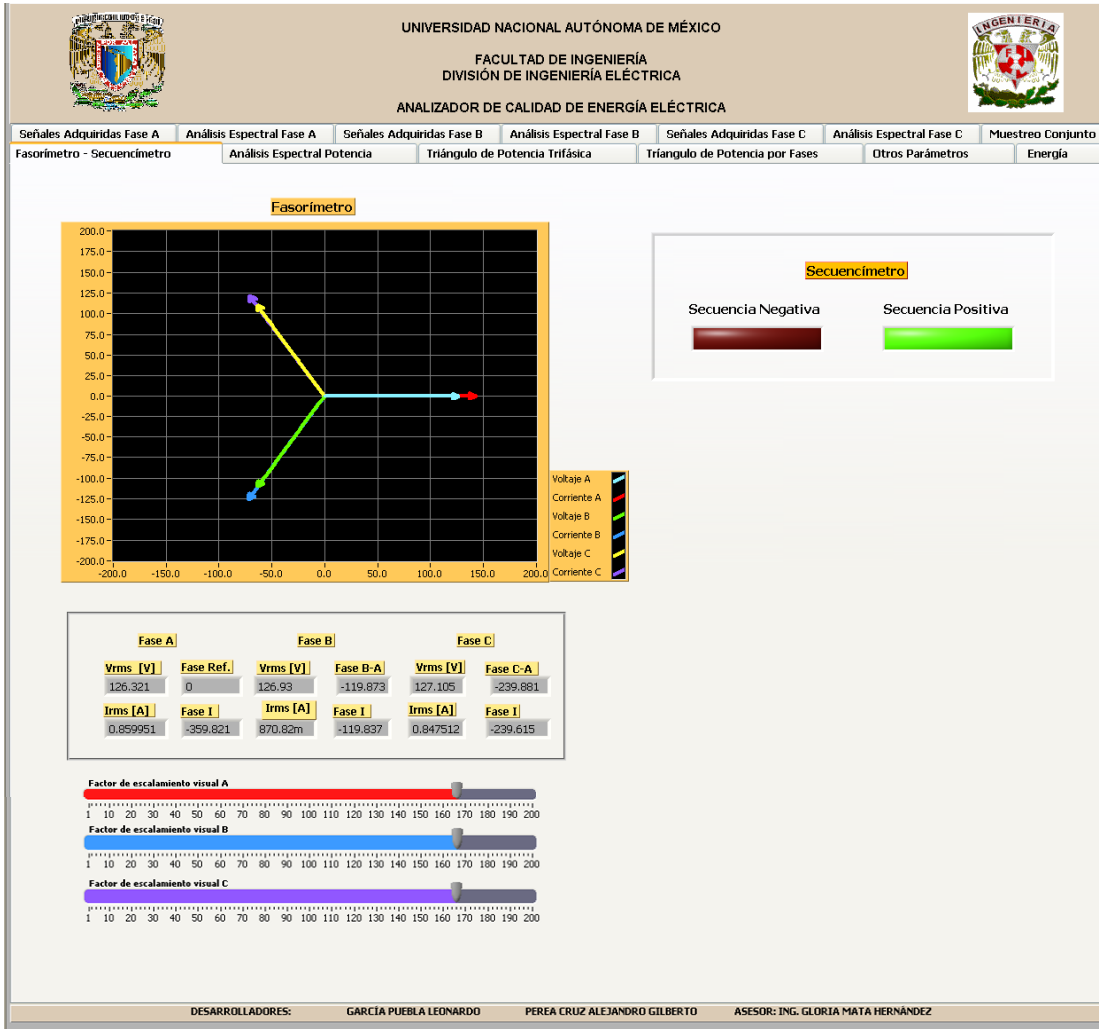


Figura 5.12 Indicadores gráficos que muestran el trazador de fasores y el detector de secuencia de fases, detectando una secuencia positiva.

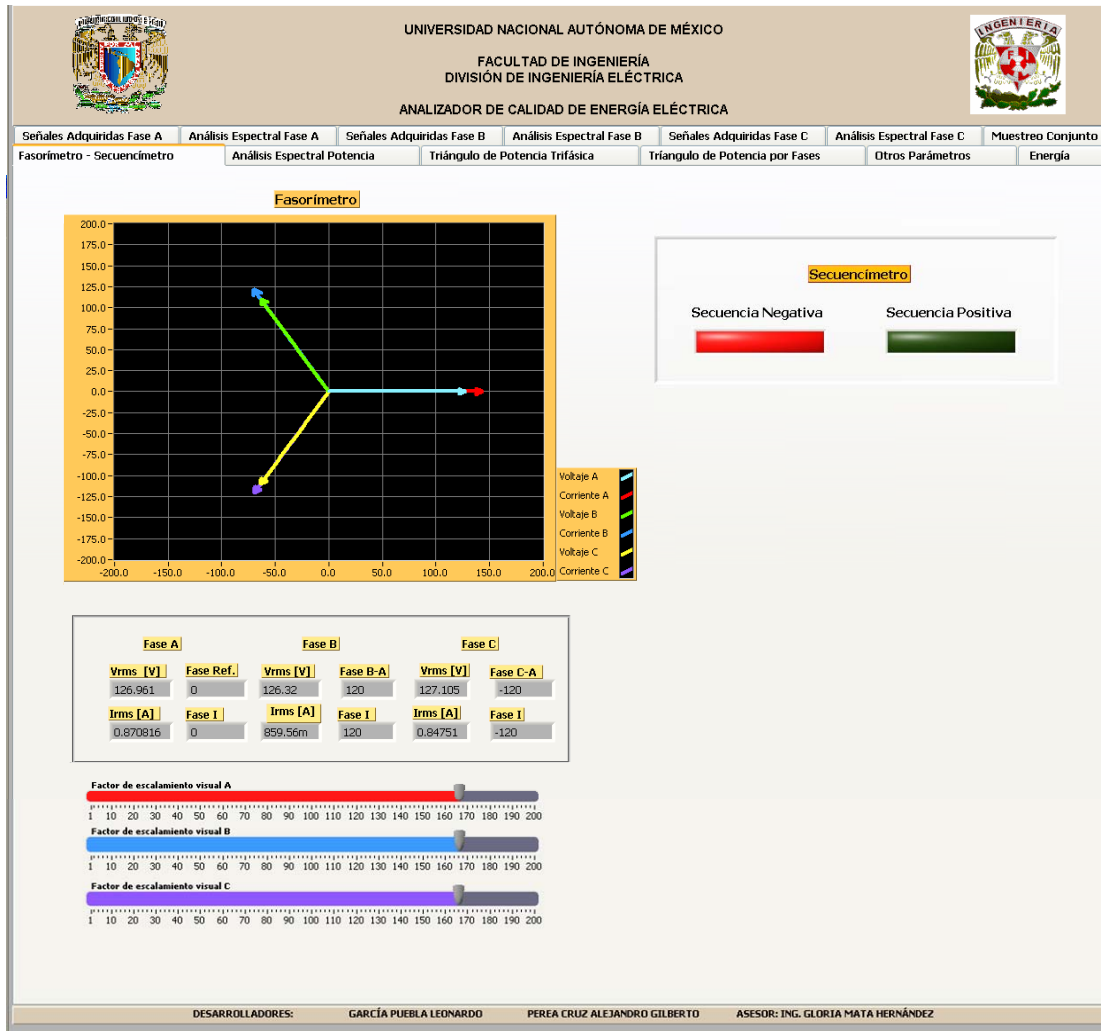


Figura 5.13 Indicadores gráficos que muestran el trazador de fasores y el detector de secuencia de fases detectando ahora una secuencia negativa.

En la figura 5.14 se presenta el espectro de magnitud de la señal de potencia obtenida de efectuar el producto de las señales de tensión y corriente. Como puede apreciarse, aparece una espiga en la frecuencia de 120 Hz, la cual corresponde a la fundamental de dicha señal. Lo anterior coincide con lo esperado, hablando en términos matemáticos, del producto de dos señales senoidales casi ideales.

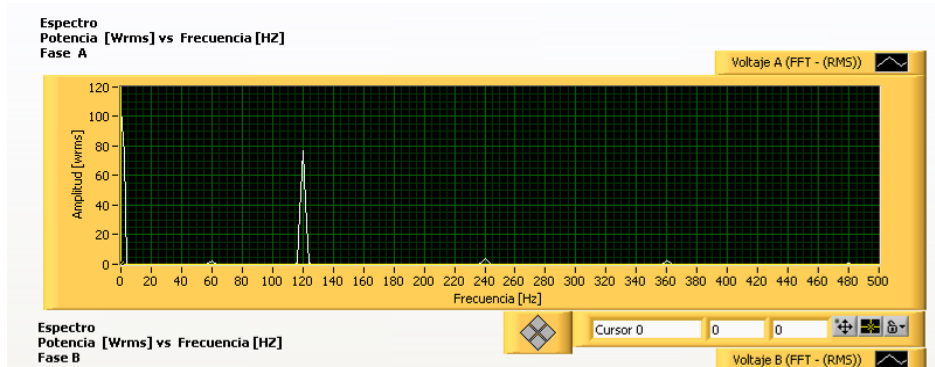


Figura 5.14 Espectro de magnitud para la señal de potencia de la fase A.

La figura 5.15 muestra los triángulos de potencia de las 3 fases, que además de resultar muy similares, demuestran el hecho que la magnitud de potencia reactiva es prácticamente nula para el caso en estudio.

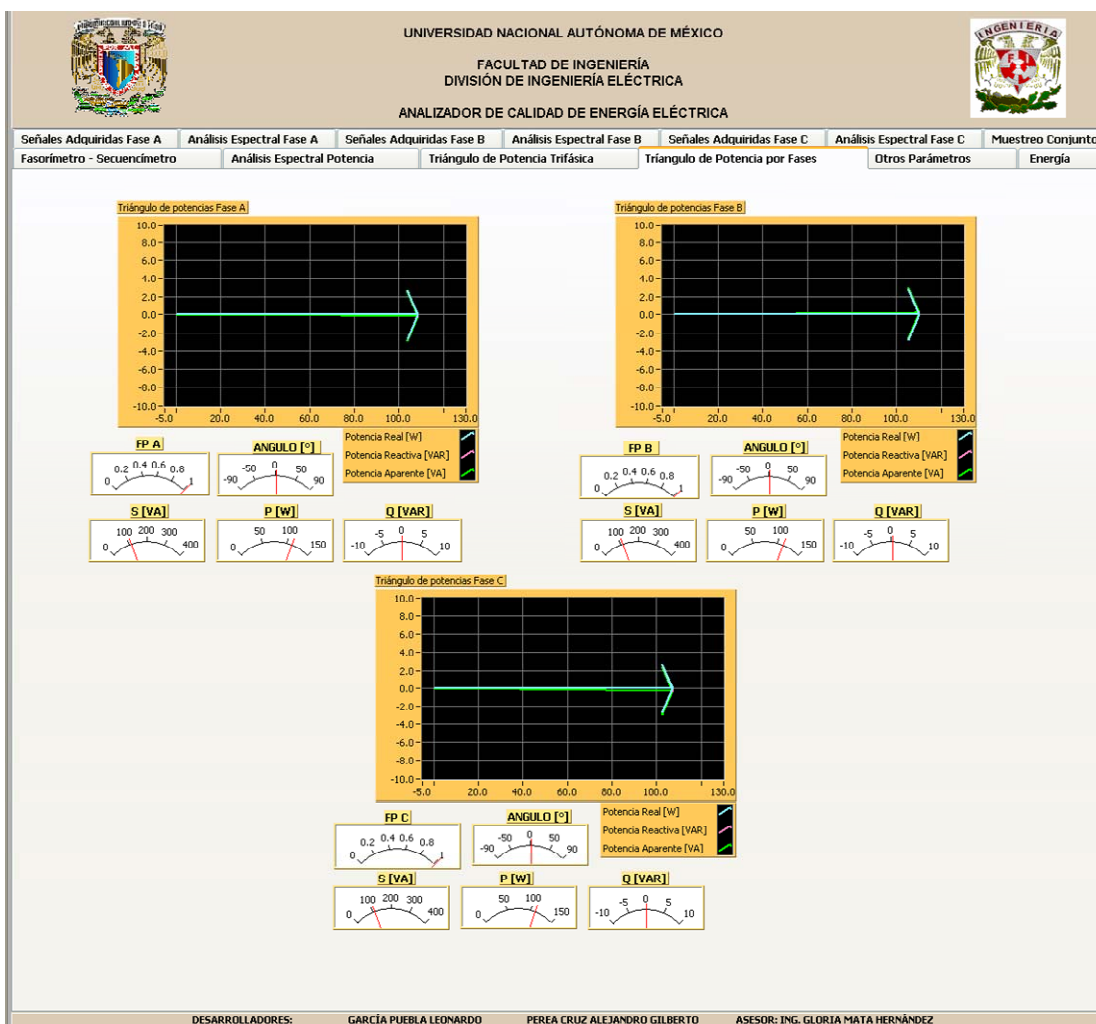


Figura 5.15 Triángulos de potencia de las 3 fases e indicadores analógicos para las magnitudes de los segmentos, ángulo de defasamiento y factor de potencia.

La figura 5.16 permite observar tanto el oscilograma como el espectro de magnitud de la corriente que circula en el conductor neutro, cabe hacer mención de que en este caso aunque la conexión sí existió físicamente, esta corriente no se midió de manera directa, si no que fue obtenida mediante la suma algebraica de las corrientes circulantes por las tres fases del circuito utilizando el algoritmo desarrollado.

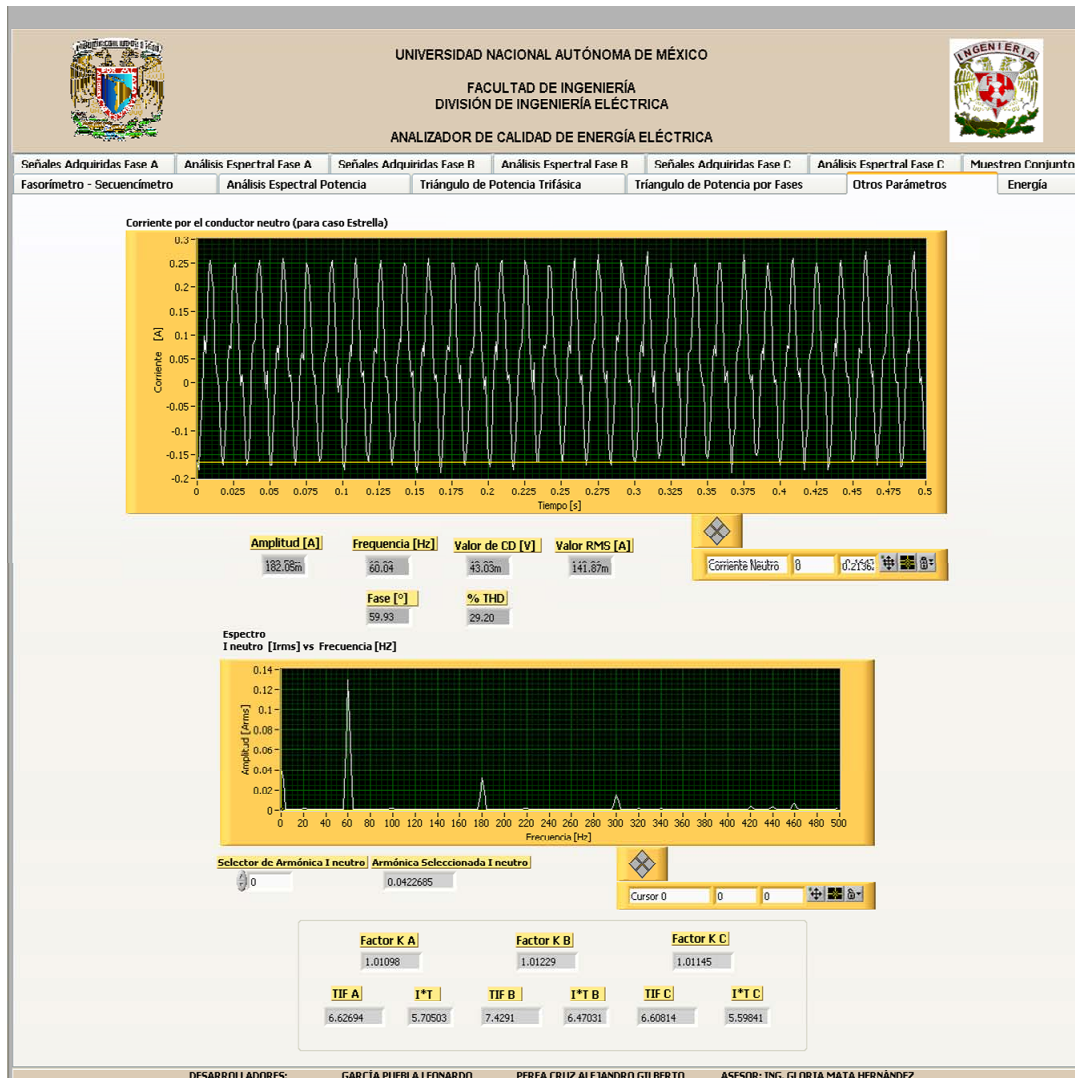


Figura 5.16 Oscilograma de la corriente que transita por el neutro y su espectro de magnitud.

La figura 5.17 presenta los indicadores analógicos y digitales que permiten monitorear los crecientes valores de la energía consumida por la carga. Como se mencionó con anterioridad, la medición de este parámetro fue afectada por la problemática derivada durante la implementación de la etapa de acondicionamiento por hardware, ello debido a que se procesa la integral del producto de las señales de tensión y corriente, mismas que ya cuentan con el defasamiento añadido por dicha etapa.

Con la finalidad de cuantificar el error en el que se incurre debido a esta situación se efectuaron pruebas a nivel simulación, considerando señales de tensión y corriente de las mismas

características que las presentadas en la prueba que se describe pero en un tiempo de monitoreo de 5 minutos. Los resultados de dichas pruebas aparecen en la tabla 5.2.

Condición de la prueba	Resultado	% Error
Con defasamiento y sin ajuste	0.018	2.714
Con defasamiento y con ajuste	0.018	2.613
Sin defasamiento y sin ajuste (valor de referencia)	0.019	0.000

Tabla 5.2 Pruebas y resultados de las mismas orientadas a estimar el error en la medición de energía (tiempo de monitoreo = 5 minutos)

Así pues, efectuando el ajuste vía software se consigue disminuir el impacto negativo del defasamiento, obteniendo un error de alrededor del 2.6 %.

Retomando las pruebas efectuadas al circuito en estudio, para el caso de la energía reactiva el valor presentado es prácticamente 0, pues se trata de  $4.36 \times 10^{-7}$ .

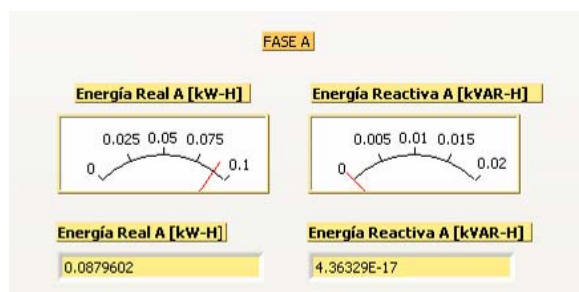


Figura 5.17 Indicadores analógico y digital para la magnitud de la energía real y reactiva consumidas por la carga de la fase A.

Para el caso de la medición de la energía real, los indicadores del ACEE muestran una magnitud de 0.0879602 kW-H, que comparativamente con el teórico obtenido mediante el cálculo manual tiene un porcentaje de error de 9.48 %, mismo que puede ser considerado relativamente aceptable, tomando en cuenta que está implícito el error acarreado por la etapa de acondicionamiento.

En la tabla 5.3 se muestra el resumen de las variables medidas con el uso del ACEE y los valores teóricos esperados, así como el porcentaje de error correspondiente para cada caso, cabe señalar que se muestran únicamente resultados para una sola fase debido a que se cuenta con un sistema prácticamente balanceado.

Variable	Unidad	Valor Teórico	Valor del ACEE	% Error
<b>Vrms</b>	V	127.100	126.540	0.440
<b>Vpico</b>	V	178.746	178.935	0.448
<b>VDC</b>	V	0.000	0.0935	0.000
<b>Factor de Cresta</b>	Adimensional	1.414	1.414	0.004
<b>Frecuencia</b>	Hz	60.000	60.060	0.100
<b>Irms</b>	A	0.900	0.860	4.382
<b>Ipico</b>	A	1.272	1.220	4.147
<b>IDC</b>	A	0.000	-0.016	0.000

<b>Frecuencia</b>	Hz	60.000	60.060	0.100
<b>Factor de Cresta</b>	Adimensional	1.414	1.41306	0.081
<b>P. Real</b>	W	114.390	108.564	5.093
<b>P. Reactiva</b>	VAR	0.000	-0.038	0.000
<b>P. Aparente</b>	VA	114.390	108.564	5.093
<b>Defasamiento</b>	Grados	0.000	-0.020	0.000
<b>FP</b>	Adimensional	1.000	1.000	0.000
<b>Energía Real</b>	kW-H	0.09717	0.087	9.48
<b>Energía Reactiva</b>	kVAR-H	0.000	4.36E-17	0.000

Tabla 5.3. Comparativo de valores del ACEE vs. valores teóricos para la prueba con carga resistiva.

### Monitoreo de una carga conectada en delta

Para validar que el sistema funciona también para el monitoreo de cargas conectadas en delta, siempre que las puntas de medición de tensión y pinzas amperimétricas se conecten de manera adecuada para sensar valores de fase, se empleó esta misma carga resistiva conectada de acuerdo con tal topología y se verificó que la potencia consumida por este arreglo es aproximadamente el triple de la que se consumió al estar conectada en estrella. La figura 5.18 presenta los indicadores digitales que refuerzan el resultado descrito.

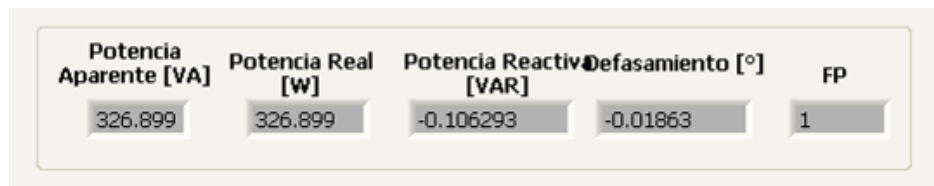


Figura 5.18 Indicadores digitales de la potencia consumida por la carga resistiva conectada en delta.

Asimismo, en la tabla 5.4 aparecen las mediciones de potencia para cada uno de los casos y la relación entre ellos mediante el cociente.

Variable	Unidad	Valor en Estrella	Valor en Delta	VD/VE
<b>Potencia Real</b>	W	108.564	326.899	3.011
<b>Potencia Reactiva</b>	VAR	-0.038	-0.106	2.789
<b>Potencia Aparente</b>	VA	108.564	326.899	3.011

Tabla 5.4 Valores de potencia consumidos por la misma carga resistiva conectada en estrella y en delta.

### 5.2 Prueba inductiva

El sistema se probó empleando una carga inductiva conectada en estrella constituida por balastros de un valor aproximado de 800 mH. Uno de estos se muestra en la figura 5.19

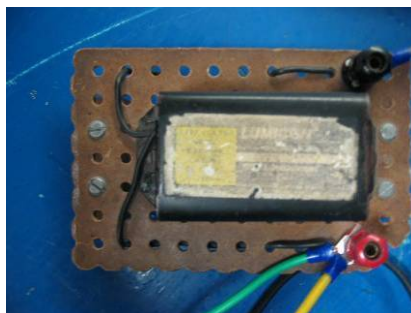


Figura 5.19 Uno de los balastos utilizados en la prueba con carga inductiva.

Para llevar a cabo la comparación con valores teóricos de referencia se emplearon de nueva cuenta el amperímetro analógico y el multímetro descritos en la prueba anterior para cuantificar los valores RMS de la corriente y la tensión respectivamente, empero, para obtener el defasamiento de la señal de corriente respecto a la de tensión se utilizó el osciloscopio digital que permitió, a través de señales acondicionadas vía divisores de tensión y una resistencia auxiliar, medir el ángulo de interés.

Los valores teóricos y los medidos a partir del ACEE se presentan en la tabla 5.5 (se consideró un tiempo de monitoreo de 15 minutos)

Variable	Unidad	Valor Teórico	Valor del ACEE	% Error
<b>Vrms</b>	V	127.920	128.310	0.305
<b>Vpico</b>	V	180.906	181.410	0.278
<b>VDC</b>	V	0.000	-0.0122	No disp.
<b>Factor de Cresta</b>	Adimensional	1.414	1.413	0.085
<b>Frecuencia</b>	Hz	60.000	59.980	0.033
<b>Irms</b>	A	0.700	0.73349	4.714
<b>Ipico</b>	A	0.990	1.000	1.015
<b>IDC</b>	A	0.000	-0.014	No disp.
<b>Frecuencia</b>	Hz	60.000	59.980	0.033
<b>Factor de Cresta</b>	Adimensional	1.414	1.366	3.408
<b>P. Real</b>	W	24.423	24.580	0.643
<b>P. Reactiva</b>	VAR	86.148	90.534	5.091
<b>P. Aparente</b>	VA	89.544	93.811	4.765
<b>Defasamiento</b>	Grados	74.172	74.8102	0.860
<b>FP</b>	Adimensional	0.272	0.262	3.676
<b>Energía Real</b>	kW-H	0.001665	0.001795	7.8
<b>Energía Reactiva</b>	kVAR-H	0.005874	0.006324	7.66

Tabla 5.5. Comparativo de valores del ACEE vs. valores teóricos para la prueba con carga inductiva.

La figura 5.20 presenta los oscilogramas de tensión y corriente, así como aquél donde se sobreponen ambas señales. Es factible observar que la señal de corriente está sumamente distorsionada, por lo cual el porcentaje de distorsión total armónica (% THD) debía resultar alto, tal como sucedió, obteniéndose un valor de 26.25 %. Esto queda soportado en el indicador gráfico del espectro de magnitud de esta señal, que permite observar 3 componentes armónicas de magnitud considerablemente grande respecto a la fundamental, dicho indicador aparece en la figura 5.21.



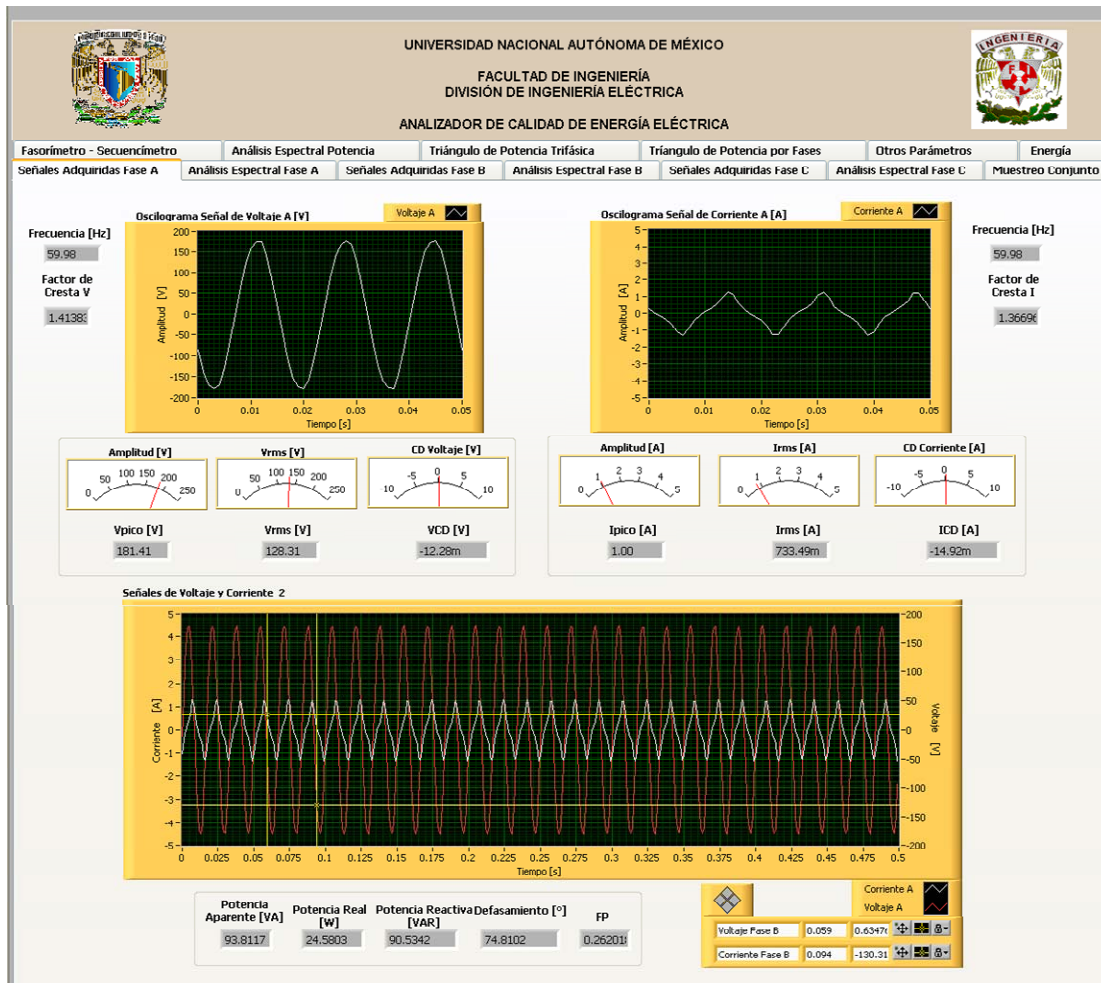


Figura 5.20 Oscilogramas de las señales de tensión y corriente asociadas a la prueba con carga inductiva.

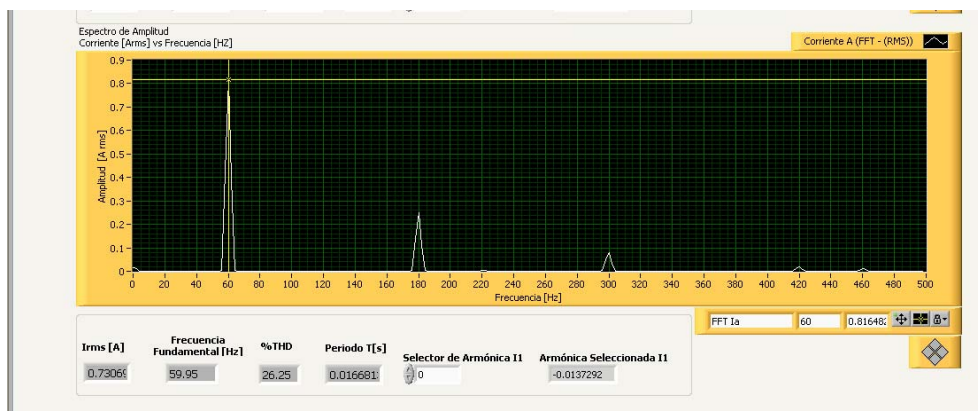


Figura 5.21 Espectro de magnitud de la señal de corriente de la fase A.

En la figura 5.22 aparece el diagrama fasorial de las tensiones y corrientes de cada fase. En él se aprecia que el defasamiento en efecto es bastante grande, dicha cantidad es observable en la figura 5.23, junto con otros parámetros de interés. Hablando de nueva cuenta de la figura 5.22, es posible notar que la separación entre fasores representativos de tensión es de  $120^\circ$ , cuestión que se repite para los fasores de corriente, los cuales no son de la misma magnitud pues el circuito no

resultó ser tan balanceado como se esperaba debiéndose esto muy probablemente al uso al que han sido sometidos los balastos de manera constante en los laboratorios de la facultad. La diferencia de magnitudes entre las señales de corriente es apreciable en la figura 5.24.

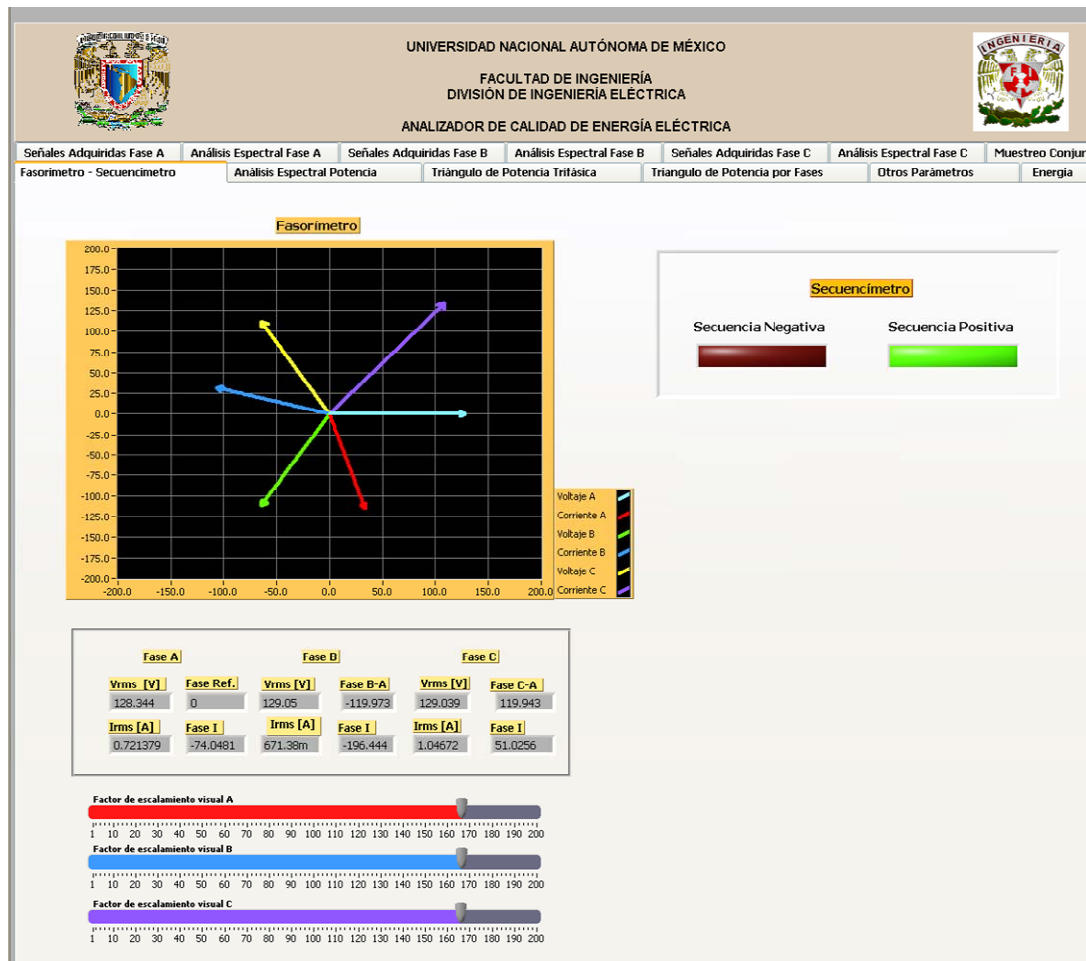


Figura 5.22 Diagrama fasorial correspondiente a la prueba con carga inductiva.



Figura 5.23 Indicador digital del defasamiento junto con otros indicadores de interés.

Fase A		Fase B		Fase C	
<b>Vrms [V]</b>	<b>Fase Ref.</b>	<b>Vrms [V]</b>	<b>Fase B-A</b>	<b>Vrms [V]</b>	<b>Fase C-A</b>
128.344	0	129.05	-119.973	129.039	119.943
<b>Irms [A]</b>	<b>Fase I</b>	<b>Irms [A]</b>	<b>Fase I</b>	<b>Irms [A]</b>	<b>Fase I</b>
0.721379	-74.0481	671.38m	-196.444	1.04672	51.0256

Figura 5.24 Indicadores digitales donde se puede constatar la diferencia de magnitudes de las señales de corriente, lo cual convierten al circuito en un sistema desbalanceado.

Por otro lado, la figura 5.25 presenta los triángulos de potencia de cada una de las fases del circuito bajo análisis; estos permiten constatar que la potencia consumida por la carga en la fase C es mayor respecto a las otras 2 debido a que la magnitud de la corriente es más grande.

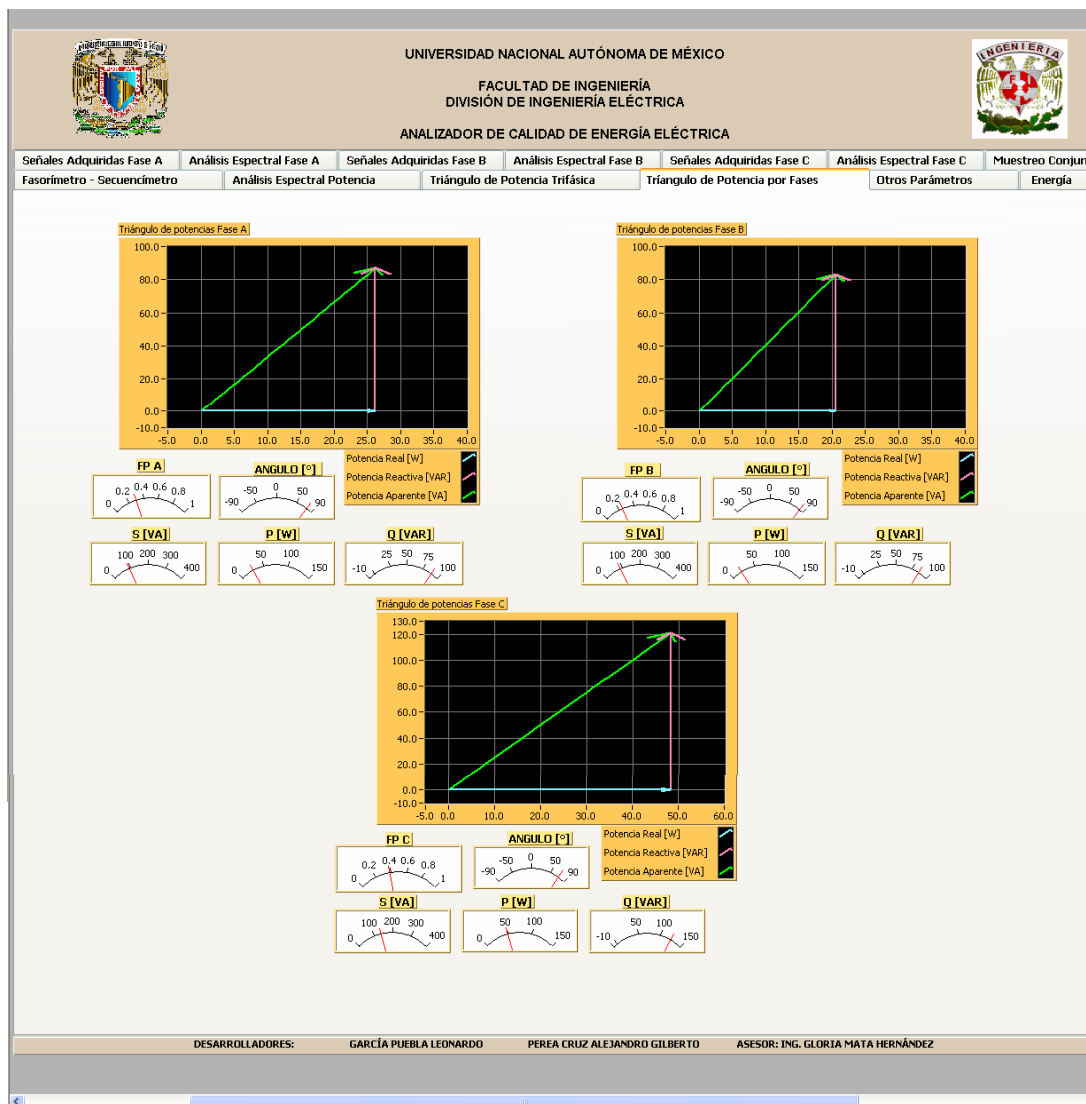


Figura 5.25 Triángulos de potencia asociados a las 3 fases del circuito en estudio.

Ahora se recurre a la figura 5.26 para confirmar la distorsión de la corriente circulante por el circuito. En ella se plasma la corriente que recorre el conductor neutro, misma que carece de una forma senoidal ideal. También es posible contemplar que la componente de mayor magnitud de la corriente que circula por este conductor es justamente la que aparece en la frecuencia de tercera armónica (además de la fundamental). Lo anterior no constituye una sorpresa, debido a que generalmente los sistemas desbalanceados cuentan con componentes de tercera armónica bastante notables; para comprender mejor la aparición de esta armónica se incluye en la figura 5.27 el espectro de magnitud de la corriente de la fase A.

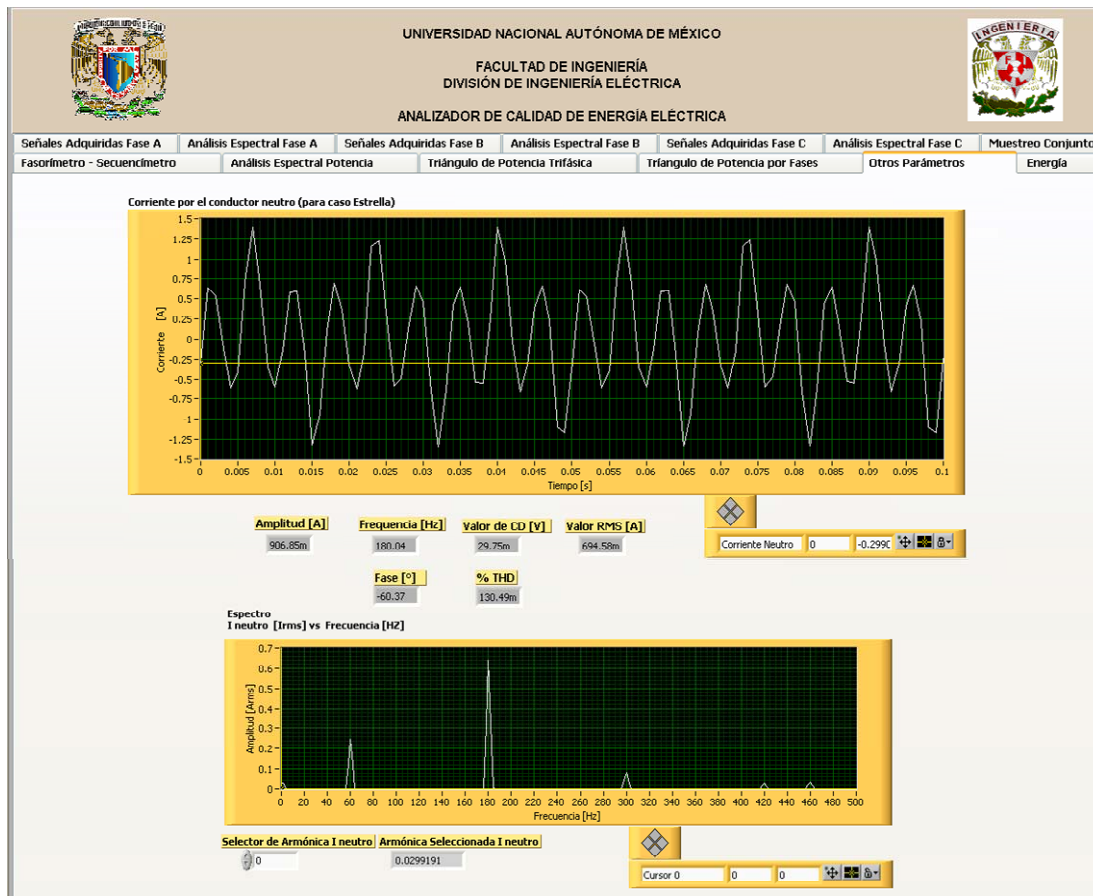


Figura 5.26 Oscilograma de la corriente circulante por el neutro y su correspondiente espectro de magnitud.

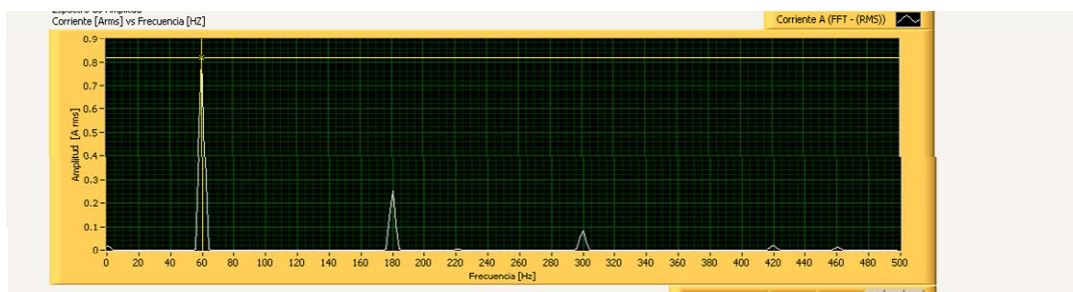


Figura 5.27 Espectro de magnitud de la corriente circulante por la fase A.

### 5.3 Análisis de línea

Esta prueba se realizó justamente sin conectar ningún tipo de carga a la línea trifásica, de modo que se monitorearon realmente pocos parámetros, como son la magnitud, forma de onda, distorsión armónica, frecuencia, etc.

En la figura 5.28 aparecen los oscilogramas para la señal de tensión y corriente; en este último no aparece ninguna señal, de acuerdo con lo esperado. Por otro lado, la forma de onda de la tensión no muestra distorsión apreciable, lo cual permite suponer que el porcentaje de distorsión armónica resultaría relativamente bajo, cosa que sí sucedió pues dicho valor fue de 1.94 %.

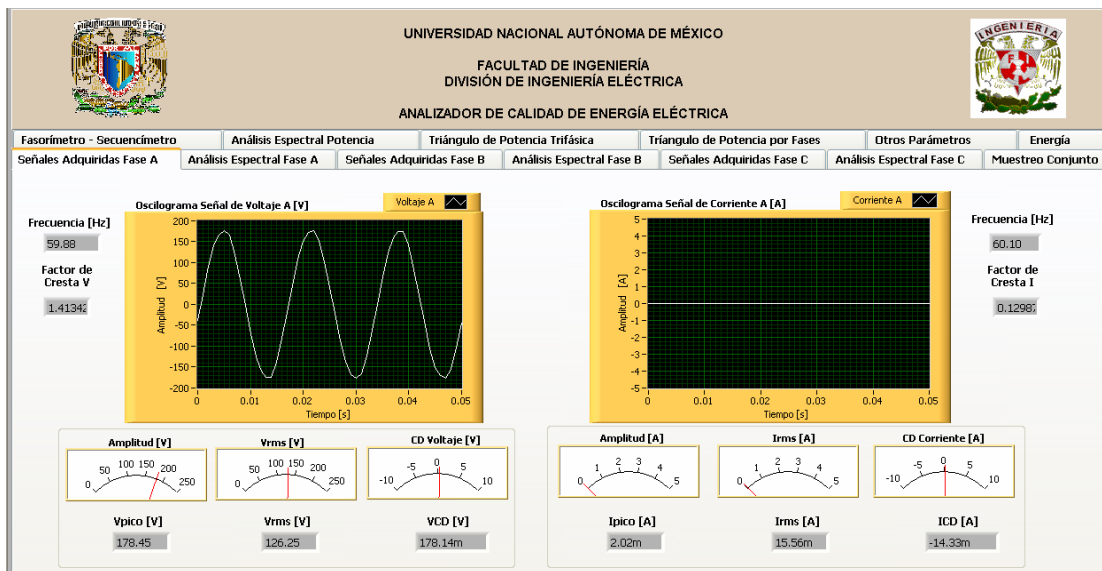


Figura 5.28 Oscilogramas de tensión y corriente para la prueba sin carga.

Un tema importante en términos de calidad de la tensión es que ésta sea proporcionada con la fase adecuada, por ello se muestra en la figura 5.29 el diagrama fasorial que permite observar el correcto espaciamiento de los fasores. En la misma figura se presentan los indicadores que permiten observar que existen diferencias mínimas entre las diferentes magnitudes de tensión y que las diferencias de fase entre dos fasores están de acuerdo con lo esperado, es decir  $120^\circ$  entre cada par de ellos (para fasores consecutivos).

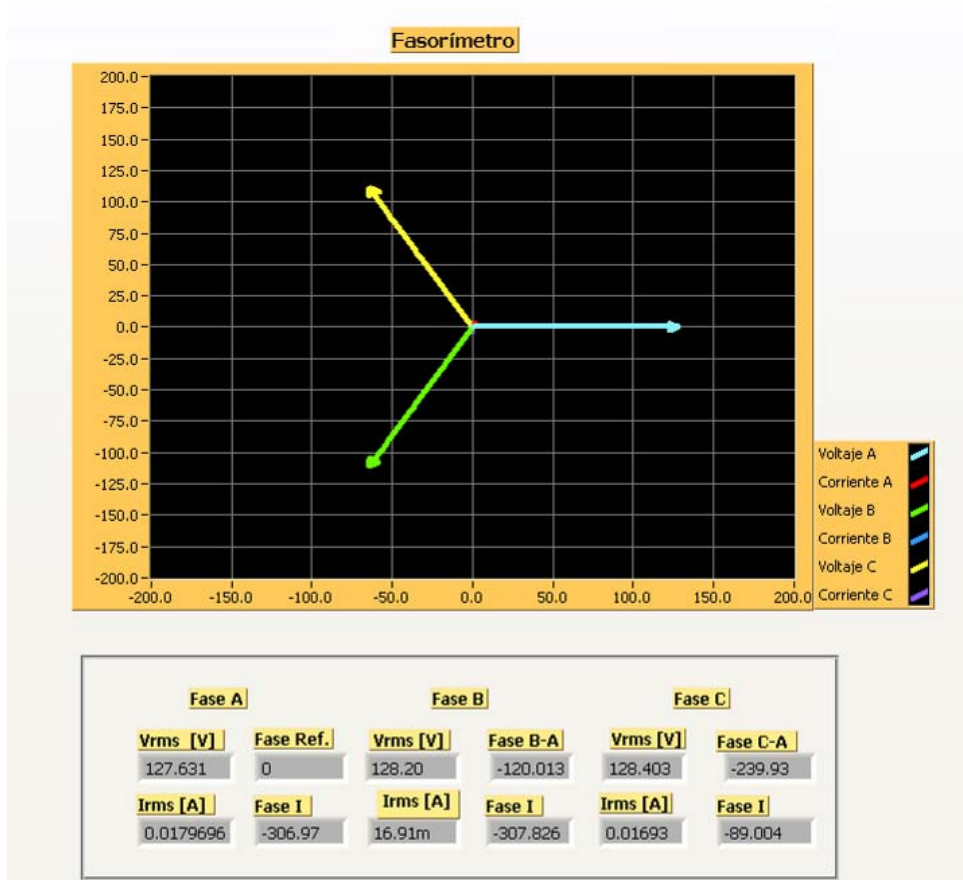


Figura 5.29 Diagrama fasorial de las tensiones de la línea sin carga e indicadores digitales de magnitudes y diferencia de fase entre los fasores.

Los valores de los parámetros asociados al caso de monitoreo para la prueba sin carga, junto con sus respectivos porcentajes de error se muestran en la tabla 5.6.

Variable	Unidad	Valor Teórico	Valor del ACEE	% Error
<b>Vrms</b>	V	126.510	126.25	0.206
<b>Vpico</b>	V	178.912	178.45	0.258
<b>VDC</b>	V	0.000	0.178	No disp.
<b>Factor de Cresta</b>	Adimensional	1.414	1.413	0.085
<b>Frecuencia</b>	Hz	60.000	59.880	0.200

Tabla 5.6. Parámetros monitoreados en la medición de línea sin carga.

#### 5.4 Otras pruebas

Adicionalmente, para probar la funcionalidad de los algoritmos desarrollados para calcular parámetros como el Factor de Interferencia Telefónica (TIF) y el Factor K se efectuaron pruebas a nivel teórico, partiendo de señales simuladas con el uso de un bloque de simulación en el lenguaje de programación (Lab View 7.1), para las cuales se obtuvo previamente un valor teórico que sirve

como un valor de referencia real contra el cual comparar. Esto debió hacerse de este modo por la limitante de no contar con equipos que pudieran proveernos de valores patrón.

Así pues, para el caso del TIF se consideró una señal con una amplitud pico de 180 conteniendo componentes armónicas cuyos valores pico fueron 15, 9 y 4 respectivamente. Cabe mencionar que en este caso no se consideró que la señal fuera de tensión o corriente, si no más bien un caso general que mostrara la funcionalidad del algoritmo diseñado.

Partiendo de la definición del TIF, y haciendo uso de los valores de ponderación obtenidos anteriormente, se obtuvo un valor teórico de 4.88038.

$$TIF = \sqrt{\left[\frac{180(0.5)}{127.91}\right]^2 + \left[\frac{15(15)}{127.91}\right]^2 + \left[\frac{9(30)}{127.91}\right]^2 + \left[\frac{4(127)}{127.91}\right]^2} \quad 5.8$$

$$TIF = \sqrt{0.495081 + 3.09425 + 4.4557 + 15.7731}$$

$$TIF = \sqrt{23.8181}$$

$$TIF = 4.88038$$

En la figura 5.30 se presentan los indicadores y controles asociados a la prueba descrita. En la parte izquierda se muestran los valores de amplitud en la componente fundamental y las armónicas asociadas. Asimismo, se tiene el indicador del valor RMS de la señal en cuestión y el selector de armónicas en la parte inferior, en este caso se seleccionó la primera armónica, por ello en el indicador rotulado *Armónica Seleccionada* aparece el valor pico de la fundamental.

En la parte derecha de la figura aparece un conjunto de valores, mismos que corresponden a los diferentes factores que al ser sumados y posteriormente afectados por una raíz cuadrada, arrojan el valor del factor de interferencia telefónica.

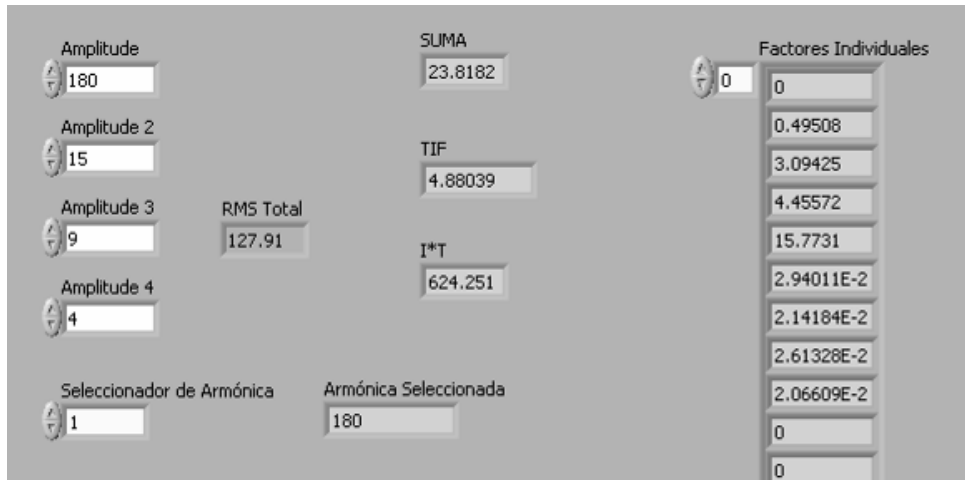


Figura 5.30 Controles e indicadores asociados a la prueba del factor de interferencia telefónica

En la parte central de la figura 5.30 aparece también el indicador rotulado I\*T, mismo que plasma el resultado del producto del valor del factor de interferencia telefónica por el valor RMS de la señal en estudio, siendo este último valor el que aparece en la pestaña *Otros Parámetros* del ACEE.

Para los valores obtenidos teóricamente y mediante el programa se tiene el siguiente porcentaje de error:

$$\% \text{ Error}_{TIF} = \frac{|4.88038 - 4.88039|}{4.88038} 100 = 0.0002 \% \quad 5.8$$

El cual como puede observarse, resulta ser aceptable.

Para el caso de la validación del Factor K se procedió de manera similar, sin embargo, aquí se tomó como punto de partida los datos que aparecen en un ejemplo de cálculo que se consultó en una de las obras tomadas como referencia<sup>3</sup>. En la tabla 5.7 se presentan los valores consignados en dicha referencia:

<sup>3</sup> Tennessee Valley Public Power Association Research and Development, página 3-22.



<b>h</b>	<b>I<sub>h</sub></b>	<b>I<sub>h</sub>(pu)</b>	<b>I<sub>h</sub><sup>2</sup></b>	<b>I<sub>h</sub><sup>2</sup> h<sup>2</sup></b>
1	100.000	1.000	1.000	1.000
3	65.800	0.658	0.433	3.897
5	43.600	0.436	0.1901	4.752
7	20.300	0.203	0.0412	2.019
9	7.000	0.070	0.0049	0.397
11	0.600	0.006	0.000	0.004
13	2.600	0.026	0.0007	0.114
15	3.000	0.030	0.0009	0.203
17	1.800	0.018	0.0003	0.094
19	0.900	0.009	0.0001	0.029
21	1.000	0.010	0.0001	0.044
23	1.100	0.011	0.0001	0.064
25	0.600	0.006	0.000	0.023
			<b>1.671</b>	<b>12.640</b>

Tabla 5.7 Valores asociados al cálculo del factor K según la bibliografía.

Con base en los datos consignados, el factor K es:

$$K = \frac{\sum I_h^2 h^2}{\sum I_h^2}$$

5.9

*K* : Factor k

*I<sub>h</sub>* : Amplitud de la señal de corriente de la armónica h

*h* : Número de la armónica

$$K = \frac{\sum I_h^2 h^2}{\sum I_h^2} = \frac{12.64}{1.671} = 7.56$$

Considerando las magnitudes de la fundamental y armónicas descritas como base para la validación, se obtuvieron los datos que aparecen en la figura 5.31

Frequency	Factores Numerador	Factores Denominador
60	1	1
Amplitude	8.78697E-33	2.19674E-33
100	3.89668	0.432964
Amplitude 2	4.99688E-32	3.12305E-33
65.8	4.7524	0.190096
Amplitude 3	3.20591E-31	8.90531E-33
43.6	2.01924	0.041209
Amplitude 4	2.1266E-30	3.3228E-32
20.3	0.3969	0.0049
Amplitude 5	2.08122E-30	2.08122E-32
7	0.004356	3.6E-5
Amplitude 6	0.097344	0.000676
0.6	5.47726E-31	3.24098E-33
Amplitude 7	1.28139E-30	6.5377E-33
2.6		
	Numerador	Denominador
	12.1669	1.66988
	Factor K	
	7.2861	

Figura 5.31 Resultados asociados a la prueba del algoritmo del factor K.

En la figura 5.31 se puede apreciar que no se utilizaron todas las componentes marcadas en la referencia bibliográfica, si no nada más 7, esto con la finalidad de facilitar el manejo interno de la información. Empero, las señales que se pueden monitorear a partir del ACEE son analizables hasta la componente armónica número 50, cumpliendo de este modo con las recomendaciones establecidas en la normatividad.

En la segunda columna que aparece en la figura 5.31 se muestran los valores correspondientes a los factores que son sumados en el numerador, y en la parte más baja de dicha columna el valor de la suma total. En la tercera se presentan los factores del denominador y el valor de su suma. Finalmente, en la parte inferior aparece el cociente correspondiente que resulta ser el valor del Factor K.

Para llevar a cabo la comparación de los datos teóricos y los obtenidos mediante el algoritmo del ACEE, se calculó el porcentaje de error el cual arrojó el siguiente resultado:

$$\% e_{med} = \frac{7.56 - 7.2861}{7.56} 100 = 3.623 \% \quad 5.9$$

$\% e_{med}$ : Porcentaje de error para los valores obtenidos en la medición

Mismo que resulta ser un porcentaje de error aceptable tomando en cuenta que para la validación no se hizo uso de los 13 valores de que se disponía en la bibliografía si no de 7, que representan casi la mitad del total.

## **6. CONCLUSIONES**

El Analizador de Calidad de Energía Eléctrica (ACEE) presentado en este documento constituye un prototipo y se prevé que en un futuro pueda ser considerado una alternativa tecnológica no solo para el ámbito académico si no para el industrial.

El objetivo final de este proyecto ha sido que el ACEE sea capaz de cuantificar de manera práctica las variables relacionadas con el análisis y monitoreo de la calidad de la energía eléctrica comprendiendo todas aquellas que contemplan los equipos disponibles comercialmente. Como se mencionó con antelación, al tratarse de un prototipo, el sistema es susceptible de continuar siendo mejorado en una etapa posterior puesto que se detectaron áreas de oportunidad durante el proceso de desarrollo e integración del proyecto entorno a la profundización en los diversos temas ya abordados y trabajados.

En términos generales se buscó que el diseño del sistema cumpliera con los requerimientos técnicos mínimos para efectuar un adecuado análisis de la calidad de la energía eléctrica, de seguridad y confiabilidad de operación, asimismo, considera aspectos de funcionalidad tales como una fácil manipulación de la información, sencillez de acondicionamiento, portabilidad, e interfaz amigable con el usuario, haciendo uso de herramientas basadas en instrumentación virtual.

Algunas de las mejoras que se han contemplado para continuar con este proyecto está la posibilidad de añadir una opción para el almacenamiento de datos, y principalmente, efectuar la corrección del defasamiento derivado de la etapa de acondicionamiento por hardware, que aunque se hizo un esfuerzo por lograr eliminarlo vía software debió concluirse que la solución es asequible a partir de hardware.

Asimismo, otras áreas de oportunidad detectadas son llevar a cabo el monitoreo de manera remota, así como integrar algoritmos que permitan hacer mensurables otros parámetros, robusteciendo de esta manera el sistema.

Hasta este punto, contemplamos que los resultados obtenidos con el ACEE son satisfactorios dado que los porcentajes de error calculados con base en los valores de referencia se encuentran, consideramos, dentro de un rango aceptable, situación que avala la confiabilidad de los datos. Así mismo, se considera que el sistema desarrollado es susceptible de ser evaluado a partir de procesos de valoración más completos partiendo del empleo de equipos de medición con menor incertidumbre a los utilizados en este trabajo, y disponibilidad para un mayor número de parámetros.

De esta forma, se da por hecho que el ACEE es suficientemente versátil al existir la posibilidad de ser utilizado tanto a través de una PC como de una Lap Top.

Una cuestión que merece ser mencionada es que este trabajo se presentó en las 6ª Jornadas de Instrumentación Virtual en la Academia impulsadas por National Instruments y la Facultad de Ingeniería de la UNAM, llevadas a cabo en esta institución en el 2006, así como en la Reunión de Verano de Potencia y Aplicaciones Industriales del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés) del año 2006 con sede en la Ciudad de Acapulco,

Guerrero, donde se tuvo una respuesta muy positiva por parte de ingenieros provenientes de diversas organizaciones y/o empresas que externaron haber encontrado el trabajo sumamente interesante y con importante proyección a futuro.

Finalmente, se puede destacar que la teoría y práctica, aprendidas durante la carrera, empleadas en el diseño y desarrollo del sistema para dar respuesta y solución a una necesidad en el área eléctrica, han sido la base para obtener una herramienta útil y funcional, que constituyó un excelente pretexto para conjuntar conocimientos de varias áreas de la ingeniería buscando alcanzar un objetivo en común y llevar a buen término un proyecto cuyo límite está más allá de lo que hasta el momento se ha alcanzado.

## *Apéndice A: Descripción del software Lab View® de National Instruments®*

Lab View 7.1® es un software que proporciona Inteligencia Distribuida para Prueba, Control y Diseño, parte de un enfoque inicial en la automatización, pruebas de instrumentación y medición, con lo que realmente se tiene una herramienta de diseño de sistemas que ayuda a los ingenieros y científicos a diseñar y desarrollar rápidamente sistemas de medición definidos por el usuario que se ajustan a sus requerimientos únicos de aplicación. Lab View® presenta una metodología gráfica de diseño de sistemas la cual permite aplicarse a un conjunto más amplio de usuarios a través del diseño, control y prueba.

La combinación que permite Lab View® de una interfaz de usuario interactiva del panel frontal y los diagramas gráficos estructurados de flujo de datos lo convierten en una herramienta flexible y poderosa en muchas aplicaciones como la adquisición de datos, diseño de sistemas y más. Se tiene con este tipo de software la tendencia de continuar con los avances de la programación gráfica mientras se sigue preservando la integridad central y valor de los conceptos fundamentales que han estado en los inicios de estas tecnologías.

Con la finalidad de convertir a Lab View en una herramienta de diseño para sistemas distribuidos, se reunieron algunos requerimientos específicos, como el mantener que Lab View soportara desarrollo de los VIs del usuario o más objetivos simultáneamente, administrar más fácilmente múltiples objetivos heterogéneos., mecanismos simplificados de comunicación, llamados remotos de Sub VI y protocolos de publicación y suscripción de alta velocidad, así como la capacidad de poder sincronizar todo los elementos.

Lab View® ofrece ventajas técnicas para muchas diferentes áreas de aplicación en varias industrias. Además NI® ha extendido el lenguaje con una amplia gama de módulos de adición y juegos de herramientas para ensanchar el acercamiento general y ayudar a resolver desafíos específicos de una aplicación. En general, la plataforma crece a través de tres principales áreas de aplicación:

- Pruebas y mediciones automatizadas
- Medición y control industrial
- Diseños de prototipos embebidos.

Para aplicaciones automatizadas de prueba, Lab View® entrega una amplia variedad de compatibilidad con hardware de E/S y análisis especializado que se requiere para realizar mediciones en diferentes dominios. Además de la compatibilidad de hardware, la plataforma provee un espectro de herramientas requeridas para automatización de sistemas y análisis de mediciones.

Una de las características principales de Lab View® es que provee la funcionalidad de realizar mediciones interactivas, es decir, pueden utilizarse interactivamente instrumentos virtuales (instrumentos insertables o tradicionales controlados con una PC) para realizar mediciones rápidas y fáciles en las cuales incluso un acercamiento de programación simple es suficiente.

Lab View además simplifica la configuración de las mediciones, comparación de resultados con datos de simulación y almacenamiento de las mediciones en la computadora.

En resumen, la plataforma de desarrollo gráfico de Lab View® está enfocada a incrementar la productividad de los ingenieros y científicos.

## Apéndice B: Manual de operación

El ACEE es un sistema de medición diseñado para operar en circuitos de baja tensión y está conformado por dos etapas básicamente, una es a nivel de software y otra de hardware la cual cumple con un diseño robusto que soporta una tensión máxima de 240 V nominales.

El ACEE puede ser empleado para el monitoreo de sistemas monofásicos independientes, trifásicos en configuración estrella o delta y además para análisis de la tensión de línea. Para que se cumpla lo anterior es necesario conocer la forma correcta de instalar y conectar el sistema.

Para poder hacer uso del sistema es necesario contar con una computadora de escritorio o Laptop que tenga instalado el software Lab View® de National Instruments®, versión 7.1; los requerimientos mínimos del sistema son establecidos por los propios distribuidores del software, mismos que son mencionados en el capítulo 3.1 *Arquitectura General*. En el caso de tener otra versión de Lab View® es conveniente realizar una consulta con el personal de soporte técnico correspondiente a fin de verificar que los controladores y funciones sean compatibles entre las versiones a utilizar.

El software proporcionado del Analizador de Calidad de Energía Eléctrica, está constituido por los siguientes elementos:

- Una carpeta llamada Installer que contiene los siguientes archivos:
  - Setup (archivo para la instalación )
  - Install (archivo para la desinstalación )
- El archivo ejecutable: “Analizador de Calidad de Energía Eléctrica”
- Un archivo de texto nombrado Leame, con indicaciones para la instalación.

Para proceder a la instalación debe buscarse el archivo Setup, ejecutarlo y seguir paso a paso las sencillas instrucciones mostradas en el cuadro de diálogo para la instalación que se muestra en la figura B.1



Figura B.1 Cuadro de dialogo para la instalación del ACEE

Se selecciona la ubicación de la instalación del programa que por defecto se instala en disco C, figura B.2

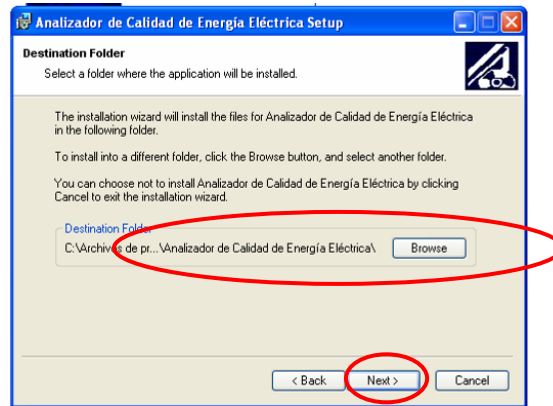


Figura B.2 Cuadro de diálogo para seleccionar la ubicación de la aplicación del ACEE

Una vez seleccionada, se acepta la instalación del mismo, figura B.3

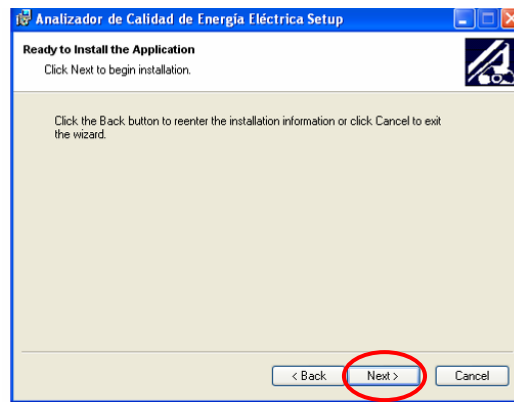


Figura B.3 Cuadro de diálogo para iniciar la instalación del ACEE

Será necesario esperar algunos minutos mientras se configuran los requerimientos sistema y los controladores de la aplicación, figura B.4 a, B.4 b y B.4 c.

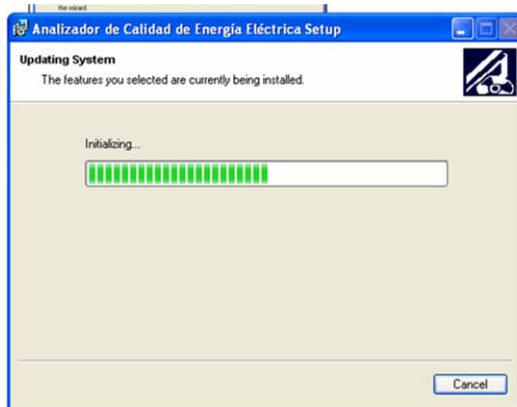


Figura B.4 a

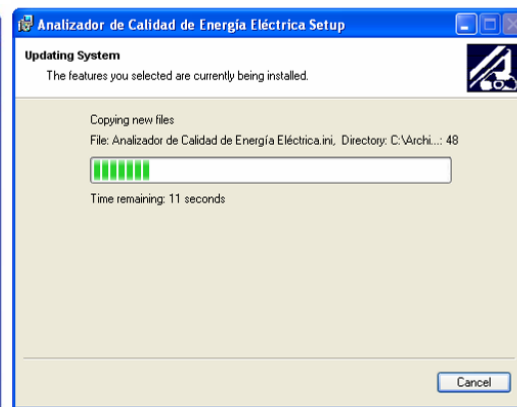


Figura B.4 b





Figura B.4 c

### Modo de Empleo

Una vez terminado el proceso de instalación de la aplicación, desde la lista de programas se podrá acceder a la aplicación mediante la selección y ejecución del mismo, o bien mediante su ejecución con el ícono de acceso directo situado en el escritorio, figuras B.5 a y B.5 b respectivamente.

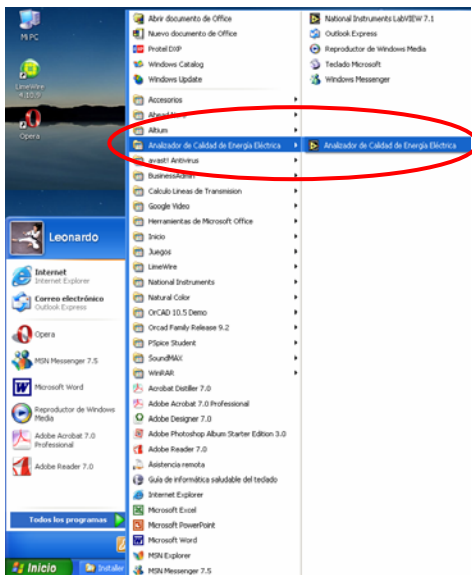
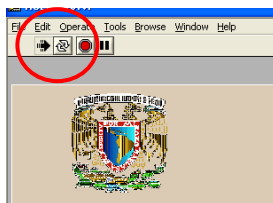


Figura B.5 a



Figura B.5 b

Una vez que se ha entrado al sistema del ACEE, se muestra en la esquina superior izquierda debajo de la barra de funciones, una barra de herramientas con cuatro íconos, dos de los cuales son para realizar la ejecución de la aplicación en dos modos: *Run* y *Run Continuosly*. Se recomienda hacer uso de la opción *Run* como se muestra en la figura B.6.



*Figura B.6 Opciones para activar la aplicación*

Es conveniente hacer mención de que el sistema es capaz de medir las variables de un sistema eléctrico monofásico o trifásico, con conexión tanto en estrella como delta, siendo necesario conectar tanto las pinzas amperimétricas como las puntas de medición de tensión de manera que puedan ser medidas variables de fase.

Previo al uso del sistema se recomienda revisar perfectamente las conexiones de la interfaces de hardware que comprende las conexiones en los puntos de medición de la carga o circuito en estudio, los conectores en el gabinete de acrílico y, el cable de interface hacia la tarjeta de adquisición de datos.

Para observar los diferentes parámetros que el sistema permite monitorear es necesario cambiar de una pestaña a otra entre aquellas que conforman la pantalla principal del software. Para ello solo es necesario dar un clic en el nombre de la pestaña que se desea ver y automáticamente se conmutará hacia ella. La modificación de los rangos para los diversos tipos de indicadores (gráficos y numéricos analógicos) es bastante sencilla solo basta con hacer doble clic en alguno de los números de la escala que se desee y modificar el valor según se permita una mejor lectura de los parámetros medidos.

En lo que respecta a los cursores, estos se emplean de manera similar, pueden ser modificados según el caso del análisis que se realice y hay que recordar que este sistema permite tener una mayor resolución en los indicadores a diferencia de los equipos de medición convencionales que generalmente cuentan con sólo algunas escalas de medición predeterminadas. Algunas partes del panel frontal donde se puede interactuar con el sistema se ilustran en la figura B.7.

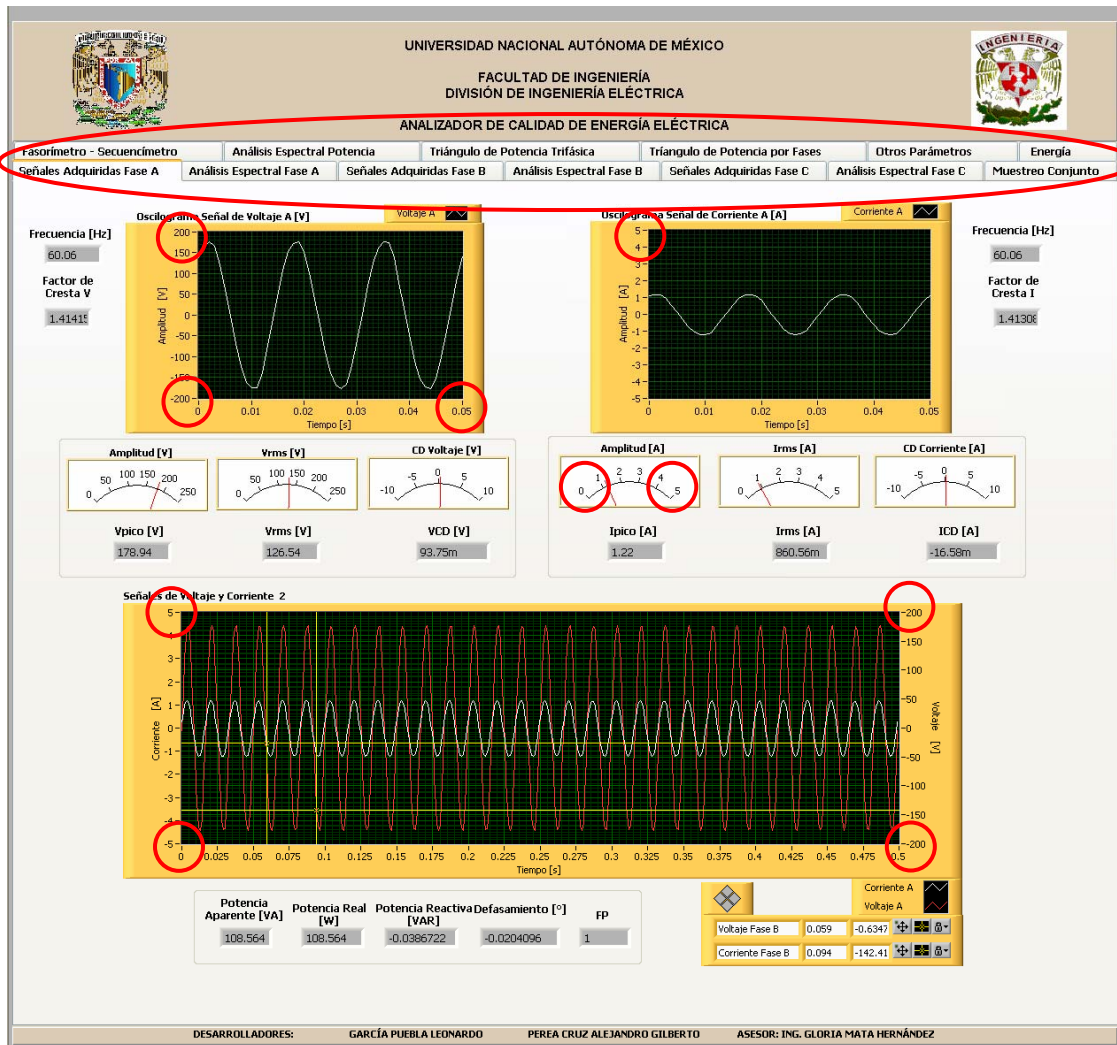


Figura B.7 Opciones para cambio entre las carpetas y escalas.

Una vez que se desee detener la aplicación, sólo bastará con dar clic en el botón “Stop” que se muestra en la esquina inferior derecha del panel frontal como se ilustra en la figura B.8

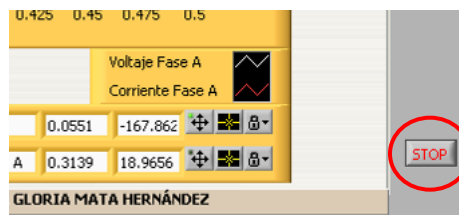


Figura B.8 Botón de Stop para detener la aplicación

La interfaz de hardware se describe en el punto 3.2.2 Interface de hardware entre la carga y el equipo de adquisición de datos.

## *Solución de Problemas con Interfaz de Hardware*

La interfaz de hardware del ACEE contempla en su diseño dispositivos de protección los cuales deben de ser revisados y reemplazados luego de una falla, si es necesario. Esta puede ser de sobre tensión la cual dispara un varistor de oxido metálico y un fusible, por lo que será necesario cambiarlo por uno nuevo y revisar el estado del varistor. Si la falla fuera de sobre corriente únicamente será necesario cambiar el fusible.

Para el reemplazo de los elementos de protección se aconseja seguir el procedimiento propuesto a continuación:

1. Desconectar todos los cables y pinzas para la medición de tensión y las pinzas amperimétricas, el cable de interface de la tarjeta DAQ
2. Quitar los tornillos tipo Phillips de la tapa del gabinete de acrílico
3. Desconectar los cables que llegan a la o las cajas de electrónica (de color verde) y retirarlas del riel din, esto permitirá destaparlas para tener acceso a los elementos que conforman el circuito de protección
4. Realizar una inspección visual de los varistores y si presentan daños reemplazarlos por unos de iguales características
5. Revisar los fusibles y si requieren ser reemplazados, deberá hacerse por unos de iguales características
6. Una vez reemplazados los dispositivos de protección, se tapa la caja para electrónica y se coloca de nuevo en el riel din, respetando el orden de conexión de los cables de entrada y salida de la misma
7. Tapar el gabinete y apretar los tornillos sin aplicar un torque excesivo

Nota: es de suma importancia que se respeten las características de los elementos que se reemplacen, de omitir este importante aviso no se garantiza el óptimo funcionamiento de la interface de hardware.

## *Apéndice C: Definición de términos básicos*

El propósito de este apéndice es presentar definiciones concisas sobre las palabras básicas, terminología, abreviaciones y acrónimos relacionadas con el monitoreo de sistemas eléctricos de potencia.

**Acometida:** conductores que permiten la conexión de una carga a la red de la compañía que ofrece el suministro eléctrico.

**Amplitud:** es el valor máximo que adquiere una variable en un fenómeno oscilatorio.

**Automático:** auto-actuante, que opera por su propio mecanismo cuando se le acciona por medio de una influencia impersonal, por ejemplo un cambio de intensidad de corriente eléctrica, presión, temperatura o configuración mecánica.

**Bajo tensión de corta duración (Sag):** es un decremento en la magnitud de la señal por debajo de un 20% del valor normal, y no reducida en un 20% de su magnitud nominal con una duración típica de 0.5 a 30 ciclos.

**Calibración:** cualquier procedimiento utilizado para verificar la integridad de una medida. El proceso involucra la comparación de la medición obtenida por un instrumento y un estándar bien definido o una lectura proveniente de un instrumento de exactitud probada previamente para detectar cualquier variación no deseada y efectuar cualquier compensación requerida.

**Calidad de Energía Eléctrica:** es un término que se emplea para describir parámetros como la tensión, corriente, frecuencia, distorsión armónica, entre otros, de un sistema eléctrico.

**Campo eléctrico:** es aquella región del espacio en donde se dejan sentir los efectos asociados a una carga aislada o un conjunto de cargas eléctricas. Así, si en un punto cualquiera del espacio en donde está definido un campo eléctrico se coloca una carga de prueba se observará la aparición de fuerzas eléctricas, es decir, de atracciones o de repulsiones sobre ella.

**Capacitor:** es un dispositivo de dos terminales formado por dos conductores o armaduras, comúnmente en forma de placas o láminas, separados por un material dieléctrico, que sometidos a una diferencia de potencial adquieren una determinada carga eléctrica. A esta propiedad de almacenamiento de carga se le denomina capacitancia denotada en farads que se abrevia con la letra F.

**Capacidad de conducción de corriente:** corriente eléctrica expresada en amperes (A), que un conductor eléctrico puede conducir continuamente, bajo condiciones de uso normal, sin exceder su temperatura nominal.

**Carga (eléctrica):** es la potencia demandada en un circuito eléctrico (se considera al menos un dispositivo eléctrico, electrónico, electromecánico, etc. conectado a una fuente de tensión eléctrica).

**Carga no lineal:** se trata de aquél tipo de carga que ocasiona que la forma de onda de la corriente eléctrica en estado estable no siga la forma de onda de la tensión eléctrica aplicada.<sup>1</sup>

**Conductor de puesta a tierra:** conductor utilizado para conectar un equipo o un circuito de puesta a tierra de un sistema al electrodo o electrodos de puesta a tierra.

**Corriente eléctrica:** es el flujo de carga eléctrica, normalmente a través de un cable metálico o cualquier otro conductor eléctrico.

**Corriente Continua (CC):** es el flujo de carga eléctrica, normalmente a través de un cable metálico o cualquier otro conductor eléctrico cuya característica principal es que su magnitud nunca cambia de signo.

**Corriente alterna (CA ó AC):** es el flujo de carga eléctrica, normalmente a través de un cable metálico o cualquier otro conductor eléctrico cuya característica principal es que su magnitud y signo varían respecto al tiempo. La forma de onda de la corriente alterna comúnmente utilizada es la de una onda senoidal, con lo que se consigue una transmisión más eficiente de la energía.

**Componente armónica:** es una componente de la serie de Fourier de una variable relacionada con un fenómeno oscilatorio.

**Componente Interarmónica:** es la componente intermedia entre dos componentes armónicas cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental según la serie de Fourier de la señal en cuestión.

**Conductores:** son elementos empleados para transportar corriente eléctrica.

**Diagrama fasorial:** es la representación gráfica de los fasores relacionados a un sistema eléctrico.

**Disparo:** es la activación de algún elemento de protección de un sistema eléctrico, ocasionado por la aparición de una falla o de algún parámetro fuera de los límites establecidos para la operación óptima del sistema.

**Disturbio Eléctrico:** cualquier fenómeno electromagnético que puede afectar el desempeño de un dispositivo, equipo o sistema.

**Distorsión de forma de onda:** es la deformación de la forma de una onda.

**Distorsión armónica:** es la deformación o modificación de la forma de una onda, la cual es producida debido a la presencia de una carga no lineal.

**Energía:** es una magnitud física abstracta, ligada a una variable escalar que para sistemas cerrados permanece invariable con el tiempo. Numéricamente la variación de energía de un sistema

---

<sup>1</sup> Ejemplos de cargas que pueden ser no lineales: inductores, capacitores, semiconductores.

es igual al trabajo requerido para llevar al sistema desde un estado inicial a otro posterior incluyendo las pérdidas.

**Energía eléctrica o electricidad:** resulta de la existencia de una diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se ponen en contacto por medio de un material conductor. Puede transformarse en muchas otras formas de energía, más útiles para la vida diaria, como son la luminosa, o luz, la mecánica, o movimiento y la térmica, o calor. Su unidad es el joule con el símbolo J y se denota con la letra E.

**Equipo:** término general que incluye dispositivos, aparatos electrodomésticos, luminarias, aparatos y productos similares utilizados como partes de, o en conexión con una instalación eléctrica.

**Factor de cresta:** relación entre la amplitud de una señal y su valor RMS

**Factor de potencia:** es la relación entre la potencia activa (potencia útil) y la potencia aparente (potencia total) de un sistema eléctrico.

**Fasor:** número complejo que representa una señal senoidal.

**Flicker:** impresión visual inducida por un estímulo de luz cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

**Frecuencia:** número de ciclos por segundo que efectúa una señal de un sistema eléctrico expresada en Hertz y abreviada con las letras [Hz].<sup>2</sup>

**Frecuencia armónica:** es aquella frecuencia que es un múltiplo de una frecuencia fundamental.

**Frecuencia fundamental:** es la frecuencia de la componente de orden 1 de la serie de Fourier de una variable en un fenómeno oscilatorio.

**Forma de la señal:** es el patrón gráfico que representa a dicha señal en función del tiempo y puede observarse en su oscilograma.

**Impedancia:** oposición que presenta un circuito al paso de la corriente alterna. Es un valor fasorial compuesto en su parte real por un valor de resistencia y en su parte imaginaria por un valor de reactancia. (veáse Reactancia)

**Inductor:** (bobina) es un componente pasivo de un circuito eléctrico que debido al fenómeno de la autoinducción, almacena energía en forma de campo magnético. Existen inductores con núcleo de aire o con núcleo de un material ferroso, para incrementar su inductancia que es la relación entre la cantidad de flujo magnético,  $\Phi$  que lo atraviesa y la corriente, I, que circula por ella. El valor de la inductancia se expresa en Henrys y se abrevia con la letra H.

---

<sup>2</sup> En México, la frecuencia normalizada del sistema es de 60 [Hz].

**Instrumentación Virtual:** término que se refiere a la instrumentación llevada a cabo a partir de una computadora, utilizando ésta para adquirir señales, procesarlas y presentar los resultados correspondientes.

**Interferencia:** es la superposición de dos o más señales del mismo tipo en un sistema eléctrico.

**Potencia Activa:** para un circuito de corriente alterna es la potencia real efectiva que una carga consume estando conectada a un sistema eléctrico, se denota con la letra P, sus unidades son watts denotados con la letra W.

**Potencia Reactiva:** se trata de aquella potencia que se presenta a consecuencia de la existencia de cargas no lineales en un circuito eléctrico. Su característica principal es que no genera trabajo útil, es más bien la responsable de la aparición de campos eléctricos y magnéticos. Puede fluir de la fuente de alimentación hacia la carga o viceversa, dependiendo del tipo de los elementos que la provoquen. Se denota con la letra Q, sus unidades son los VAR: Volt-Amperes Reactivos.

**Potencia Aparente:** para un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes, en otras palabras, es la suma de la potencia activa y la reactiva. Esta potencia no es la realmente consumida, salvo cuando el factor de potencia es la unidad. Se denota con la letra S y se mide en volt-amperes VA.

**PU:** es la abreviación del término por unidad empleado en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica y que sirve para indicar que la magnitud de una determinada variable esta referenciada a un valor base, lo que arroja una magnitud adimensional.

**Puesto a tierra:** conectado al terreno natural o a algún cuerpo conductor que pueda actuar como tal.

**Reactancia:** representada con la letra X, es la parte imaginaria del número complejo que define el valor de la impedancia que se presenta en un circuito eléctrico de corriente alterna que consta de por lo menos un elemento inductivo y/o capacitivo.

**Reactancia capacitiva:** es la parte imaginaria de la impedancia debida a una carga capacitiva.

**Reactancia inductiva:** es la parte imaginaria de la impedancia debida a una carga inductiva.

**Resistencia eléctrica:** oposición al paso de la corriente eléctrica, esta definición es válida para la corriente continua y para la corriente alterna cuando se trate de elementos resistivos puros. Su valor se mide en ohms y se designa con la letra griega omega mayúscula ( $\Omega$ ), se representa con una R.

**Ruido:** es una forma de onda (señal) que no lleva información útil, es aleatoria, interfiere a la señal de interés y es indeseable.

**Sag:** Véase Bajo Tensión de Corta Duración.



**Señal alterna:** es aquella cuya polaridad cambia respecto al tiempo.

**Señal determinística:** son aquellas cuyo valor de amplitud se puede conocer en cualquier instante de tiempo y se pueden expresar normalmente con una ecuación matemática.

**Señal de directa:** es aquella en la que su polaridad no cambia respecto al tiempo.

**Señal no periódica:** es aquella en la que no repite un patrón de comportamiento en un intervalo de tiempo.

**Señal periódica:** es aquella en la que se repite un patrón de comportamiento en un intervalo de tiempo.

**Servicio continuo:** funcionamiento con una carga prácticamente constante durante un periodo largo e indefinido.

**Sistema eléctrico:** es un conjunto de equipos, dispositivos, aparatos, accesorios, materiales, circuitos de transmisión y distribución, comprendidos desde la fuente hasta los equipos de utilización.

**Sobrecarga:** funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga, o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal, tal funcionamiento al persistir por suficiente tiempo puede causar daños o sobrecalentamiento peligroso. Una falla, tal como un cortocircuito o una falla a tierra, no es una sobrecarga (véase Sobrecorriente).

**Sobrecorriente:** cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal de los equipos o de la capacidad de conducción de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga (véase definición de "sobrecarga"), un cortocircuito o una falla a tierra.<sup>3</sup>

**Sobre tensión de corta duración (Swell):** es un incremento en la magnitud de la señal entre el orden de 1.1 y 1.8 pu. La magnitud del incremento puede definirse por su tensión resultante, misma que siempre será mayor a 1 pu y con una duración típica de 0.5 a 30 ciclos.

**Suministrador:** entidad responsable de proporcionar energía eléctrica el usuario a través del sistema eléctrico.

**Swell:** Véase Sobre Tensión de Corta Duración.

**Usuario:** persona o entidad consumidora de energía eléctrica y responsable de la instalación para tal fin.

**Tensión eléctrica a tierra:** en los circuitos puestos a tierra, es la tensión eléctrica entre un conductor dado y aquel punto o el conductor del circuito que es puesto a tierra. En circuitos no

---

<sup>3</sup> Una corriente eléctrica en exceso de la nominal puede ser absorbida por determinados equipos y conductores si se presenta un conjunto de condiciones. Por eso, las reglas para protección contra sobrecorriente son específicas para cada situación en particular.

puestos a tierra es la mayor diferencia de potencial entre un conductor determinado y otro conductor de referencia del circuito.

**Tensión eléctrica (de un circuito):** es la mayor diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos cualesquiera de la instalación.<sup>4</sup>

**Tensión eléctrica:** diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos o conductores cualesquiera pertenecientes a un circuito

**Tensión eléctrica de fase a neutro:** es la tensión que aparece entre una fase y el neutro de un sistema trifásico. Para identificar a cada voltaje se les da el nombre de voltaje de la fase a, de la fase b y de la fase c.

**Tensión eléctrica entre fases:** es la diferencia de tensión medida entre fases de un sistema trifásico  $V_{AB}$ ,  $V_{BC}$  ó  $V_{CA}$

**Tensión eléctrica nominal:** es el valor asociado a un sistema, parte de un sistema, un equipo o cualquier otro elemento y que se refiere a condiciones normales de operación y/o comportamiento de éstos.

**Tensión eléctrica nominal de utilización:** valor de la tensión eléctrica para determinados equipos de empleados en un sistema eléctrico. Los valores de tensión eléctrica de utilización son:

*En baja tensión: 115/230 V; 208Y/120 V; 460Y/265 y 460 V; como valores preferentes.<sup>5</sup>*

**THD:** Distorsión Total Armónica, es un parámetro utilizado para medir la distorsión que una señal adquiere en un sistema y que se aprecia con la presencia de armónicos generados en función del tipo de carga asociada. Este valor generalmente se expresa en porcentaje.

**Tolerancia:** variación permisible respecto a un valor nominal.

**Transductor de entrada:** es un dispositivo que recibe alguna variable física y la convierte en una señal eléctrica que generalmente suele ser voltaje o corriente.

**Transductor de salida:** es un dispositivo que recibe una señal eléctrica y la convierte en otra variable física.

**Triángulo de potencia:** es la representación gráfica en la cual se puede observar la magnitud de la potencia activa, reactiva y aparente de un sistema eléctrico.

**Variación de corta duración:** es un evento generalmente ocasionado por condiciones de falla o por la energización de grandes cargas que requieren corrientes de arranque muy altas. En esta clasificación se incluyen tanto las variaciones cortas como las caídas de tensión e incrementos de

---

<sup>4</sup> Algunos sistemas, como los trifásicos de cuatro hilos, monofásicos de tres hilos y de c.c. de tres hilos, pueden tener varios circuitos a diferentes tensiones eléctricas

<sup>5</sup> Véase NMX-J-098-ANCE tensiones normalizadas.

voltaje cuya duración es breve (*sags y swells, respectivamente*) con una duración de 0.5 a 30 ciclos.

## ***Apéndice D: Investigación de mercado en relación a equipos de medición empleados para el monitoreo de la Calidad de la Energía Eléctrica***

### ***Antecedentes***

En la presente sección de este documento se muestran las características de los equipos de medición que se encuentran disponibles en el mercado nacional para ser empleados en el estudio de la calidad de energía eléctrica. El criterio de desarrollo fue considerar marcas de la mejor calidad y prestigio en el mercado, así como las principales funcionalidades de los equipos.

Se encontraron principalmente tres aparatos que cumplen con este cometido, dos de la marca Fluke, y uno de INELAP; aunque cabe mencionar que existe otro equipo de la japonesa Kyoritsu que realiza funciones similares pero fue determinado que no cumple con las características necesarias para ser considerado un medidor de calidad de la energía eléctrica.

A continuación se presentan las características y especificaciones de los equipos mencionados, así como información referente al costo de cada uno de ellos con tres proveedores quienes ofrecen distintas cotizaciones; de antemano, podemos confirmar que la hipótesis que se tenía en cuanto al elevado costo de este tipo de equipos de medición se confirma a lo largo del presente informe.

### **Analizador de Calidad de Energía Eléctrica Power Guide PP4400 (INELAP)**

La compañía INELAP cuenta con una línea de productos de alta calidad y reconocidos a nivel mundial como LG y Dranetz-BMI que cumplen con los estándares de calidad que son exigidos actualmente logrando con esto, un alto funcionamiento, precisión y desempeño de sus equipos. BMI (Basic Measuring Instruments) se dedica a la fabricación de equipo de monitoreo de la calidad de la energía eléctrica.

Uno de sus equipos analizadores de calidad de la energía eléctrica está equipado con 8 canales independientes, el *Power Guide* trifásico 4400 es un sistema que incorpora una pantalla a color en un diseño ligero y práctico. Este dispositivo proporciona la detección inmediata de circuitos y de configuraciones, asegurándose de que el instrumento recogerá exitosamente y sin errores los datos recibidos. Los usuarios pueden seleccionar la duración y el modo de la adquisición de datos, incluyendo la localización de averías y registros de datos.

## Características especiales

### Disparo por disturbios

La tarjeta de reporte del *Power Guide 4400* provee respuestas de calidad de energía inmediatas en campo. Una amplia gama de información se recolecta, analiza y es tabulada en categorías de código de colores para una rápida identificación de las áreas de interés, las cuales se identifican en rojo. Es posible profundizar para obtener más información tocando la pantalla, localizando el punto exacto del disturbio de calidad de energía.

### Registro de fallas

El *Power Guide 4400* con el modo registrador de fallas provee detección inmediata de mal funcionamiento eléctrico e identificación de fallas dentro de la infraestructura de una compañía suministradora de energía. Se caracteriza la magnitud y la duración de la falla, ayuda a direccionar al usuario hacia la causa del problema.

### Corrientes de arranque

El arranque de motores, energización de transformadores, apertura de contactos, la activación de generadores de respaldo y otras aplicaciones de condiciones de arranque, requiere de registros extensos por ciclo para asegurar la correcta operación y determinar el impacto de estas cargas en otros dispositivos, el equipo provee medición y disparo de registros en corriente RMS, además de disparo cruzado para optimizar el desempeño y vida útil de equipos esenciales.

### Monitoreo de acuerdo a normas

El *Power Explorer* se diseñó de manera que cumple con la normatividad en el tema de calidad de energía, incluyendo IEEE 1159, IEC 61000-4-30 Clase A y EN50160. Una salida estadística produce una verificación rápida de la conformidad con estándares de calidad de energía internacionales. En un instante el *Power Explorer* provee una instantánea de 13 parámetros clave, incluyendo desbalances, variaciones en voltaje y armónicas.

### Medición de energía

Al reducir el consumo de energía durante el periodo de demanda pico, cambio de cargas, equipos de mayor eficiencia de energía, o cambiar de compañía suministradora puede representar un ahorro de entre el 10 – 40 % del costo anual. El medidor de calidad de energía es una herramienta valiosa para verificar el desempeño de la energía, incluyendo el consumo en motores, tarifas, demandas pico y la activación de cargas considerables para reducir los costos de energía; además facilita el seguimiento y determina los costos de energía por proceso o por departamento.

### Verifica el desempeño del equipo

Determinar la compatibilidad y disponibilidad de la instalación para integrar equipos nuevos es más sencillo empleando un medidor de calidad de energía. El instrumento incluye funciones avanzadas como el disparo en valores RMS, disparo en transitorios de frecuencia baja y media, disparo cruzado entre canales para verificar la correcta operación de los dispositivos de mitigación de energía como UPS. La medición de lecturas en tiempo real durante el proceso de mantenimiento y energización de sistemas permite al usuario conocer los resultados y maniobrar los equipos durante el proceso de pruebas.

#### *Medición de parámetros*

- 4 Entradas diferenciales 1 – 600 VRMS, AC/DC, 0.1 % lectura, 256 muestras / ciclo 16 bus ADC
- 4 entradas con TC de 1 – 6000 ARMS, TC - dependiente, AC/DC, 256 muestras / ciclo 0.1 % lectura, +TC, 256 muestras / ciclo 16 bit ADC
- Rango de frecuencia 10 mHz, resolución 45 – 65 Hz
- Lock Loop por fase – Estándar PQ Mode

#### *Monitoreo / Normatividad*

- IEEE 1159
- IEC 61000 – 4 -30 Clase A
- EN50160 Calidad de suministro
- Corriente de arranque / Energización
- Registro de falla de voltaje
- Monitoreo largo término máx. / min / promedio
- Registro de datos continuo

#### *Disparo de Calidad de Energía*

- Análisis ciclo por ciclo
- 256 muestras por ciclo, pasos ½ ciclo RMS
- L-L-, L-N, N-G, Variaciones RMS: Sags, Swells, Interrupciones
- Grabación RMS en V & I (32 ciclos pre falla, 10 K ciclos post falla)
- Grabación de forma de onda (32 ciclos pre falla, 10 K ciclos post falla)
- Transitorios de frecuencia baja y media en V & C
- Caracterización de eventos RMS de acuerdo a IEEE o IEC

#### *Distorsión / Energía / Potencia*

- W, VA, VAR, TPF, DPF, Demanda, Energía, etc.
- Armónicas e interarmónicas por IEC 61000-4-7
- THD / Espectro armónico (V, W) hasta 63

- THD / Espectro interarmónico (V, I) hasta 63
- Flicker de acuerdo IEC 6100-4-15 (Pst, Plt, Plt deslizante)
- Factor de Cresta, Factor K, Factor de Reducción de Transformador
- Factor de Interferencia Telefónica

### *Lenguajes Disponibles*

- Inglés
- Francés
- Italiano
- Español
- Sueco

### *Especificaciones Generales*

- Tamaño: 30 X 6.4 X 20.3 cm
- Peso: 1.8 Kg
- Temperatura de operación: 0° hasta 50 °C
- Temperatura de almacenamiento: -20 °C hasta 55 °C
- Humedad: 10 % hasta 90 % sin condensar
- Reloj del Sistema: Control de cristal, resolución de 1 segundo.
- Cargador / Eliminator de baterías: 90 – 264 VAC 46 – 63 Hz
- Pantalla: LCD color, Touch Screen
- Memoria: 32 M – 128 M tarjeta removible, memoria flash

### *Accesorios Opcionales*

- Pinzas de corriente, una amplia selección que incluye:
  - TR – 2510 A: 0 – 10 A; conductores hasta 0.47"
  - TR – 2500 A: 10 – 500 A; conductores de 1/8" de diámetro ó 2.5" x 0.2"
  - TR – 2520 A: 300 – 3000 A; conductores de 2.56" de diámetro ó 1.97" x 5.3" (bus bar)
  - TR2019 B 1 – 300 A; conductores de 2" (requiere adaptador 116002)
- Pinzas flexibles: rango de corriente desde 30 – 6000 A, 24" 36", 48"
- Pinzas de medio efecto para aplicaciones AC / DC, 150 A ó 1500 A
- Cable adaptador (CA4300)
- Paquete de cables accesorios (VCP4300)
- Estuche suave (Scc – 4300)
- Paquete de baterías reemplazable en campo (BP – PX5)
- Cargador externo de baterías (XBC –PX5)
- Contenedor de embarque reutilizable (RCS – 4300)
- Contenedor a prueba de agua (NEMA 4300)

- Estuche portátil con llave (LPC – 4300)
- Impresora de campo portátil (PFP 4300)
- Interface de comunicación
- RS232 adaptador de fibra óptica (COMM – RS232)
- USB adaptador de fibra óptica (COMM – OUA)
- LAN adaptador de fibra óptica (COMM – OEA)
- Software Dran View, compatible con Windows 98, ME, NT y XP
- Node Link con descarga, configuración y medición
- CD ROM programa de entrenamiento

### Analizadores trifásicos de calidad de la energía eléctrica Fluke Serie 430

Los analizadores de calidad eléctrica trifásicos 434 y 433 de Fluke ayudan a localizar, predecir, prevenir y solucionar problemas en sistemas de distribución e instalaciones eléctricas trifásicas. Estos instrumentos portátiles cuentan con diversas funciones los cuales se detallan a continuación.

- Es un instrumento completo para la solución de problemas en sistemas trifásicos: mide prácticamente todos los parámetros del sistema eléctrico, como tensión, corriente, potencia, energía, desequilibrio, parpadeo (flicker), armónicos e interarmónicos. Captura eventos como fluctuaciones, transitorios interrupciones y cambios rápidos de tensión.
- AutoTrend: no se pierde tiempo en configuraciones de registro de tendencia, debido a que cada medida se registra automáticamente. Análisis de las tendencias por medio de la función de zoom y cursores, mientras los registros continúan activos en segundo plano.
- System-Monitor: esta función ofrece una descripción inmediata de la calidad del sistema eléctrico conforme a los límites especificados en la norma EN50160 o según sus propios límites. Paralelamente, se almacenan al detalle y en formato de tablas todos los eventos que quedan fuera de dichos límites.
- Cuatro canales: mide simultáneamente la tensión y la corriente en las tres fases y el neutro.
- Visualización de transitorios automática: captura hasta 40 fluctuaciones, interrupciones o transitorios hasta 5  $\mu$ s.
- Efectúa un seguimiento de los armónicos hasta el 50°, y mide y registra la distorsión armónica total (THD) de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 61000-4-7
- Cumple con la norma de seguridad 600 V CAT IV, 1000 V CAT III necesaria para realizar medidas en la entrada de un servicio.
- Instrumento portátil y resistente con más de 7 horas de autonomía: incluye juego de baterías recargables NiMH. Su estructura de funcionamiento basada en menús simplifica su manejo.



- Posibilidades de análisis exhaustivos de datos. Los cursores y el zoom se pueden utilizar en directo, mientras se realizan las medidas o sin conexión, sobre los datos de medida almacenados. Las medidas almacenadas también se pueden transferir a una PC con el software FlukeView (incluido con el modelo Fluke 434).
- El paquete completo incluye todo lo que precisa para comenzar a trabajar: 4 pinzas amperimétricas, 5 cables de prueba y puntas de caimán, cargador de baterías/adaptador de red y estuche rígido.
- Cumple con los requerimientos de medida del estándar IEC 61000-4-30
- Es posible medir y registrar la potencia en W, VA y VAR, adicionalmente el modelo 434 puede realizar medidas y registros de energía.

Fluke cuenta con una gama de analizadores de calidad eléctrica para ayudar al mantenimiento de sistemas eléctricos. Estas herramientas ofrecen la capacidad para analizar los parámetros, eventos relacionados con la energía o anomalías eléctricas.

Se tienen dos modelos diferentes para sistemas trifásicos. En la tabla que se muestra a continuación pueden compararse las características principales y las diferencias que cada uno de los equipos tienen entre si.

Características		
Modelos	434	433
Aplicación	Trifásica	
Entradas	4 de tensión y 4 de corriente (3 para fases y neutro)	
Medidas		
Vrms, Arms, Hz, W, VAR, VA, FP, Cosφ(DFP) y factores de cresta	•	•
Armónicos y THD (V, A, W), factor K	•	•
Interarmónicos	•	Opcional*
kWh y kVARh, KVA., intervalo de demanda	•	Opcional*
Flicker (Plt, Pst, PF5)	•	•
Desequilibrio	•	•
Registrador / Auto Trend	•/•	•/•
System-Monitor	•	•
Osciloscopio en tiempo real / Diagramas fasoriales	•/•	•/•
Fluctuaciones / Cálculos en medio ciclo	•/•	•/•
Visualización de transitorios	•	Opcional*
Corriente de arranque	•	Opcional*
Conformidad con EN50160	•	•
Conformidad con EN161000-4-30, -4-7, -4-15	•	•
Multímetro digital y osciloscopio de propósito general incorporados	-	-
Memoria (pantallas/datos)	50/10	25/5 estándar 50/10 opcional*
Software FlukeView y cable de comunicación	•	Opcional*
Categoría de seguridad EN61010	600 V CAT IV / 1000 V CAT III	
Las funciones opcionales pueden añadirse con el kit de actualización.		

Analizador trifásico de calidad de la energía eléctrica Fluke 433 / Fluke 434 y accesorios incluidos.

Especificaciones			
Entradas	Número de entradas	4 de tensión y 4 de corriente (3 para fases y neutro)	
	Tensión máxima de entrada	1000 VRMS (pico de 6 kV)	
	Velocidad máxima de muestreo	200 kS/s en cada canal simultáneamente	
		<b>Rango de medida</b>	<b>Presición</b>
Volt/Ampere/Hz	VRMS (CA+CC)	1 ... 1000 V	± 0.5 % de la tensión nominal
	Vpk	1 ... 1400 V	5 % de la tensión nominal
	Factor de cresta	1.0 ... >2.8	± 5 %
	ARMS (CA+CC)	0 ... 20.000 A	± 1 % ± 5 cuentas
	Amperios de pico	0 - 5500 A	5 %
	Factor de cresta	1 ... 10	± 5 %
	Hz 50Hz nominal	42.50 ... 57.50 Hz	± 0.1 % de la frecuencia nominal
Fluctuaciones	VRMS (CA+CC) <sup>2</sup>	0.0 % ... 100 % de la tensión nominal	± 1 % de la tensión nominal
	ARMS (CA+CC) <sup>2</sup>	0 ... 20.000 A <sup>1</sup>	± 1 % ± 5 cuentas
Armónicos	Armónicos (interarmónicos) (n)	DC, 1 ... 50; (desactivado 1.49) medido respecto a la fundamental o al valor RMS total	
	VRMS	0.0 ... 1000 V	± 5 % ± 2 cuentas
	ARMS	0.0 ... 4000 mV x escala de la pinza de corriente	± 5 % ± 5 cuentas
	Vatios	Según la escala de la pinza de corriente	± 5 % ± n x 2 % o lectura, ± 10 cuentas
	Tensión de CC	0.0 ... 1000 V	± 5 % ± 10 cuentas
	THD	0.0 ... 100.0 %	± 2.5 %
	Hz	0 ... 3500 Hz	± 1 Hz
	Ángulo de fase	-360 ° ... +360 °	± n x 1.5 °
Potencia y energía	Vatios, VA, VAR	1.0 ... 20.00 MVA <sup>1</sup>	± 1.5 % ± 10 cuentas
	kWh, Kva., kVARh	00.00 ... 200.0 GVAh <sup>1</sup>	± 1.5 % ± 10 cuentas
	Factor de potencia/ Cosφ/DPF	0 ... 1	± 0.03
Flicker (Parpadeo de tensión)	Pst (1 minuto), Pst, PLt, PF5	0.00 ... 20.00	± 5 %
Desequilibrio	Voltios	0.0 ... 0.5 %	± 0.5 %
	Corriente	0.0 ... 20 %	± 0 %
Captura de transitorios	Voltios	± 6000 V	± 2.5 % de Vrms
	Duración de detección mínima	5µs (muestreo de 200 kS/s)	
Modo de arranque de motores	Arms (CA+CC)	0.000 ... 20.00 kA <sup>1</sup>	± 1 % de medidas ± 5 cuentas
	Duración del arranque seleccionado	7.5 s ... 30 minutos	± 20 ms (frecuencia nominal = 50 Hz)
Registro AutoTrend	Muestro	Hasta 100 lecturas por segundo de muestreo continuo por canal	
	Memoria	Hasta 3600 puntos de min, máx. y promedio	
	Tiempote registro	Hasta 450 días	
Memoria	Zoom	Hasta 120 aumentos de zoom horizontal	
	Pantallas	50 en Fluke 434; 25 en Fluke 433	
	Datos	10 en Fluke 434; 5 en Fluke 433	
Normas	Procedimientos de medida utilizados	IE1000-4-30 clase A; En50160; IEC 61000-4-15; IEC 61000-4-7	

Las funciones de interarmónicos, energía, transitorios y corriente de arranque son opcionales en el modelo Fluke 433, pero están incluidas en el modelo Fluke 434.

<sup>1</sup> Según escala de pinza

<sup>2</sup> El valor se mide e un ciclo, comenzando en los pasos por cero del fundamental y renovándose en cada medio ciclo

### Características adicionales:

**Duración de la batería:** > 7 horas con batería NiMH recargable (instalada); tiempo de carga de la batería: típicamente 4 horas.

**Seguridad:** grado 2 de contaminación según la norma EN61010-1 (2ª edición); 1000 V CAT III / 600 V CAT IV.

**Carcasa:** resistente y a prueba de impactos con funda protectora integrada IP51 (contra el polvo y a las salpicaduras)

**Impactos:** 30 g, **Vibraciones:** 3 g, conforme a la clase 2 de la norma MIL-PRF-28800F

**Temperatura de trabajo:** de 0 °C a + 50 °C

**Tamaño (LxAxP):** 256 mm x 169 mm x 64 mm

**Peso:** 2 kg

**Garantía:** 3 años

Los accesorios incluidos son los siguientes:

- Maletín rígido C430 con compartimentos para pinzas de corriente.
- Pinzas amperimétricas i400s (4 piezas).
- Cables de prueba y pinzas de caimán TLS430 (4 negras y 1 verde).
- Juego de baterías NiMH BP 190 (instaladas).
- Cargador de batería-adaptador de red BC430.
- Software FlukeView SW43W (sólo Fluke 434).
- Cable de comunicación para puerto USB OC4USB (sólo Fluke 434).
- Juego de marcadores de colores WC100.
- Guía rápida de uso (impreso).
- Manual de uso (en CD-ROM).

## Analizador monofásico de calidad de la energía eléctrica Fluke 43B.

Especificaciones			
Opciones del menú	Medidas	Rangos	Precisión
Voltios/Amperios/Hz	Voltios Amperes Frecuencia de red Factor de cresta	5.000 V – 1250 V 50.00 A – 50.00 kA 40.0 – 70.0 Hz 1.0 – 10.0	$\pm (1 \% + 10)$ $\pm (1 \% + 10)$ $\pm (0.5 \% + 2)$ $\pm (5 \% + 1)$
Potencia	Vatios, VAR, VA PF, DPF, Cos $\phi$	250 W – 1.56 GW 0.25 – 0.9 0.90 – 1.00	$\pm (4 \% + 4)$ $\pm 0.04$ $\pm 0.03$
Armónicos	Tensión Corriente Potencia Factor k	Del 1° al 51° armónico Del 1° al 51° Del 1° al 51° 1.0 a 30.0	$\pm (3 \% + 2)$ a $\pm (15 \% + 5)$ $\pm (3 \% + 8)$ a $\pm (15 \% + 5)$ $\pm (5 \% + 2)$ a $\pm (30 \% + 5)$ $\pm 10$
Caidas y subidas	Tensión y corriente	Desde 4 min. Hasta 16 días, a seleccionar	$\pm (2 \% + 10)$
Captura de transitorios	Ancho de pulso 40 ns Hasta 40 transitorios	Selección de 20/50/100/200 % por encima o por debajo de la tensión de la red	$\pm 5$ % del valor máximo de la escala
Corriente de arranque	1° a 5 min., a seleccionar	1 A 1000 A	$\pm 5$ % del valor máximo de la escala
Ohmios/continuidad/ Capacidad	Ohmios Capacidad	500.0 $\Omega$ a 30.00 M $\Omega$ 50.00 nF a 500.0 $\mu$ F	$\pm (0.6 \% + 5)$ $\pm (2 \% + 10)$
Temperatura (con accesorio)	$^{\circ}$ C $^{\circ}$ F	-100.0 $^{\circ}$ C a 100.0 $^{\circ}$ C -200.0 $^{\circ}$ F a 800.0 $^{\circ}$ F	$\pm (0.5 \% + 5)$
Osciloscopio	DC, AC, AC+DC, pico, pico a pico, Hz, ciclo de trabajo, fase, ancho de pulso factor de cresta	Velocidad de muestreo: Ancho de banda: Tensión (canal 1) Corriente (canal 2)	25 MS/seg. 20 MHz 15 kHz
Memoria de pantallas	Todas las funciones	10 pantallas	
Registro	V/A/Hz, Potencia, Armónicos, W/Cap, temperatura, osciloscopio	Desde 4 min. Hasta 16 días, a seleccionar	Selección de dos parámetros cualesquiera en cada modo de visualización.

Fluke 43B			
Configuración	43 Basic	43B	43kit
Pinza Amperimétrica	200 ACA	500 ACA	500 ACA
Software FlukeView SW43W		•	•
Cable de comunicación PM9080		•	•
Maletín rígido C120		•	•
Sonda de tensión VPS40		•	
Termómetro por infrarrojos Fluke 61		•	
Registrados de eventos de tensión VR101S			•

Las diversas configuraciones se suministran con cables de medida, puntas de prueba, caimanes, batería, adaptador tipo banana a BNC y adaptador de red / cargador de batería.

### Características adicionales:

Duración de la batería: > 4 horas

Choque y vibración: según MIL 28800E, tipo 3, Clase III, Estilo B.

Temperatura de funcionamiento: de 0°C a + 50°C

Carcasa: IP51 (polvo, goteo, estanca)

Tamaño (LxAxP): 232 mm x 115 mm x 50 mm

Peso: 1.1 kg  
 Garantía: 3 años

Los accesorios incluidos son los siguientes:

- Fluke 43Basic, Fluke 43B y Fluke 43Kit:
- Juego de cables de prueba TL24 (TL224)
- Juego de pinzas de caimán AC20 (AC220)
- Juego de sondas de prueba TP4, batería recargable BP120
- Adaptador BNC apantallado BB120
- Adaptador/cargador de red PM8907 y manual de usuario
- Fluke 43Basic: Pinza Amperimétrica CA i200s
- Fluke 43B y Fluke 43Kit: Pinza amperimétrica CA 80i-500s, juego de pinzas de caimán AC85 (AC285), juego de sondas de prueba TP1, maletín rígido C120, cable de conexión PM9080, Software FlukeView SW43W
- Fluke 43B: sonda de tensión VPS40, termómetro de infrarrojos Fluke 61
- Fluke 43Kit: Registrador de eventos de tensión VR101S

### Propuestas Económicas

Se efectuó una breve investigación con diversos distribuidores de equipo de medición y finalmente fueron seleccionados tres proveedores los cuales proporcionaron cotizaciones de los equipos mencionados con el fin de tener una referencia de la competencia que hay en el mercado de un Analizador de la Calidad de la Energía Eléctrica.

Propuestas económicas				
Proveedor	Fluke 43B	Fluke 433	Fluke 434	Power Guide PP4400
INELAP	No disponible	No disponible	No disponible	\$90,000.00
Medición + Control	\$29,183. <sup>94</sup>	No disponible	\$54,469. <sup>93</sup>	No disponible
AG Electrónica	\$29,317. <sup>00</sup>	\$51,767. <sup>00</sup>	\$61,766. <sup>00</sup>	No disponible

Los datos de los proveedores que fueron contactados, y cuyas ofertas para la adquisición del equipo se presentaron son los siguientes:



INELAP S.A. de C.V.  
 CALLE 2 No. 7 NAUCALPAN EDO. DE MEXICO C.P. 53370 MEXICO  
 TEL: +52 55 - 5093 - 2180 FAX: +52 555093 - 2243  
[www.inelap.com.mx](http://www.inelap.com.mx)  
 Ejecutivo de Ventas Dranetz – BMI: Ing. Diego España  
 Fecha de cotización: México, D.F. a 18 de febrero de 2008.



AG Electrónica S.A. de C.V.  
REPUBLICA DEL SALVADOR No. 20 – F. COL. CENTRO C.P. 06000 MEXICO, D. F.  
TEL/FAX: 55130-7210 EXT 124  
[www.agelectrónica.com.mx](http://www.agelectrónica.com.mx)  
Ejecutivo de Ventas: Aldo Márquez  
*Fecha de cotización: México, D.F. a 18 de febrero de 2008.*



*Servicio de Medición + Control, S.A. de C.V.*  
**TECNICOS ESPECIALIZADOS**

Servicio de Medición + Control S.A. de C. V.  
REVILLAGIGEDO No. 34-2° PISO, COL. CENTRO C. P. 06050 MEXICO, D .F.  
TELS: (01) 5518-2260 AL 63, 5518-3160 Y Fax: (01) 5510-1351  
[www.smesmc.com](http://www.smesmc.com)  
Ejecutivo de Ventas: Luis Darío Tenorio Herrera.  
*Fecha de cotización: México, D.F. a 18 de febrero de 2008.*

## Apéndice E: Referencias Bibliográficas

### Literatura

- Harris, Forest. *Electrical Measurements*. Ed. John Wiley & Sons, Inc. USA. 1957
- Laws, Frank. *Electrical Measurements*. 2nd. Edition. Ed. Mc Graw Hill Company. USA. 1937
- Bolton, William. *Ingeniería de Control* 2ª Edición. Ed. Alfaomega. México. 2001
- Viqueira Landa, Jacinto. *Redes Eléctricas*. Facultad de Ingeniería. UNAM. México. 2005
- Instrumentación Virtual: Una Alternativa para el Equipamiento de Laboratorios. Mata H. Gloria, Garibay J. Ricardo. Congreso Nacional COPEI 2002

### Normas y documentos técnicos

- IEEE std. 1159 -1995 Monitoreo y Definición de la Calidad de Energía Eléctrica (Monitoring and Definition of Electric Power Quality)
- IEEE std. 519 -1995 Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia (Harmonics in Power Systems)
- NMX-J-098-ANCE tensiones normalizadas.
- NOM-001 Sede 2005 Instalaciones Eléctricas (Utilización)
- NOM-008 SCFI 1998 Sistema General de Unidades de Medida
- "Power Quality: Reference Guide" Third Edition Ontario Power Generation
- Cuaderno Técnico Schneider N° 187 "Estabilidad dinámica de las redes eléctricas industriales"

### Bibliografía en la Web

- [www.ni.com](http://www.ni.com)