

**IMPACTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA  
VALORACIÓN DE LA POTENCIA NO ACTIVA Y SU EFECTO SOBRE LA  
FACTURACIÓN**

ADAN DE JESÚS BAUTISTA MORANTES

Trabajo de grado en la modalidad monografía presentado como requisito para  
optar al título de Magíster en Ingeniería, Área Ingeniería Eléctrica

Director  
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA  
Ingeniero Electricista UIS  
Doctor Ingeniero Industrial U.P.C.O

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
Bucaramanga  
2007

Los esfuerzos, luchas, desvelos y satisfacciones de este trabajo, van dedicados con todo mi corazón:

A Dios, luz y guía en todas las acciones de mi vida.

A mi esposa Martha, por su amor incondicional, capacidad de sacrificio, paciencia y constante apoyo para soportar la distancia.

A mis hijas, Lina María y Laura Margarita, razón de mis esfuerzos y depositarias de mis ilusiones.

A mis padres Isabel y Adán, por sus oraciones constantes.

A Naty, por su amor de hermana y amiga.

A todas las personas que confiaron en mí y en la realización de mi proyecto de vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, supremo hacedor y fuente del bien por darme la vida, la salud y todas sus bendiciones diarias.

A la Universidad Industrial de Santander, por haberme abierto las puertas y alojarme en sus entrañas durante estos dos hermosos años de mi vida.

Al Doctor Gabriel Ordóñez Plata, Director del proyecto por su constante apoyo, por su voz de aliento, por los invaluable conocimientos compartidos y sobre todo por su amistad.

Al Ingeniero Cesar Duarte Gualdrón, por su asesoría y amables sugerencias.

Al Ingeniero Jaime Galindo Cárdenas, por sus conceptos, sugerencias y valiosos aportes para el desarrollo del trabajo.

A todo el personal docente y administrativo de la maestría en Ingeniería Área Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander.

Al Ingeniero Roosevelt Mesa Martínez, Gerente General de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

A los Ingenieros, personal técnico y personal administrativo de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

A los Doctores Julio Enrique Duarte y Flavio Humberto Fernández por su confianza y apoyo incondicional.

A mis amigos santandereanos por enseñarme a conocer y querer esta tierra y a disfrutar de sus encantos.

A la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, por haberme brindado la esta oportunidad de afianzar mis conocimientos y complementar mi formación académica.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES SOBRE MEDICIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA	17
1.1 MARCO REGULATORIO	17
1.2 ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA	21
1.2.1 Niveles de pérdidas actuales	21
1.2.2 Niveles de pérdidas proyectados	22
1.3 AGENTES CAUSANTES DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	22
1.4 FACTURACIÓN DE ENERGÍA	23
1.4.1 Aspectos generales	23
1.4.2 Estructura de tarifas	24
1.5 SISTEMAS DE MEDICIÓN	25
1.5.1 Medidores de energía	26
1.5.2 Elementos transductores	26
1.6 MODELOS DE MEDICIÓN DE POTENCIA	27
1.6.1 Modelo de Budeanu	28
1.6.2 Modelo de Fryze	28
1.6.3 Modelo de Czarnecki	29
1.6.4 Modelo IEEE Std 1459	30
1.6.5 Definiciones de potencia en sistemas trifásicos	33

1.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE POTENCIA	33
1.8 MEDICIÓN DIGITAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	35
2. ASPECTOS METODOLÓGICOS	37
2.1 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE MUESTREO Y EL TAMAÑO DE LA MUESTRA	37
2.1.1 Técnicas de muestreo	37
2.1.2 Selección de la técnica de muestreo	39
2.1.3 Tamaño de la muestra	39
2.2 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS USUARIOS	41
2.2.1 Criterios de selección	41
2.2.2 Escenarios resultantes	41
3. APLICACIÓN DE LAS PROPUESTAS METODOLÓGICAS A UN OPERADOR DE RED Y ANÁLISIS DE LOS ALGORITMOS DE MEDICIÓN DE LOS MEDIDORES SELECCIONADOS	43
3.1 SELECCIÓN DE USUARIOS	43
3.1.1 Primera etapa de selección de usuarios	43
3.1.2 Segunda etapa de selección de usuarios	44
3.1.3 Tercera etapa de selección de usuarios	46
3.1.4 Tamaño de la muestra	49
3.1.5 Selección final	50
3.2 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	52
3.2.1 Medidores de energía	52

3.2.2 Transformadores de tensión y corriente	52
3.3 ALGORITMOS UTILIZADOS POR LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	54
3.3.1 Medidores Grupo A	54
3.3.2 Medidores Grupo B	56
3.3.3 Medidores Grupo C	59
3.3.4 Medidores Grupo D	61
3.3.5 Análisis comparativo	63
3.3.6 Recomendaciones sobre los algoritmos	67
4. CARACTERISTICAS DE LA CARGA Y RESULTADOS DE LA MONITORIZACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES SELECCIONADAS	69
4.1 MONITORIZACIÓN DE LAS SEÑALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE	69
4.1.1 Equipo utilizado	69
4.1.2 Diagrama de conexión	70
4.2 ESCENARIOS DE CARGA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	70
4.2.1 Sistema equilibrado balanceado (SEB)	71
4.2.2 Sistema equilibrado desbalanceado (SED)	76
4.2.3 Sistema equilibrado balanceado y con armónicos (SEBA)	80
4.2.4 Sistema equilibrado desbalanceado y con armónicos (SEDA)	84
5. ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN Y FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INDUSTRIA	88
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO	88
5.1.1 Sistema de medición existente	88

5.1.2 Medidor de energía existente	88
5.1.3 Tipo de carga	88
5.1.4 Componentes armónicas dentro del sistema	88
5.1.5 Características del escenario	90
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO	91
5.2.1 Costos de inversión	91
5.2.2 Costos de operación	92
5.2.3 Reconversión del sistema de medición	100
6. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y FUTUROS DESARROLLOS	102
6.1 CONCLUSIONES	102
6.2 RECOMENDACIONES	103
6.3 FUTUROS DESARROLLOS	104
BIBLIOGRAFÍA	106

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clase del equipo de medida	19
Tabla 2. Índices de pérdidas de energía proyectadas para sector urbano	22
Tabla 3. Índices de pérdidas de energía proyectadas para el sector rural	22
Tabla 4. Grado de responsabilidad en las pérdidas no técnicas	22
Tabla 5. Análisis comparativo de los modelos de potencias	34
Tabla 6. Distribución de usuarios propios según la marca del medidor	44
Tabla 7. Distribución de usuarios otros comercializadores según la marca Del medidor	45
Tabla 8. Fronteras opcionales para monitorización de usuarios propios	47
Tabla 9. Clasificación de usuarios de otros comercializadores por tipo de actividad	47
Tabla 10. Fronteras opcionales para monitorización de usuarios de otros comercializadores	49
Tabla 11. Selección final de usuarios para la monitorización	50
Tabla 12. Constantes de potencia de medidor Grupo A	56
Tabla 13. Factores de bobinado	60
Tabla 14. Constante de fase de prueba sencilla (SPTC)	61
Tabla 15. Análisis comparativo entre los algoritmos utilizados por cada grupo de medidores del estudio	64
Tabla 16. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado balanceado	71
Tabla 17. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado. conexión: tres hilos, tres elementos	74
Tabla 18. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado. conexión con dos elementos	74
Tabla 19. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado desbalanceado	76
Tabla 20. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado. conexión tres hilos, tres elementos	78
Tabla 21. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado. conexión con dos elementos	78
Tabla 22. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado, balanceado y con armónicos	80
Tabla 23. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado y con armónicos. Conexión tres hilos, tres elementos	82
Tabla 24. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado y con armónicos. Conexión con dos elementos	83

Tabla 25. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos	84
Tabla 26. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado y con armónicos. Conexión tres hilos, tres elementos	86
Tabla 27. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado y con armónicos. Conexión con dos elementos	87
Tabla 28. Características del sistema objeto de análisis durante el intervalo de mayor consumo	90
Tabla 29. Costos de inversión sistema de medida en tres elementos	91
Tabla 30. Diferencias en la facturación de energía de acuerdo con los registros de cada medidor	93
Tabla 31. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 1	95
Tabla 32. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 2	96
Tabla 33. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 3	97
Tabla 34. Cálculo de errores en la medición por sub-registro de potencia en cada fase	99

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Pérdidas reconocidas resolución CREG 019/2005 vs. Pérdidas comerciales actuales	21
Figura 2. Diagrama de secuencia para la caracterización de usuarios	42
Figura 3. Clasificación de los usuarios según la demanda, el comercializador que los atiende y el nivel de tensión	44
Figura 4. Distribución de usuarios propios según la marca del medidor	45
Figura 5. Distribución de usuarios de otros comercializadores según la marca del medidor	46
Figura 6. Distribución de usuarios de otros comercializadores según el tipo de actividad	48
Figura 7. Diagrama de clasificación de los usuarios de otros comercializadores que deben estar representados en la muestra final, según la actividad desarrollada	48
Figura 8. Distribución total de medidores	51
Figura 9. Diagrama de conexión del analizador de redes	70
Figura 10. Corrientes de línea escenario equilibrado balanceado	72
Figura 11. Formas de onda de tensión y corriente, escenario equilibrado balanceado	72
Figura 12. Espectro de armónicos escenario equilibrado balanceado	73
Figura 13. Distorsión armónica total escenario equilibrado balanceado	73
Figura 14. Corrientes de línea escenario equilibrado desbalanceado	77
Figura 15. Formas de onda de tensión y corriente, escenario equilibrado desbalanceado	77
Figura 16. Espectro de armónicos escenario equilibrado desbalanceado	77
Figura 17. Distorsión armónica total escenario equilibrado desbalanceado	78
Figura 18. Corrientes de línea escenario equilibrado balanceado y con armónicos	81
Figura 19. Formas de onda de tensión y corriente, escenario equilibrado balanceado y con armónicos	81
Figura 20. Espectro de armónicos escenario equilibrado balanceado y con armónicos	81
Figura 21. Distorsión armónica total escenario equilibrado balanceado y con armónicos	82
Figura 22. Corrientes de línea escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos	85
Figura 23. Formas de onda de tensión y corriente escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos	85

Figura 24. Espectro de armónicos escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos	85
Figura 25. Distorsión armónica total escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos	86
Figura 26. Componentes armónicas del sistema en la fase 1 durante el intervalo de mayor consumo	89
Figura 27. Componentes armónicas del sistema en la fase 2 durante el intervalo de mayor consumo	89
Figura 28. Componentes armónicas del sistema en la fase 3 durante el intervalo de mayor consumo	90

## RESUMEN

TITULO: IMPACTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA VALORACIÓN DE LA POTENCIA NO ACTIVA Y SU EFECTO SOBRE LA FACTURACIÓN\*

AUTOR: BAUTISTA MORANTES ADAN DE JESÚS\*\*

PALABRAS CLAVES: Potencia, Armónicos, desbalance, IEEE Std 1459, conexión con dos elementos, facturación.

La inadecuada aplicación de los conceptos de potencia en sistemas trifásicos y monofásicos, como por ejemplo: Considerar que todas las potencias de un sistema trifásico (activa, reactiva y aparente) se pueden obtener como la suma de las potencias de tres sistemas monofásicos; utilizar indistintamente los diversos sistemas de conexión para adquirir las señales de tensión y corriente; y desconocer el efecto que sobre la medición de potencia y energía generan los armónicos y las cargas desbalanceadas, generan errores en la estimación de la potencia y la energía eléctrica.

En consecuencia, en este trabajo se efectúa una revisión de los conceptos de potencia y los modelos planteados por varios autores, incluyendo la propuesta IEEE Std 1459; se plantea una metodología para la selección de usuarios de acuerdo con técnicas de muestreo aplicables para este tipo de casos y se propone la caracterización de distintos escenarios de carga.

Luego se aplica la metodología propuesta para una empresa del sector eléctrico en Colombia, se selecciona un conjunto representativo de usuarios y se realiza la monitorización de las señales de tensión y corriente en los puntos de conexión común. Con los datos obtenidos, se alimentan los algoritmos de los medidores y sus resultados se comparan con los del modelo propuesto por el IEEE Std 1459, bajo distintos escenarios de carga.

Finalmente se realiza el análisis técnico y económico para una empresa del sector industrial, con el fin de establecer los posibles errores que pueden ocurrir en la medición de potencia y energía eléctrica con dos o tres elementos y su incidencia en la facturación mensual de energía.

---

\* Trabajo de grado de investigación de maestría en ingeniería área Ingeniería Eléctrica.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordóñez Plata.

## SUMMARY

TITLE: IMPACT OF THE SYSTEMS OF MEASUREMENT OF ELECTRIC POWER IN THE VALUATION OF THE POWER NON ACTIVE AND YOUR EFFECT ON THE BILLING \*

AUTHOR: BAUTISTA MORANTES ADAN DE JESÚS\*\*

PASSWORDS: Power, harmonics, unbalance, Std IEEE Std 1459, connection with two elements, billing.

The mistaken application of some concepts of power so much in three-phase system as single-phase, generate errors in the estimate of power and electrical energy. For example: Consider that all the powers of the three-phase system (active, reactive and apparent) it is obtained as the sum of the powers of three single-phase systems; Register inadequately those signals of voltage and current, and to unknown the effect of the harmonic and the loads unbalanced on the measurement of energy.

In order to, in this work is made a revision of the concepts of power, the models established by several authors including the proposal IEEE Std 1459 and the results obtained in the simulation they were contrasted with the different models for different conditions of load.

Additionally, it is analyzed the algorithms used by four digital meters of electrical energy of commercial use in Colombia, they are compared with the proposals before mentioned and they were determined the possible errors generated in the measurement of power and electrical energy due to harmonics, unbalanced in three-phase systems and the connection of two single-phase elements to measure the three-phase powers of systems of three-wire. This last schemes of measurement is widely use in levels of voltage between 13,2 kV and 34,5 kV in Colombia.

Finally is realized the technical and economic analysis for a company of the industrial sector, with the purpose of determine the possible errors that can happen in the mensuration of power and electric power with two or three elements and your incidence in the monthly billing of energy.

---

\* Work of grade master in Engineering area Electric Engineering

\*\* Engineering Physique mechanics Faculty. Engineering Electric, Electronic and Telecommunications School. Director: Gabriel Ordóñez Plata.

## INTRODUCCIÓN

Las políticas macroeconómicas del Gobierno Nacional y la legislación vigente en materia energética, han conducido a que las empresas del sector eléctrico ya sean de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía, establezcan como prioritario el diseño y puesta en marcha de programas de reducción de pérdidas de energía.

Tales pérdidas se clasifican usualmente en dos grupos: Las pérdidas técnicas, asociadas con la potencia consumida por efecto joule en los elementos de tipo resistivo que intervienen en cada proceso, y las pérdidas no técnicas, asociadas con factores como el hurto de energía y las deficiencias en el manejo administrativo de la facturación.

Adicionalmente pueden existir otro tipo de pérdidas que no se identifican plenamente con las anteriores y son aquellas generadas en el proceso de medición en el cual intervienen factores como: Los errores de medición inherentes al funcionamiento de los equipos de medida; la inadecuada programación de los algoritmos de análisis utilizados por los contadores digitales de energía para el tratamiento de la información y la selección inadecuada de sistemas y equipos de medición, en algunos casos incompatibles con el tipo de carga o con el sistema de suministro de energía eléctrica en el cual se mide. Estos factores de incidencia directa sobre la facturación, pueden afectar las finanzas de las empresas del sector eléctrico y/o en algunos casos al usuario final del servicio.

Por otra parte, se encuentra en revisión y ajuste por parte de la CREG, la regulación relacionada con el cobro de la energía reactiva en las diferentes fronteras comerciales del sector eléctrico.

Todo lo anterior, amerita una revisión de los conceptos de potencia tanto activa como no activa y de los sistemas utilizados para su adecuada medición con el fin de proponer unas condiciones mínimas de transparencia y equidad para la facturación y posterior cobro de la energía eléctrica.

En esta investigación, se analizan éstas y otras inquietudes sobre el tema y a partir de los datos correspondientes a la totalidad de usuarios no regulados de una empresa del sector eléctrico en Colombia, se plantea una metodología de selección de usuarios a quienes se les realiza una monitorización de sus señales de tensión y corriente en las fronteras comerciales del operador de red, para evaluar el efecto de los sistemas de medición de energía en la valoración de las potencias activa y no activa.

En la organización del documento se presenta un primer capítulo donde se plantean los fundamentos teóricos sobre medición de potencia y energía, el marco regulatorio vigente, los agentes causantes de pérdidas y los índices proyectados para los próximos años. Así mismo, se realiza un análisis de los diversos sistemas

de medición, los modelos de potencia y la conveniencia de su aplicación en cada caso.

El segundo capítulo presenta una propuesta metodológica para la selección de los usuarios a monitorizar y la caracterización de las cargas presentes en la población total correspondiente a un operador de red, a partir de la descripción de las técnicas de muestreo aplicables en estos casos. Se establecen los criterios de selección y la ponderación de cada variable según la naturaleza del usuario y el tipo de carga conectada.

En el tercer capítulo, se aplica la metodología propuesta para seleccionar una muestra representativa de usuarios no regulados pertenecientes a una empresa del sector eléctrico en Colombia. Una vez seleccionada la muestra, se analizan sus actuales sistemas y equipos de medición y los algoritmos de programación de los mismos.

A continuación en el capítulo cuarto, se realiza la monitorización de las señales de tensión y corriente, la caracterización de usuarios según el escenario de carga y se consignan los resultados de la monitorización.

En el capítulo quinto, se analiza el escenario específico de carga correspondiente a un usuario del sector industrial y se realiza un estudio técnico y financiero sobre la incidencia de los actuales sistemas y equipos de medición de energía eléctrica en la valoración de la potencia y la facturación mensual de energía.

Finalmente, se plantean algunas conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio, sobre el comportamiento de los medidores bajo distintos escenarios de carga y conexión, las cuales se espera contribuyan al mejoramiento de los sistemas de medición de energía eléctrica.

## **1. GENERALIDADES SOBRE MEDICIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ELÉCTRICA**

La potencia constituye uno de los parámetros de mayor importancia en el análisis de los circuitos eléctricos, pues de ella depende el dimensionamiento del sistema tanto en nivel de aislamiento como en capacidad de transporte. Además, la utilización de la potencia durante un intervalo de tiempo determina la energía consumida en un sistema eléctrico.

Los dos parámetros anteriores, tienen especial importancia, si se tiene en cuenta que las transacciones entre los diversos agentes participantes en el mercado de energía eléctrica, se centra en el despacho de potencia y al intercambio de energía, lo cual da lugar a operaciones financieras con todas las repercusiones que esto conlleva.

La adecuada medición de estos parámetros constituye la garantía de que tales transacciones se puedan dar en condiciones de transparencia y equidad para las partes que intervienen en el mercado.

A continuación se realiza un recuento de los aspectos más relevantes en lo que respecta a la medición de potencia y la facturación de energía eléctrica.

### **1.1 MARCO REGULATORIO**

*“El régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia”<sup>1</sup>.*

Con base en este mandato legal, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) introdujo en el esquema tarifario, el reconocimiento eficiente de las pérdidas de energía eléctrica y emite constantemente reglamentaciones relativas a la prestación del servicio, especificando las condiciones que deben cumplir los sistemas y equipos de medición.

Sin embargo, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), designada por el Gobierno Nacional para supervisar y vigilar el cumplimiento de las regulaciones emitidas por la CREG, no tiene la capacidad operativa para verificar el cumplimiento de tales requisitos y los laboratorios dedicados a la

---

<sup>1</sup> Ley 143 de 1994. Artículo 44.

calibración de equipos de medición de energía eléctrica no tienen aún patrones que tengan en cuenta las características y dinámicas actuales de los sistemas eléctricos.

Es necesario por ejemplo, establecer la conveniencia de mantener algunos procedimientos usuales dentro del contexto de los sistemas eléctricos como el uso de la conexión de dos elementos para medir la energía eléctrica en sistemas trifásicos de tres hilos, y la medición de energía reactiva utilizando el mismo principio de medición de la energía activa.

De igual forma, el criterio de diseño de algunos equipos de medición, así como sus algoritmos de análisis consideran aún sistemas eléctricos con cargas trifásicas balanceadas lineales y sin ningún tipo de perturbación, condiciones muy distintas a las que realmente se presentan en la mayoría de los sistemas eléctricos actuales.

Por otra parte, la CREG en sus resoluciones 018 y 024/2005, estableció la medición obligatoria de energía reactiva y sometió a discusión algunas modificaciones sobre su facturación, buscando una mejor operación de los sistemas eléctricos. Los cambios allí propuestos implican una inversión importante por parte de las empresas del sector y la necesidad de revisar los algoritmos que se utilizan en los medidores digitales de energía eléctrica para la su estimación.

Por su parte, el Institute Electrical Electronics Engineers (IEEE), ha emitido en el mismo sentido el estándar de prueba 1459, en el cual propone un modelo general de medición de energía eléctrica que involucra factores como los armónicos y el desbalance de cargas.

Sin embargo, en el área de medición de energía y calidad de potencia, la resolución CREG 025 de 1995 o código de medida, constituye el documento de referencia en el sector eléctrico colombiano y en él se establecen los siguientes requisitos que deben presentar los equipos de medida instalados en Colombia<sup>2</sup>:

- Los medidores electrónicos deberán ser trifásicos y calcular en forma directa y fiel la energía de cada una de las tres fases, con emisores de impulso a tres hilos libres de potencial, dispositivo antirretroceso e indicador numérico de energía medida, con memoria no volátil. Si son bidireccionales, deben tener doble almacenamiento.
- Los medidores de clase 0,2 y 0,5 S deberán ser de tipo estático, normalizados como clase 0,2 S.

---

<sup>2</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. CÓDIGO DE REDES: Código de medida. Santa Fe de Bogotá: CREG, 1995. p. 138-139. : il. (CREG 025)

- El medidor de respaldo será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a este en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta forma la continuidad de la medición y registro.
- La frecuencia de los emisores de impulsos no debe superar en régimen de carga máxima el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a 30 ms.
- Los medidores principales de cada frontera comercial, deberán disponer de registradores tanto para la energía activa como reactiva, los cuales obtienen y almacenan en forma permanente los valores de energía.
- El procedimiento normal de lectura de los registradores se hará de forma remota, mediante la utilización de canales de las redes telefónicas conmutadas y la red de las empresas del SIN. Para ello, el equipo estará dotado de un módem de datos y la programación necesaria para la comunicación, con el grado de protección y confiabilidad requerido. Adicionalmente, dispondrá de la posibilidad de adquisición local de la información en papel y en medio magnético (discos).
- Como referencia de tiempo los registradores utilizarán una base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa remota de los mismos desde el CND.

Las características específicas de precisión de los equipos de medida instalados a diferentes niveles de tensión, según la misma resolución se ilustran en la Tabla 1.

Tabla 1. Clase del equipo de medida\*

Instalación	CT's	PT's	Medidor
Fronteras con tensiones mayores o iguales a 110 kV, ó transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses mayores o iguales a 20 MWh.	0,2	0,2	0,2
Fronteras con tensiones menores a 110 kV, ó transferencias medias horarias menores a 20 MWh. Servicios auxiliares.	0,5	0,5	0,5

\* La resolución de los valores almacenados de los contadores deberá tener una precisión de 10 kWh.

Las resoluciones de la CREG no han tenido en cuenta el ancho de banda mínimo de los transformadores de medida, aspecto de gran importancia en sistemas eléctricos donde se presenten componentes armónicas.

Entre otras normas complementarias de similar importancia sobre el tema, emitidas por el Gobierno Nacional a través de la CREG, se pueden citar:

- Resolución 108 de 1997. Adopta en el capítulo I algunas definiciones referentes a los equipos de medida y, en el capítulo IV, establece los requisitos para la conexión del servicio y la medición individual de energía.

- Resolución 070 de 1998 o Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, la cual establece normas sobre la calidad en la prestación del Servicio de Distribución de Electricidad, la medición de energía reactiva y las compensaciones respectivas.
- 082 de 2002 en la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local y se fijan normas sobre el consumo de energía reactiva para aquellos usuarios de Nivel de Tensión 1, no residenciales, o fronteras comerciales, con el fin de establecer el cobro de la energía reactiva.
- 047 de 2004 que establece las condiciones para el control y cobro del factor de potencia a usuarios finales.
- 018 de 2005, la cual reglamenta la gestión del flujo de Potencia Reactiva y define las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN, en la prestación de este servicio.
- 024 de 2005 y 016 del 2007 por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Y establece para Enero de 2006, el plazo para realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de niveles de tensión 4, 3 y 2, así como en el 5 % de los circuitos a 13,2 kV cuya unidad constructiva reconozca esos equipos, y en la totalidad de los circuitos donde esto ocurra, en un plazo de dos años más.
- 110 de 2005 por la cual se amplía el plazo establecido en la resolución 024 de 2005, para la instalación de equipos de medición de Calidad de la Potencia Eléctrica hasta el 31 de julio de 2006.
- 049 de 2006, por la cual se suspende el plazo para la exigencia de las mediciones de la Calidad de la Potencia Eléctrica, por algunas razones expuestas por los operadores de red, relacionadas con dificultades en adquisición de hardware y software; operación de canales de comunicación; pruebas exigidas a los proveedores; certificación de equipos; procesamiento y reporte de datos, e interpretación de las modificaciones realizadas a la normatividad internacional.
- 107 de 2006, por la cual se hace público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de modificar parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Además establece que: Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que a partir del *3 de septiembre de 2007*, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100 % de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo.”

## 1.2 ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

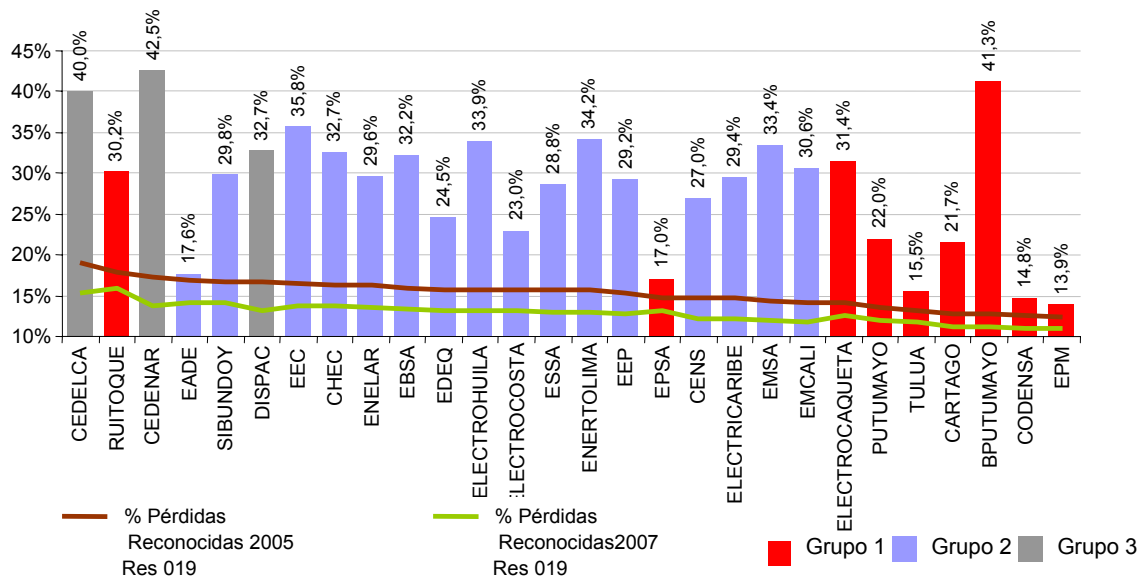
Una medida de la eficiencia de una empresa en la utilización de la energía es el *Índice de Pérdidas*, el cual representa el porcentaje de energía que se pierde por causas técnicas o no técnicas y para cuya evaluación se consideran periodos de un año.

En consecuencia, las pérdidas de energía corresponden a la diferencia entre la energía que ingresa a un sistema y la energía que entrega el mismo, por tanto, el índice de pérdidas se calcula como:

$$I = \frac{\text{Energía de entrada} - \text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}} * 100\% \quad (1)$$

**1.2.1 Niveles de pérdidas actuales.** Las pérdidas de energía registradas por las empresas del sector eléctrico, en los últimos años oscilan alrededor del 28%, tal como se ilustra en la figura 1.

Figura 1. Pérdidas reconocidas resolución CREG 019/2005 vs. pérdidas comerciales actuales



Como se observa en la figura, los valores reportados por la mayoría de las empresas comercializadoras de energía a la superintendencia de servicios públicos domiciliarios son muy superiores al valor reconocido, por lo cual dichas empresas, deben asumir los costos excedentes generados por tales pérdidas.

**1.2.2 Niveles de pérdidas proyectados.** En la tablas 2 y 3, se muestra la evolución histórica de los índices de pérdidas durante los últimos años de acuerdo con la metodología de cálculo establecida por la CREG.

Tabla 2. Índices de pérdidas de energía proyectadas para el sector urbano.

DESCRIPCION	AÑO			
	2004	2005	2006	2007
Proyección de pérdidas	11,39%	10,94%	10,56%	10,42%
Pérdidas reconocidas sin acumular nivel de tensión I	6,00%	5,94%	5,56%	5,42%
Pérdidas reconocidas acumuladas nivel de tensión I	11,00%	10,94%	10,56%	10,42%

Fuente: CREG. Metodología para definir el índice de pérdidas. Oct. 2002. Pág 21.

Tabla 3. Índices de pérdidas de energía proyectadas para el sector rural.

DESCRIPCION	AÑO			
	2004	2005	2006	2007
Proyección de pérdidas	19,65%	19,22%	18,80%	18,48%
Pérdidas reconocidas sin acumular nivel de tensión I	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Pérdidas reconocidas acumuladas nivel de tensión I	11,00%	11,00%	11,00%	11,00%

Fuente: CREG. Metodología para definir el índice de pérdidas. Oct. 2002. Pág 21.

De acuerdo con los indicadores anteriores, se observa que las metas establecidas a las empresas de distribución de energía, aún son difíciles de alcanzar, por lo cual se deben explorar nuevos mecanismos para la reducción de pérdidas.

Dentro de las múltiples acciones puestas en marcha por las empresas del sector eléctrico Colombiano para reducir el índice de pérdidas se encuentra el desarrollo de planes de uso racional y eficiente de la energía, proyectos de remodelación de redes o el reemplazo de redes abiertas por redes trenzadas tipo antifraude.

### 1.3 AGENTES CAUSANTES DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Según la CREG, la responsabilidad sobre las pérdidas no técnicas recae directamente sobre las empresas asociadas con la prestación del servicio, de acuerdo con los indicadores mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 4. Grado de responsabilidad en las pérdidas no técnicas.

DESCRIPCION	DISTRIBUIDOR	COMERCIALIZADOR
Conexiones ilegales.	100%	
Fraude	50%	50%
Zonas rojas	50%	50%
Fallas administrativas		100%
Fallas en contadores		100%

Fuente: CREG. Metodología para definir el índice de pérdidas. Octubre de 2002.

Tal como se observa, el concepto correspondiente a fallas en medidores de energía objeto del presente estudio es responsabilidad exclusiva del comercializador de energía, por lo tanto sus esfuerzos deben orientarse a lograr un nivel de pérdidas óptimo.

Se considera como nivel de pérdidas óptimo, aquel que las empresas deben recuperar de sus clientes para lograr un balance entre la reducción de costos por menores pérdidas técnicas y no técnicas, y la inversión necesaria para su control y auditoria.

## **1.4 FACTURACIÓN DE ENERGÍA**

**1.4.1 Aspectos generales.** A partir de 1991, los estudios de los especialistas, se han centrado en el establecimiento del flujo de potencia en redes trifásicas en régimen no-sinusoidal o desequilibrado sinusoidal, ya que existen distintas expresiones para totalizar el balance de los componentes de potencia de cada fase, y diferentes estrategias para su formulación. La finalidad es establecer criterios de consumo que sirvan para la facturación de la energía eléctrica teniendo en cuenta, de una parte, los avances tecnológicos de la instrumentación de muestreo y de otra, el número de cargas no-lineales conectadas a la red.

Como la mayoría de las instalaciones eléctricas actuales, contienen elementos receptores no lineales que originan corrientes altamente distorsionadas, se sobrecarga el transformador de alimentación y la línea y, además, aumentan las pérdidas por transmisión. Por lo tanto, parece necesario diseñar aparatos de medida que, de acuerdo con definiciones de potencia y energía eléctrica en régimen no-sinusoidal -actualizadas y aceptadas por las principales organizaciones internacionales - CIGRE, CEI, IEEE, CENELEC, etc, establezcan unos nuevos conceptos tarifarios en los que se bonifique el consumo sinusoidal equilibrado y el factor de potencia unitario, penalizando no sólo la demanda de reactiva - como en la actualidad - sino también, la deformación armónica inyectada a la red y el consumo desequilibrado<sup>3</sup>.

A este respecto, el *IEEE* en el Standard 1459 propone desglosar la potencia aparente, en cinco componentes que consideran la relación entre la potencia calculada, las tasas de distorsión armónica y los desbalances de tensión y corriente, desarrollos teóricos corroborados con base en medidas de campo.

**1.4.2 Estructura de tarifas.** La *Ley 143 de 1994. Artículo 11*, con el fin de establecer la fórmula tarifaria, definió dos tipos de usuarios:

---

<sup>3</sup> EGUILUZ Luís Ignacio. Criterios para una facturación de la energía eléctrica más equitativa, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Madrid, España 2002. p. 2.

“Usuario regulado: persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas”.

“Usuarios no regulado: personal natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada”.

Se establecen como condiciones mínimas que debe cumplir un usuario no regulado, que la demanda promedio de potencia o de energía durante los últimos seis (6) meses sea superior a 0,1 MW de potencia y 55 MWh de energía, excepto para los usuarios que desarrollen actividades agroindustriales que procesen cosechas de carácter estacional, quienes podrán formar parte del mercado competitivo si demuestran que superan el límite referido al menos durante tres (3) meses consecutivos durante cada año.

De igual forma, la CREG mediante la resolución 019/2005, actualizó la fórmula tarifaria con la cual se calcula el valor unitario en \$/kWh para los usuarios regulados así:

$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{[1 - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{1,t})]} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + CV_{m,t} \quad (2)$$

Donde:

$CU_{n,m,t}$ , es el costo unitario en \$/kWh para los usuarios regulados del comercializador conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondientes al mes  $m$  del año  $t$ .

$G_{m,t}$ , Costo de compra de energía en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$R_{m,t}$ , Costo de restricciones y servicios complementarios en \$/kWh del comercializador, correspondiente al mes  $m$  del año  $t$ .

$T_{m,t}$ , Costo promedio por uso del STN en \$/kWh para el comercializador, para el mes  $m$  del año  $t$ .

$D_{n,m,t}$ , Costo de distribución para el comercializador en la correspondiente área de comercialización, expresado en \$/kWh, para el nivel de tensión  $n$ , en el mes  $m$  del año  $t$ .

$CV_{n,m,t}$ , Costo variable de comercialización expresado en \$/kWh del comercialización, para el mes  $m$  del año  $t$ .

$IPRSTN_{t-1}$ , Índice de Pérdidas Reales del Sistema de Transmisión Nacional asignadas al comercializador, en el año  $t-1$ , calculado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

$IPAD_{n,t}$ , Índice de Pérdidas Acumuladas del sistema de Distribución STR/SDL reconocidas al distribuidor que opera en la respectiva área de comercialización para el nivel de tensión  $n$ , en el año  $t$ .

$IPRC_{1,t}$ , Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador para el nivel de tensión 1, en el año  $t$ , el cual a su vez, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$IPRC_{1,t} = IPFDG_{1,t} + IPCG_{1,t,g} \quad (3)$$

Donde:

$IPFDG_{1,t}$ , Índice de Pérdidas reconocidas por Fraude de Difícil Gestión al comercializador para nivel de tensión 1, en el año  $t$ .

$IPCG_{1,t,g}$ , Índice de Pérdidas Reconocidas al Comercializador gestionables para usuarios conectados al nivel de tensión 1, año  $t$ , por grupo.

Para los demás niveles de tensión no se reconocerán pérdidas comerciales.

Las demás componentes, se pueden calcular de forma individual tal como se establece en la resolución CREG 019/2005, Anexo 1, numerales 1 a 6.

De acuerdo con lo anterior, si el comercializador factura adecuadamente la energía total demandada por el sistema, tanto activa como reactiva, sus índices de pérdidas se reducen, lo cual conlleva a la disminución en el valor del costo unitario por kWh.

## 1.5 SISTEMAS DE MEDICIÓN

La medición de potencia eléctrica, se puede efectuar de varias formas dependiendo de factores como el nivel de tensión, la magnitud de la corriente, el tipo de carga y la ubicación geográfica del usuario, dentro del marco técnico y legal establecido por la CREG en la resolución 108/97 caps I y IV y 025/95, anexo CM-I.

En la práctica se consideran tres sistemas de medición de la energía eléctrica:

- Medición directa: Asociada con bajos consumos de energía, en la cual el medidor se conecta directamente a la tensión nominal y se alimenta con la corriente nominal del sistema.
- Medición semidirecta: Asociada con consumos mayores de 100 A y tensiones menores de 600 V. Esto implica el uso de transformadores de corriente con relaciones 100, 200 hasta 1000/5 A.
- Medición indirecta: Corresponde a cargas elevadas con un alto consumo de energía que requieren alimentación a niveles de tensión superiores a 600 V, lo cual exige el uso de transformadores de medida de corriente y tensión.

Dentro de estos dos últimos métodos existe una variante para la medición de potencia trifásica, denominada conexión Aron, que consiste en utilizar solo cuatro transformadores de medida (dos de corriente y dos de tensión) y no seis, para adecuar las señales de tensión y corriente en sistemas trifásicos de tres conductores.

**1.5.1 Medidores de energía.** Los medidores de energía se pueden clasificar de múltiples formas así:

- Según el número de fases del sistema
 

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidores monofásicos.</li> <li>• Medidores bifásicos.</li> <li>• Medidores trifásicos.</li> </ul>
---
  
- Según el principio de funcionamiento
 

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidores de inducción.</li> <li>• Medidores digitales.</li> </ul>
---
  
- Según el tipo de energía registrada
 

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidores de energía activa.</li> <li>• Medidores de energía reactiva.</li> </ul>
--

Sin embargo, con el avance de los dispositivos electrónicos, hoy se encuentran en el mercado dispositivos integrados que permiten la medición simultánea de energía activa, reactiva y aparente, además de otros parámetros eléctricos como tensión, corriente y factor de potencia entre otros. Así mismo, las diversas formas de energía pueden registrarse en el primero, segundo, tercero o cuarto cuadrante, de acuerdo con la dirección del flujo de potencia.

Por el tipo de usuarios que se analizarán, por los avances logrados durante los últimos años en materia tecnológica y por la masificación en su uso, el presente trabajo, se orienta en forma particular al estudio de los medidores digitales de energía en sistemas trifásicos.

Las características técnicas que deben cumplir los equipos de medición, de telecomunicación y de respaldo asociados, así como los procedimientos de

instalación, pruebas, certificación, operación y mantenimiento, están establecidos en el Código de medida, el cual hace parte del código de redes o resolución CREG 025 de 1995.

**1.5.2 Elementos transductores.** En casos en los cuales el sistema eléctrico es de gran dimensión, es decir, los niveles de tensión son superiores a 600 V o la magnitud de la carga origina la circulación de corrientes superiores a 100 A, es necesario disponer de algunos elementos intermediarios entre el sistema y el medidor. Dichos elementos se denominan transductores y son principalmente de dos clases:

- *Transformadores de corriente. Permiten reducir la corriente nominal del sistema a valores admisibles por el medidor de energía. En condiciones normales y conexiones apropiadas, la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria, y están desfasadas entre sí, un ángulo aproximado a cero grados.*
- *Transformadores de tensión. Su objetivo es reducir la tensión nominal del sistema a valores admisibles por el medidor de energía. Bajo conexiones adecuadas, la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria, y están desfasadas entre sí, un ángulo aproximado a cero grados.*

Dentro de la selección de tales elementos, es necesario considerar factores como la clase del equipo y el ancho de banda. El primero con el fin de determinar la precisión del elemento, y el segundo, con el fin de evaluar la exactitud de la señal registrada por el medidor de energía, por cuanto un reducido ancho de banda puede generar filtrado de la señal captada por el medidor.

Las características técnicas de fabricación, selección y operación de transformadores de medida, se encuentran consignadas en las normas NTC 5019, NTC 2205 y NTC 2207.

## **1.6 MODELOS DE MEDICIÓN DE POTENCIA**

La definición de potencia eléctrica y la forma de calcularla, han evolucionado progresivamente en la medida que aparecen nuevas investigaciones originadas por la dinámica en el comportamiento de los sistemas eléctricos.

Dentro de los modelos de análisis, en los cuales se basa la programación de los algoritmos de los medidores digitales se encuentran los siguientes:

**1.6.1 Modelo de Budeanu<sup>4</sup>.** Sugerido por Budeanu en 1927 propone la descomposición de la potencia aparente en tres partes:

$$S^2 = P^2 + Q_B^2 + D_B^2 \quad (4)$$

Donde:

$P$ : Es la potencia activa del sistema.

$Q_B$ : Es la potencia reactiva de Budeanu, definida como:

$$Q_B = \sum_n V_n I_n \text{Sen} \varphi_n \quad (5)$$

$D_B$ : Es la potencia de distorsión, definida como:

$$D_B = \sqrt{S^2 - P^2 - Q_B^2} \quad (6)$$

La potencia  $Q_B$  es atribuida al fenómeno originado por el flujo recíproco de energía magnetizante, y la distorsión de potencia  $D_B$ , a la distorsión de la forma de onda de la corriente con respecto a la tensión.

Estas interpretaciones no son del todo correctas por cuanto:

- a) *El flujo recíproco de energía puede existir aún en circuitos en los cuales  $Q_B = 0$ .*
- b) *La forma de onda de la corriente puede estar distorsionada respecto a la tensión aún en circuitos en los cuales  $D_B = 0$ .*

**1.6.2 Modelo de Fryze<sup>5</sup>.** Propuesto por Fryze en 1931, está basado en la descomposición de la corriente en dos partes ortogonales en el dominio del tiempo. Definiendo una corriente activa  $i_a$  como la componente que tiene el mínimo valor necesario para transmitir la potencia activa  $P$ , es decir:

$$i_a(t) = \frac{P}{|v(t)|^2} v(t) \quad (7)$$

La componente restante de la corriente está definida como:

$$i_b(t) = i(t) - i_a(t) \quad (8)$$

---

<sup>4</sup> PETIT, J. y USTARIZ, A. Análisis general de armónicos: revisión de las definiciones de potencia. Tesis de grado, UIS. 1996. Director: Gabriel Ordóñez Plata.

<sup>5</sup> *Ibíd.*

Estas dos corrientes son mutuamente ortogonales, su producto escalar es igual a cero.

Entonces:

$$|i(t)|^2 = |i_a(t)|^2 + |i_b(t)|^2 \quad (9)$$

Multiplicando la ecuación (6) por  $|v(t)|^2$  la ecuación de potencia queda expresada de la forma:

$$S^2 = P^2 + Q_F^2 \quad (10)$$

Donde la definición de la potencia de Fryze es:

$$Q_F = |v(t)||i_b(t)| \quad (11)$$

Sin embargo, el valor de esta potencia no proporciona ningún dato para el diseño de la compensación de la potencia reactiva. Es decir, existen circuitos con cargas diferentes y con el mismo consumo de potencia reactiva de Fryze.

En su mayoría, los equipos de medición comercial de energía eléctrica utilizan el modelo de Budeanu y algunos el de Fryze. Sin embargo, todos por igual han sido diseñados considerando condiciones ideales de suministro de energía, como cargas trifásicas perfectamente balanceadas y libres de perturbaciones.

**1.6.3 Modelo de Czarnecki.** Hacia 1990, L. Czarnecky [8] realizó una comparación entre las diversas definiciones y presentó una propuesta para estimar las potencias en sistemas trifásicos.

El modelo de potencia de Czarnecki establece que la potencia aparente está compuesta por cinco componentes:

$$S = VI = \sqrt{P^2 + Q_r^2 + D_u^2 + D_g^2 + D_s^2} \quad (12)$$

Donde:

$P = P_1 + P_2 + \dots + P_n = VI_a = VICos\theta$  : Es la potencia activa.

$Q_r = VI_r = VISen\theta$  : Es la potencia reactiva.

$D_u = VI_u$  : Es la potencia de desbalance

$D_g = VI_g$  : Es la potencia generada.

$D_s = VI_s$  : Es la potencia residual.

La tensión  $V$  se calcula de la forma:

$$V = \sqrt{\sum_{n=1}^h V_n^2} \text{ [kV]} \quad (13)$$

Y la corriente:

$$I = \sqrt{\sum_{n=1}^h I_n^2} = \sqrt{I_a^2 + I_r^2 + I_u^2 + I_g^2 + I_s^2} \quad (14)$$

La corriente también se puede descomponer en una componente activa que se define como:

$$I_a = \frac{P}{V} \quad (15)$$

Y una componente reactiva igual a:

$$I_r = \sqrt{\sum_{n=1}^h B_n^2 V_n^2} \quad (16)$$

La conductancia a cada frecuencia armónica se obtiene de la expresión:

$$\bar{Y} = \frac{\bar{I}_n}{V_n} = G_n + jB_n \quad (17)$$

La conductancia equivalente se calcula como:

$$G_e = \frac{I_a}{V} \quad (18)$$

De las expresiones anteriores, se obtiene la corriente residual o de dispersión:

$$I_s = \sqrt{\sum_{n=1}^h (G_n - G_e)^2 V_n^2} \quad (19)$$

Con las expresiones para las corrientes  $I_a$ ,  $I_r$  e  $I_s$  se obtienen las componentes de potencia por fase.

**1.6.4 Modelo IEEE Std 1459.** El comité de instrumentación y medidas en sistemas de potencia de la sociedad *Power Engineering* del *IEEE*, en enero del 2000, propuso el modelo de potencias denominado “*IEEE Std 1459-2000: IEEE Trial-Use Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, No sinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions*”.

Según la propuesta, las tensiones y corrientes rms se dividen en dos componentes: la fundamental y la no fundamental.

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (20)$$

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} \quad (21)$$

**1.6.4.1 Obtención de las corrientes y tensiones del modelo para sistemas de tres hilos.** La corriente de neutro, tanto fundamental como armónica es cero.

$$I_{n1} = I_{nH} = 0, \\ I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}} \quad (22)$$

$$I_{e1} = \sqrt{\frac{I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2}{3}} \quad (23)$$

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{I_{aH}^2 + I_{bH}^2 + I_{cH}^2}{3}} = \sqrt{I_e^2 - I_{e1}^2} \quad (24)$$

$$V_e = \sqrt{\frac{V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2}{9}} \quad (25)$$

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{V_{ab1}^2 + V_{bc1}^2 + V_{ca1}^2}{9}} \quad (26)$$

$$V_{eH} = \sqrt{\frac{V_{abH}^2 + V_{bcH}^2 + V_{caH}^2}{9}} = \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2} \quad (27)$$

La potencia activa esta dada por:

$$P = \sum_{n=1}^h V_n I_n \cos \theta \quad (28)$$

La potencia aparente esta dada por:

$$S_e = 3V_e I_e \quad (29)$$

De otra forma;

$$S_e^2 = S_{e1}^2 + S_{eN}^2 \quad (30)$$

Donde:

$S_{e1} = 3V_{e1}I_{e1}$ , es la potencia aparente fundamental efectiva y  $S_{eN}$ , es la potencia aparente efectiva no fundamental.

$$S_{eN}^2 = S_e^2 - S_{eI}^2 = D_{eI}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2 \quad (31)$$

La potencia de distorsión de corriente está dada por la expresión:

$$D_{eI} = 3V_{eI}I_{eH} \quad (32)$$

La potencia de distorsión de tensión se expresa como:

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{eI} \quad (33)$$

Y la potencia aparente armónica:

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} \quad (34)$$

$$D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_{eH}^2} \quad (35)$$

Y,

$$Q_e = \sqrt{S_e^2 - P^2} \quad (36)$$

**1.6.4.2 Obtención de las corrientes y tensiones del modelo para sistemas de cuatro hilos.** Las expresiones generales siguen siendo las mismas, sólo que en este caso es necesario considerar el efecto de la corriente de neutro y las tensiones de fase.

Las corrientes están ahora dadas por las expresiones:

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (37)$$

$$I_{eI} = \sqrt{\frac{I_{aI}^2 + I_{bI}^2 + I_{cI}^2 + I_{nI}^2}{3}} \quad (38)$$

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{I_{aH}^2 + I_{bH}^2 + I_{cH}^2 + I_{nH}^2}{3}} = \sqrt{I_e^2 + I_{eI}^2} \quad (39)$$

Mientras que las tensiones obedecen a las expresiones:

$$V_e = \sqrt{\frac{I}{18} [3(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2]} \quad (40)$$

$$V_{eI} = \sqrt{\frac{I}{18} [3(V_{aI}^2 + V_{bI}^2 + V_{cI}^2) + V_{aIbI}^2 + V_{bIcI}^2 + V_{cIaI}^2]} \quad (41)$$

$$V_{eH} = \sqrt{\frac{I}{18} [3(V_{aH}^2 + V_{bH}^2 + V_{cH}^2) + V_{abH}^2 + V_{bcH}^2 + V_{caH}^2]} = \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2} \quad (42)$$

El cálculo de las potencias, se realiza al igual que para el caso anterior, mediante las expresiones (28) a (36).

Lo anterior pone de manifiesto la necesidad de replantear la tradicional forma de evaluar la potencia no activa de manera que en ella se incluyan todas las componentes derivadas de la posible presencia de componentes armónicas de tensión y corriente y los desbalances que puedan presentarse en los sistemas trifásicos.

**1.6.5 Definiciones de potencia en sistemas trifásicos.** Las definiciones de potencia en sistemas trifásicos se han derivado de las definiciones propuestas para sistemas monofásicos; es decir, se considera que la potencia total del sistema es la suma de las potencias obtenidas en cada una de las fases. Este enfoque tiene validez en la definición de la potencia activa, independientemente de las características del sistema trifásico, ya que al ser ésta el valor medio de la potencia instantánea, la suma de los promedios de las potencias instantáneas por fase corresponde a la potencia activa total del sistema trifásico.

Sin embargo, para las demás potencias (aparente y reactiva), la suma de las potencias por fase no siempre corresponderá a la potencia total del sistema, ya que efectos como los armónicos y los desbalances del sistema hacen que la suma de las potencias por fase no corresponda a la potencia total del sistema. De hecho se definen dos potencias aparentes (de dimensionamiento): la aritmética y la vectorial.

La deficiencia de este enfoque está en considerar el sistema trifásico como tres sistemas monofásicos, cuando en realidad la generación, transmisión, distribución, y operación de los sistemas trifásicos se hace considerándolo como un sistema único. Este es uno de los mitos que aún se mantiene en la medición de potencias y energías en sistemas trifásicos y se incubó al considerar que todas las potencias del sistema se podían estimar de igual forma que la potencia activa, lo cual es cierto sólo cuando las condiciones del sistema trifásico son las ideales: tensión de suministro simétrica, carga balanceada y sistema sin armónicos.

## 1.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MODELOS DE POTENCIA

En la tabla 5 se presenta un análisis comparativo de los diferentes modelos de potencia analizados en este capítulo, estableciendo sus ventajas y desventajas.

Tabla 5. Análisis comparativo de los modelos de potencias

Modelo Propuesto	Ventajas	Desventajas
Budeanu	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maneja solo tres formas de potencia.</li> <li>• Rápida resolución matemática.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No considera el flujo recíproco de energía en circuitos con comportamiento resistivo.</li> <li>• El valor de la potencia de distorsión <math>D_B</math>, no refleja siempre la distorsión de la onda de corriente.</li> <li>• Consideran únicamente condiciones ideales de suministro de energía.</li> </ul>
Fryze	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tiene en cuenta dos componentes de corriente: la activa y la no activa, ortogonales entre sí.</li> <li>• Maneja sólo dos formas de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El valor de la potencia no activa, no proporciona ningún dato para el diseño de la compensación de la potencia reactiva.</li> <li>• Consideran únicamente condiciones ideales de suministro de energía.</li> </ul>
Czarnecki	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Considera todos los factores bajo los cuales puede estar operando un sistema.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El modelo del sistema depende de las componentes de frecuencia de las señales presentes en el sistema.</li> <li>• No es posible obtener un modelo equivalente en un sistema trifásico de cuatro hilos.</li> <li>• El análisis matemático es más complejo.</li> </ul>
IEEE 1459	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para la estimación de las potencias solamente se requiere de la evaluación del valor eficaz de las señales de tensión y corriente, y de las componentes fundamentales de estas señales.</li> <li>• La estimación propuesta permite discriminar las potencias causadas tanto por la componente fundamental como por las componentes armónicas.</li> <li>• Establece un índice basado en las potencias aparentes del sistema que permite valorar el efecto de los armónicos en el sistema.</li> <li>• El factor de potencia es una medida del grado de utilización del sistema (eficiencia del mismo).</li> <li>• En sistemas trifásicos define una potencia aparente efectiva que se evalúa proponiendo un sistema trifásico equivalente simétrico y balanceado que se obtiene considerando que las pérdidas en el transporte de potencia son las mismas que en el sistema trifásico original.</li> <li>• La potencia aparente efectiva es única, por tanto, se define un único factor de potencia en sistemas trifásicos.</li> <li>• Establece un índice basado en las potencias aparentes de la componente fundamental para valorar el desbalance de la carga trifásica.</li> <li>• La evaluación de la potencia no activa (reactiva) se obtiene a partir de la potencia aparente efectiva y la potencia activa total.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Su implementación en los sistemas de medición no es inmediata porque requiere de modificaciones en los algoritmos de los medidores digitales y en los esquemas de medición de algunos sistemas.</li> </ul>

## 1.8 MEDICIÓN DIGITAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Todos los medidores digitales determinan la energía activa de forma similar a como lo hacen los medidores electromecánicos; es decir, acumulando el producto de las señales de tensión y corriente. Sin embargo, aún no existe uniformidad en los criterios de estimación de las energías aparente y reactiva.

Estudios previos [1] y [10], permitieron establecer que la estimación de las potencias eléctricas por fase se realiza con algoritmos que difieren específicamente en la forma como evalúan las potencias y energías reactiva y aparente.

Todos los medidores obtienen las potencias trifásicas sumando las potencias estimadas por cada fase; es decir, que en esencia se considera que las potencias del sistema trifásico corresponden a la suma de las potencias de tres sistemas monofásicos.

La estimación de la potencia activa monofásica de todos los medidores se realiza promediando la potencia instantánea, que para la fase  $a$  es:

$$P_a = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_a[n] i_a[n] \quad (43)$$

La potencia activa trifásica se obtiene sumando las potencias obtenidas para cada una de las fases del sistema. La energía activa se estima de forma similar, la única diferencia es que no se realiza la división por  $N$  (número de muestras de tensión y corriente).

En algunos casos, cuando estos equipos se conectan en sistemas trifásicos de tres hilos, se hace cero la corriente de uno de los medidores monofásicos y se estima la potencia del sistemas conectando los otros dos medidores monofásicos a las tensiones de línea que correspondan, dependiendo de las corrientes que se estén adquiriendo (conexión Aron).

La estimación de la potencia aparente por fase se efectúa multiplicando los valores eficaces de tensión y corriente, que para la fase  $a$  será:

$$S_a = V_{RMS_a} I_{RMS_a} \quad (44)$$

La potencia aparente total trifásica en los medidores analizados se obtiene como la suma de las potencias aparentes de cada fase; es decir, se estima la potencia aparente aritmética. Sin embargo, la estimación de la energía aparente en varios de ellos se obtiene a partir de las estimaciones de las energías activa y reactiva.

La estimación de la potencia reactiva por fase en algunos medidores se realiza retrasando la señal de tensión  $\pi/2$  radianes con respecto a la frecuencia del sistema, para posteriormente evaluar el promedio del producto de esta tensión con la señal de corriente. En algunos medidores, este desplazamiento en el tiempo de la señal de tensión se realiza mediante integración. En otros, simplemente se desplaza la onda de tensión; es decir, que las ondas modificadas de la señal se obtienen de la forma:

$$v_Q(t) = \omega \int v(t) dt$$

$$v_Q(t) = v\left(t - \frac{\pi}{2\omega}\right) \quad (45)$$

Una vez se modifica la señal de tensión, la potencia reactiva se evalúa como:

$$Q = \frac{1}{T} \int v_Q(t) i(t) dt \quad (46)$$

Esta potencia se evalúa en los medidores digitales como:

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} V_Q[n] i[n] \quad (47)$$

Otra expresión utilizada por algunos medidores digitales para estimar la potencia reactiva por fase es:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (48)$$

De las tres formas de evaluar la potencia reactiva, la más adecuada es la propuesta en (48), ya que tiene en cuenta para la estimación de la potencia reactiva no sólo los efectos relacionados con la magnetización (elementos inductivos) o la carga eléctrica (elementos capacitivos) de los materiales sino también los efectos de las componentes armónicas de tensión y corriente del sistema. En todos los casos, la potencia reactiva total se obtiene sumando las potencias de cada una de las fases.

La estimación de la energía reactiva calculando la potencia con la ecuación (47) sólo requiere que no se divida por N. En cambio, si se utiliza (48) para evaluar la potencia reactiva es necesario multiplicar las estimaciones de potencia por el tiempo durante el cual se realiza la medición para obtener la energía reactiva<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> ORDÓÑEZ, G y DUARTE, C. Mitos y realidades en la medición de potencia y energía eléctrica. Tercer simposio internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, Bogotá, 2005. Bogotá, 2005. p. 5.

## 2. ASPECTOS METODOLÓGICOS

Debido a que un análisis sobre el comportamiento del conjunto total de usuarios de una empresa comercializadora de energía implica el manejo grandes volúmenes de información. En consecuencia para agilizar dichos análisis, es necesario establecer una metodología que permita de forma práctica seleccionar una muestra representativa del sistema y cuyos resultados finales en lo posible se puedan extrapolar a toda la población.

A continuación se propone una metodología basada en herramientas estadísticas, la cual considera las diversas técnicas de muestreo existentes, con el fin de establecer la muestra de usuarios representativa del conjunto en la cuales se monitorizarán las señales de tensión y corriente.

### 2.1 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LA TÉCNICA DE MUESTREO Y EL TAMAÑO DE LA MUESTRA.

El estudio de una población a partir de muestras representativas, permite reducir los costos de recolección y tratamiento de datos y proporciona una mayor rapidez en el análisis de la información. Sin embargo, durante la aplicación de la estadística inferencial se enfrentan dos inconvenientes, la elección de la muestra (*muestreo*), tema alrededor del cual gira la propuesta metodológica, y la extrapolación de las conclusiones obtenidas sobre la muestra al resto de la población (*inferencia*).

**2.1.1 Técnicas de muestreo<sup>7</sup>.** El tipo de muestreo más recomendado es el muestreo aleatorio, en cuyo caso todos los elementos de la población tienen la misma probabilidad de ser extraídos. No obstante, dependiendo del problema y con el fin de reducir costos o aumentar la precisión, se pueden considerar otras técnicas como el muestreo sistemático, el muestreo estratificado o el muestreo por conglomerados.

**2.1.1.1 Muestreo Aleatorio.** Una muestra se dice que es extraída al azar cuando la manera de selección es tal, que cada elemento de la población tiene igual oportunidad de ser seleccionado. Una muestra aleatoria es también llamada muestra probabilística y son generalmente preferidas por los profesionales de la estadística porque la selección de las muestras es objetiva y el error muestral puede ser medido en términos de probabilidad considerando una distribución normal.

---

<sup>7</sup> SCHEAFFER, Richard. MENDENHALL, William. y OTT Lyman. Elementos de muestreo. México: Iberoamérica, 1987, 320 p.

**2.1.1.2 Muestreo sistemático.** Una muestra sistemática es obtenida cuando los elementos son seleccionados de forma ordenada. La selección depende del número de elementos incluidos en la población y el tamaño de la muestra. El número de elementos en la población es, primero, dividido por el número deseado en la muestra. El cociente indicará si se debe seleccionar un décimo, un onceavo, o un centésimo elemento en la población.

El primer elemento de la muestra es seleccionado al azar. Por lo tanto, una muestra sistemática puede dar la misma precisión de estimación acerca de la población, que una muestra aleatoria simple cuando los elementos en la población estén ordenados al azar.

**2.1.1.3 Muestreo aleatorio estratificado.** Un muestreo aleatorio estratificado es aquel en el cual se divide la población de  $N$  individuos, en  $k$  subpoblaciones o estratos más homogéneos que la población total, atendiendo a criterios que puedan ser importantes en el estudio, de tamaños respectivos  $N_1, \dots, N_k$ , es decir:

$$N = N_1 + N_2 + \dots + N_k \quad (49)$$

En cada una de las subpoblaciones se realizan muestreos aleatorios simples de tamaño  $n_i$ ,  $i = 1, \dots, k$ .

Los elementos de la muestra son seleccionados al azar o por un método sistemático de cada estrato. Las estimaciones de la población, basadas en la muestra estratificada, usualmente tienen mayor precisión (o menor error muestral) que si la población entera es muestreada mediante muestreo aleatorio simple. El número de elementos seleccionado de cada estrato puede ser proporcional o no al tamaño del estrato en relación con la población.

**2.1.1.4 Muestreo por conglomerados.** Para obtener una muestra por conglomerados, primero se divide la población en grupos convenientes para el muestreo. Luego, se selecciona una porción de los grupos al azar o por un método sistemático. Finalmente, se toman todos los elementos de los grupos seleccionados o parte de ellos al azar o por un método sistemático para obtener una muestra. Bajo este método, aunque no todos los grupos son muestreados, cada grupo tiene igual probabilidad de ser seleccionado. Por lo tanto la muestra es aleatoria.

Una muestra de conglomerados, usualmente produce un mayor error muestral (por lo tanto, origina menor precisión de las estimaciones acerca de la población) que una muestra aleatoria simple del mismo tamaño. Los elementos individuales dentro de cada "conglomerado" tienden usualmente a ser iguales. Sin embargo, una muestra de conglomerados puede producir la misma precisión en la estimación que una muestra aleatoria simple, si la variación de los elementos individuales dentro de cada conglomerado es tan grande como la de la población.

**2.1.2 Selección de la técnica de muestreo.** Para seleccionar la técnica de muestreo más adecuada es necesario determinar en primera instancia que cantidad de información se debe analizar, por cuanto, muy poca información impide realizar buenas estimaciones; mientras que mucha información ocasiona gastos innecesarios. La cantidad de información obtenida en la muestra depende del número de elementos muestreados y de la cantidad de variación en los datos. Este último factor puede ser controlado por el método de selección de la muestra.

El diseño de la muestra y el tamaño de la misma determinan la cantidad de información pertinente a un parámetro poblacional, siempre y cuando se obtengan mediciones representativas en cada elemento muestreado.

Para el caso particular del estudio de los medidores de energía eléctrica, el muestreo sistemático estratificado por conglomerados permite las mejores aproximaciones para la selección de la muestra, si se tiene en cuenta que la población puede agruparse de acuerdo con características particulares (estratos o conglomerados) como el nivel de tensión de operación, la marca del medidor y el tipo de actividad desarrollada en cada instalación.

En consecuencia, la técnica recomendada en este caso combina tres tipos de muestreo:

- Muestreo sistemático, por cuanto los elementos de la muestra son seleccionados de forma ordenada y dicha selección depende del número de elementos incluidos en la población.
- Muestreo estratificado, por cuanto la población de  $N$  individuos, se divide en  $k$  subpoblaciones o estratos más homogéneos que la población total, atendiendo a criterios técnicos importantes, y,
- Muestreo por conglomerados, por cuanto una vez dividida la población en grupos convenientes para el muestreo, se selecciona una porción de cada grupo con características comunes, para finalmente tomar todos los elementos de los grupos seleccionados y así obtener la muestra.

**2.1.3 Tamaño de la muestra.** Una vez seleccionada la técnica combinada del muestreo sistemático estratificado por conglomerados, existen dos métodos para determinar cuantos elementos de la muestra se han de elegir de cada uno de los estratos: la asignación proporcional y la asignación óptima.

- **Asignación proporcional**<sup>8</sup>. sea  $n$  el número de individuos de la población total que forman parte de alguna muestra:

$$n = n_1 + n_2 + \dots + n_k \quad (50)$$

---

<sup>8</sup> Ibíd.

Cuando la asignación es proporcional, el tamaño de la muestra de cada estrato es proporcional al tamaño del estrato correspondiente con respecto a la población total:

$$n_i = n \cdot \frac{N_i}{N} \quad (51)$$

- **Asignación óptima.** Cuando se realiza un muestreo estratificado, los tamaños muestrales en cada uno de los estratos,  $n_i$ , los elige quien hace el muestreo, y para ello puede basarse en alguno de los siguientes criterios: elegir los  $n_i$  de tal modo que se minimice la varianza del *estimador* para un costo especificado, o bien, una vez fijada la varianza admitida para el estimador, minimizar el costo en la obtención de las muestras. Así en un estrato dado, se tiende a tomar una muestra más grande cuando el estrato es más grande, cuando posee mayor variabilidad interna (varianza) o cuando el muestreo es más económico en ese estrato.

En casos como el de los usuarios de un sistema eléctrico en los cuales la población es dicotómica, es decir, varios elementos de la población tienen características que difieren de otros (por ejemplo en el caso de medición de energía eléctrica están los usuarios regulados y los usuarios no regulados), el tamaño de la muestra puede ser determinado por asignación óptima a partir de la ecuación:

$$n = \frac{Z^2 p(1-p)N}{e^2(N-1) + Z^2 p(1-p)} \quad (52)$$

Donde:

$p$ , es la proporción muestral, asumida como 0,5 con el fin de cubrir la mayor variabilidad posible.

$Z$ , es la variable estandarizada asociada con la distribución normal y se relaciona con el nivel de confianza del muestreo (se toma como 2,17 para un nivel de confianza de 97%).

$e$ , es el tamaño del error muestral.

$N$ , es el tamaño de la población.

No obstante, sin perjuicio del valor numérico resultante de aplicar la ecuación (52), los profesionales de la estadística estiman que una muestra debe contener como mínimo treinta (30) elementos para que pueda ser considerada como representativa del conjunto o en su defecto realizar ajustes en el nivel de confianza de la muestra, para lo cual se utiliza la distribución t-student

## **2.2 PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS USUARIOS**

Como la población total de usuarios atendidos por una empresa comercializadora de energía puede llegar a ser muy disímil, pueden existir en ella tantos escenarios como criterios de selección se quieran establecer para su clasificación.

En consecuencia, se proponen a continuación una metodología para agrupar los usuarios en escenarios predeterminados y representativos de todo el sistema.

**2.2.1 Criterios de selección.** Como el estudio está orientado a la selección de un grupo de usuarios sobre los cuales se realizarán la monitorización de las señales de tensión y corriente que servirán como base para analizar el comportamiento de los medidores instalados en sus fronteras, la población perteneciente a una empresa de distribución de energía, puede agruparse en este caso atendiendo diversos criterios técnicos como:

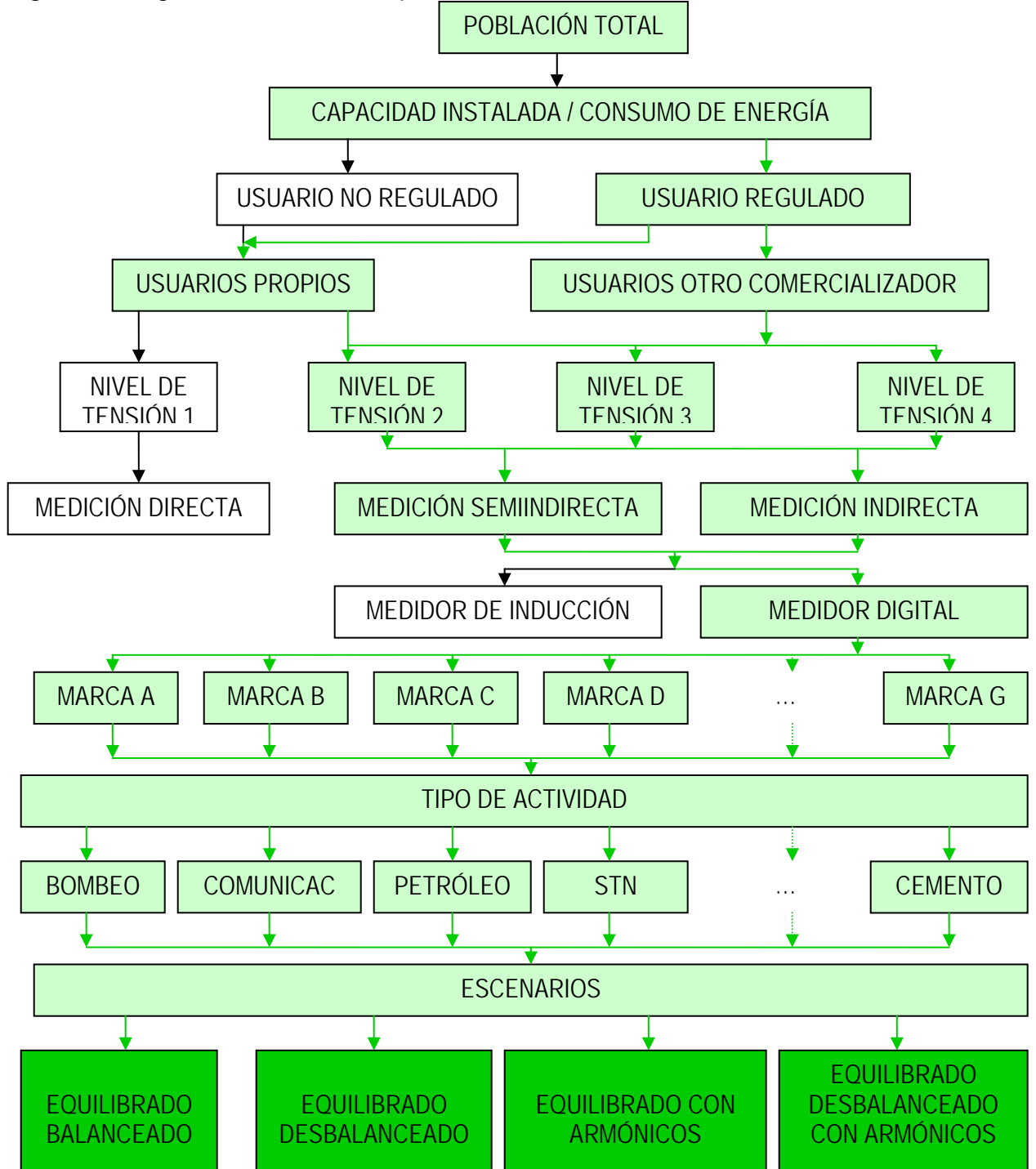
- Capacidad instalada o consumo de energía.
- Comercializador.
- Nivel de tensión.
- Sistema de medición.
- Marca y tipo de medidor.
- Tipo de actividad desarrollada.

En la figura 2, se muestra un diagrama de las diversas combinaciones posibles resultantes de la aplicación de los criterios antes expuestos.

**2.2.2 Escenarios resultantes.** De las múltiples combinaciones posibles de acuerdo con las opciones establecidas en el diagrama de la figura 2, la población total puede caracterizarse de acuerdo con el comportamiento del sistema en cuatro escenarios posibles:

- Sistema equilibrado balanceado (SEB)
- Sistema equilibrado desbalanceado (SED)
- Sistema equilibrado con contenido de armónicos (SEBA)
- Sistema equilibrado desbalanceado y con contenido armónicos (SEDA)

Figura 2. Diagrama de secuencia para la caracterización de usuarios.



### **3. APLICACIÓN DE LAS PROPUESTAS METODOLÓGICAS A UN OPERADOR DE RED Y ANÁLISIS DE LOS ALGORITMOS DE MEDICIÓN DE LOS MEDIDORES SELECCIONADOS**

Con el fin de aplicar la metodología propuesta en el capítulo anterior, se seleccionó una empresa del sector eléctrico en Colombia dedicada a la distribución y comercialización de energía con usuarios en el sector residencial, comercial e industrial y cargas de diversa naturaleza y se aplicó inicialmente la *técnica de muestreo sistemático estratificado por conglomerados*, la cual se combinó con otros criterios como el de Pareto para seleccionar los puntos de monitorización.

En este capítulo se presenta la forma como se seleccionaron los usuarios que se monitorizaron en el operador de red teniendo en cuenta las limitaciones que se tienen de equipos de monitorización, tiempo y considerando aspectos importantes para el operador de red como las fronteras comerciales de mayor facturación.

Al final del capítulo se realiza un análisis de los algoritmos de medición de potencia y energía utilizados por los medidores digitales que se encuentran instalados en las fronteras comerciales seleccionadas.

#### **3.1. SELECCIÓN DE USUARIOS.**

El operador de red objeto de estudio cuenta con una población total de trescientos ochenta y seis mil (386 000) usuarios<sup>9</sup> a los cuales se les realizó una primera clasificación que se describe a continuación.

**3.1.1 Primera etapa de selección de usuarios.** Inicialmente se realizó una clasificación de usuarios teniendo en cuenta el tipo de usuario (regulado o no regulado), el nivel de tensión en el cual se realiza la medición de energía y el comercializador en el caso de los usuarios no regulados. La figura 3 ilustra este primer paso del proceso de selección de usuarios.

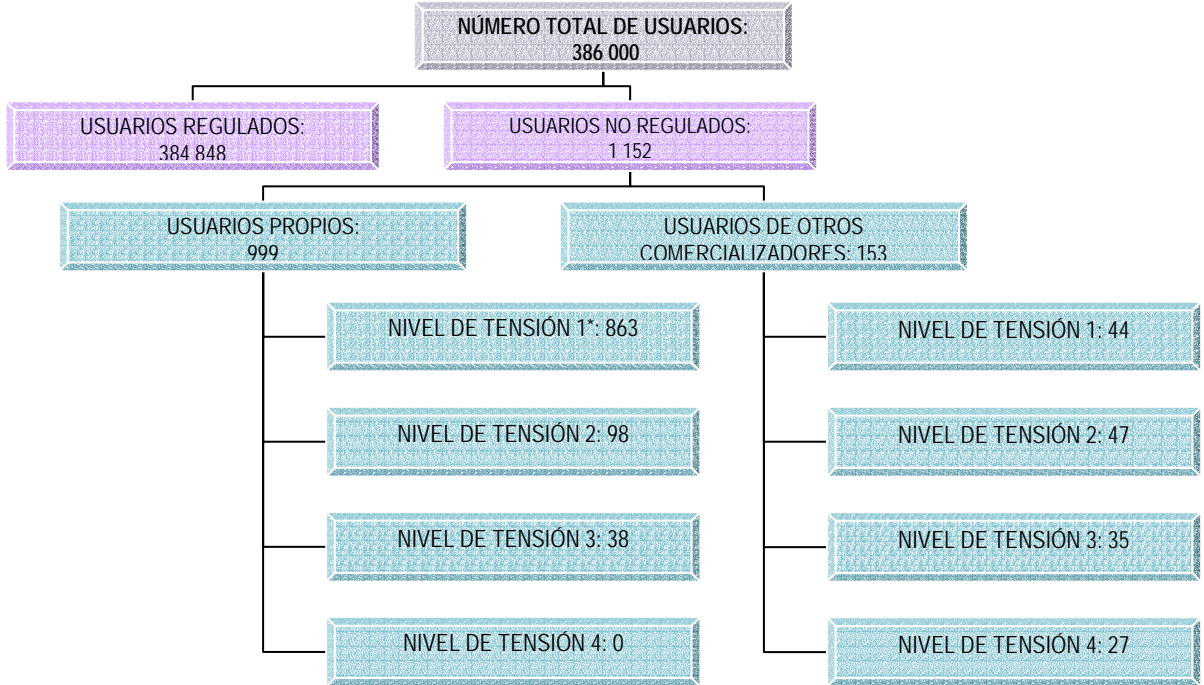
Se definen como usuarios de otros comercializadores a aquellos usuarios conectados a los sistemas de transmisión, subtransmisión o distribución del operador de red objeto de estudio, pero que compran la energía a un comercializador distinto al asociado con el operador de red. También se incluyen en este grupo, las fronteras de exportación e importación de energía del STN.

A partir de esta clasificación se decidió sólo tener en cuenta usuarios no regulados conectados a niveles de tensión 2,3 y 4 por ser estos los de mayor demanda. A partir de este criterio se procedió a realizar una segunda clasificación como se expone a continuación.

---

<sup>9</sup> Archivos del operador de red. Oficina de control de pérdidas. Noviembre de 2006

Figura 3. Clasificación de los usuarios según la demanda, el comercializador que los atiende y el nivel de tensión.



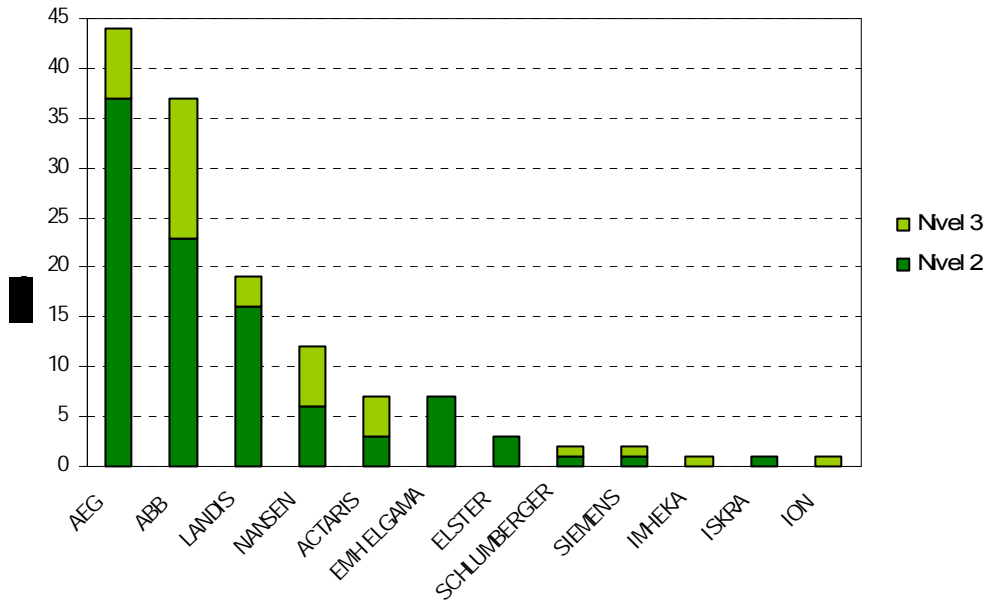
\* Los usuarios propios correspondientes al nivel de tensión 1 no son objeto de estudio, por cuanto en su totalidad cuentan con medición directa o semiindirecta.

**3.1.2 Segunda etapa de selección de usuarios.** El siguiente criterio de clasificación se basó en la marca de los medidores de energía utilizados en las fronteras comerciales de los niveles de tensión 2,3 y 4. El análisis incluye tanto usuarios propios como usuarios de otros comercializadores; en las tablas 6 y 7 se efectúa dicha clasificación y las figuras 4 y 5 ilustran tal distribución.

Tabla 6. Distribución de *usuarios propios* según la marca del medidor

Marca del medidor	Numero de usuarios		
	Nivel 2	Nivel 3	Total
AEG*	37	7	44
ABB	23	14	37
LANDIS	16	3	19
NANSEN	6	6	12
ACTARIS	3	4	7
EMH ELGAMA	7	0	7
ELSTER	3	0	3
SCHLUMBERGER	1	1	2
SIEMENS	1	1	2
IMHEKA	0	1	1
ISKRA*	1	0	1
ION	0	1	1
TOTAL	98	38	136

Figura 4. Distribución de *usuarios propios* según la marca del medidor



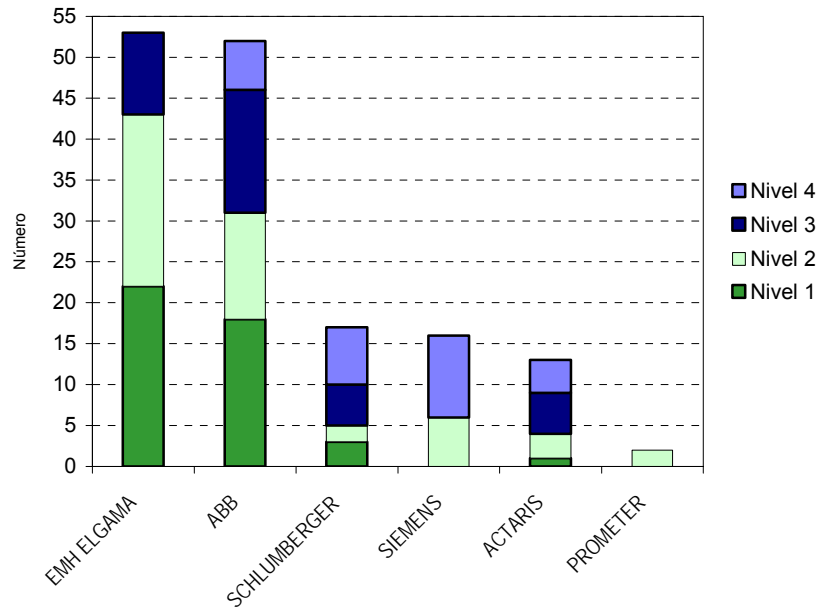
De acuerdo con lo anterior, para los usuarios propios, las marcas de mayor frecuencia y sobre las cuales se deberían practicar las pruebas son: AEG, ABB, LANDIS, NANSEN, ACTARIS y EMH ELGAMA.

Sin embargo, es importante mencionar que los medidores AEG son todos de tipo inducción, análisis que esta fuera del presente estudio.

Tabla 7 Distribución de *usuarios otros comercializadores* según la marca del medidor

Marca del medidor	Número de usuarios				Total
	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	
EMH ELGAMA	22	21	10	0	53
ABB	18	13	15	6	52
SCHLUMBERGER	3	2	5	7	17
SIEMENS	0	6	0	10	16
ACTARIS	1	3	5	4	13
CEWE PROMETER	0	2	0	0	2
<b>TOTAL</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>35</b>	<b>27</b>	<b>153</b>

Figura 5. Distribución de *usuarios de otros comercializadores* según la marca del medidor



De acuerdo con lo anterior, para los usuarios de otros comercializadores, las marcas de mayor frecuencia y sobre las cuales se debería realizar el estudio son: EMH ELGAMA, ABB, SCHLUMBERGER, SIEMENS y ACTARIS.

**3.1.3 Tercera etapa de selección de usuarios.** En esta tercera fase, los criterios de clasificación de los usuarios del operador de red se seleccionaron teniendo en cuenta la capacidad instalada, mientras que para los usuarios de otros comercializadores se estableció como criterio el tipo de actividad desarrollado, debido a que en estas fronteras es donde se presenta una gran diversidad de cargas eléctricas dependiendo de las características del usuario no regulado.

**3.1.3.1 Selección de usuarios del operador de red.** Por cada una de las marcas de medidores electrónicos seleccionados y de acuerdo con los datos suministrados por el operador de red, se escoge el usuario con mayor capacidad instalada para cada nivel de tensión, de lo cual se obtienen algunos puntos iniciales de monitorización, indicados en la Tabla 8.

Tabla 8. Fronteras opcionales para monitorización de *usuarios propios*

Marca	Nivel de tensión	Capacidad instalada [kVA]*	Número de elementos**	Tipo de actividad
ABB	2	1 500	3	Subestación STR
	3	40 000	3	Subestación STR
LANDIS	2	12 000	3	Subestación STN/ Serv. aux.
	3	500	2	Centro recreacional
NANSEN	2	550	2	Clínica
	3	1 000	3	Siderúrgica
ACTARIS	2	300	3	Empresa Telecomunicaciones
	3	1 000	3	Minería y coquería

\* Si existen dos usuarios con igual capacidad instalada e igual nivel de tensión, se selecciona el de mayor consumo.

\*\* Se refiere al tipo de conexión para la medición, es decir, si se realiza con dos o con tres elementos.

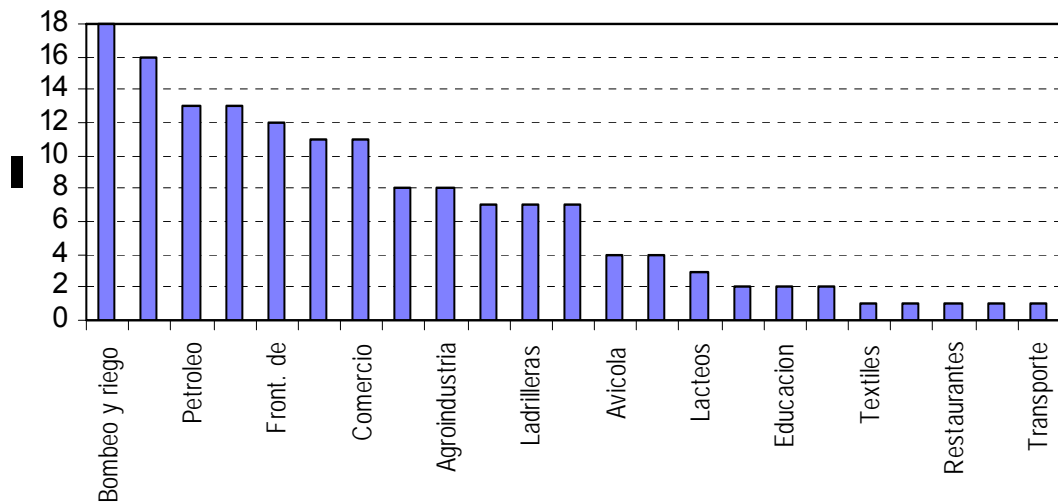
De los 136 usuarios propios finalmente considerados, 31 (22,79%) tienen medición con dos elementos y los 105 restantes (77,21%), medición con tres elementos. Los resultados obtenidos en la tabla 8, representan tal condición.

**3.1.3.2 Selección de usuarios de otros comercializadores.** De acuerdo con los datos suministrados por el operador de red, estos usuarios se clasificaron según el tipo de actividad que desarrollan (ver tabla 9 y figura 8).

Tabla 9. Clasificación de usuarios de otros comercializadores por tipo de actividad

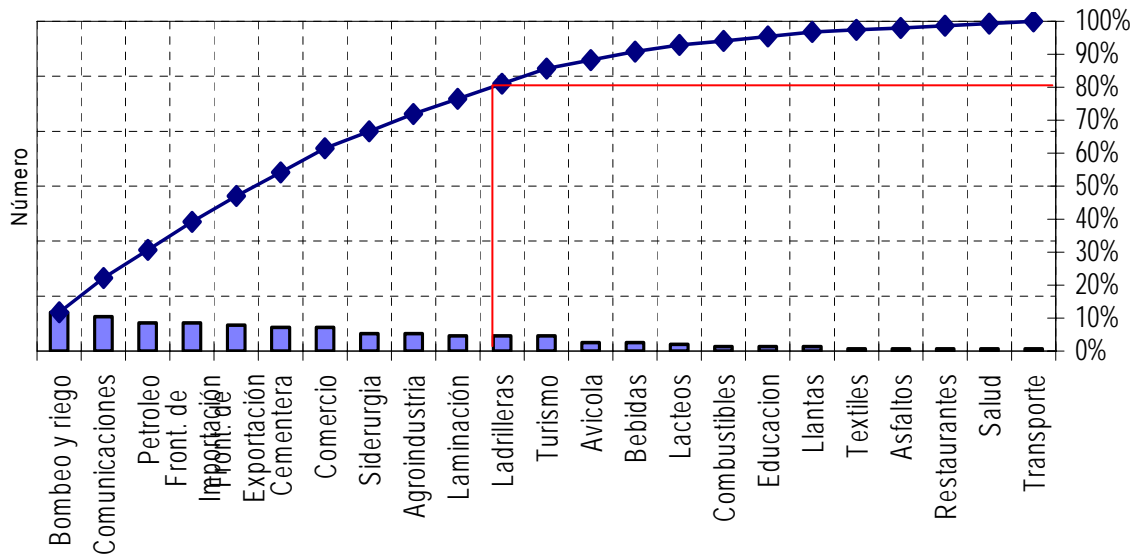
Tipo de actividad	Número de usuarios otros comercializadores
Bombeo y riego	18
Comunicaciones	16
Petróleo	13
Front. de Importación	13
Front. de Exportación	12
Cementera	11
Comercio	11
Siderurgia	8
Agroindustria	8
Laminación	7
Ladrilleras	7
Turismo	7
Avícola	4
Bebidas	4
Lácteos	3
Combustibles	2
Educación	2
Llantas	2
Textiles	1
Asfaltos	1
Restaurantes	1
Salud	1
Transporte	1
<b>TOTAL</b>	<b>153</b>

Figura 6. Distribución de usuarios de otros comercializadores según el tipo de actividad



Para determinar cuantas actividades deben estar incluidas en la muestra final, se tiene en cuenta el criterio de Pareto, con el cual establece que alrededor del 20% de la población tiene impacto en el 80% de una actividad. Se consideró que para que una muestra sea representativa, debe agrupar por lo menos un 80% de las actividades de la población. En este caso específico, al sumar las capacidades instaladas de los usuarios con actividades presentes en la muestra final, estas deben representar mínimo el 80% de la capacidad total instalada del sistema como se muestra en la figura 7.

Figura 7. Diagrama de clasificación de los usuarios de otros de comercializadores que deben estar representados en la muestra final, según la actividad desarrollada



Lo anterior significa, que dentro de la muestra final debe incluirse por lo menos un representante de cada una de las diez (10) primeras actividades de izquierda a derecha y los puntos de medida seleccionados deben corresponder preferiblemente a las fronteras con mayor consumo de energía dentro de su categoría, tal como se indica en la tabla 10.

Tabla 10. Fronteras opcionales para monitorización de *usuarios de otros comercializadores*

Tipo de actividad	Capacidad instalada [kVA]	Marca del medidor	Nivel de tensión [V]	Número de elementos
Bombeo y riego	500	EMH ELGAMA	34 500	2
	500	ABB ALPHA II	34 500	3
Comunicaciones	500	ACTARIS	13 200	2
	225	EMH ELGAMA	220	3
Petróleo	20 000	ABB ALPHA II	110 000	3
	20 000	SCHLUMBERGER	110 000	3
Fronteras de importación	180 000	SIEMENS	230 000	3
	50 000	ABB ALPHA II	115 000	3
Fronteras de exportación	4 000	ABB ALPHA II	34 500	3
	90 000	SIEMENS	13 800	3
Cementera	20 000	SIEMENS	115 000	3
	2 000	ABB ALPHA I	34 500	3
Comercio	300	SCHLUMBERGER	220	3
	300	ABB ALPHA I	220	3
Siderurgia	50 000	SCHLUMBERGER	115 000	3
	40 000	SIEMENS	115 000	3
Agroindustria	500	ABB ALPHA II	34 500	3
	315	EMH ELGAMA	13 200	2
Laminación	450	EMH ELGAMA	13 200	3
	4 000	ABB ALPHA II	34 500	3

De los 156 usuarios de otros comercializadores finalmente considerados, 23 (15,03%) tienen medición con dos elementos y los 130 restantes (84,96%), medición con tres elementos. Los resultados obtenidos en la tabla 10, son representativos de esta condición.

**3.1.4 Tamaño de la muestra.** Una vez establecidos los posibles usuarios en los que se realizaría la monitorización se encontró que eran veintiocho (resultantes de combinar las tablas 8 y 10). Para determinar el tamaño de la muestra representativa del sistema, se aplica la ecuación (52) correspondiente a la asignación óptima a la totalidad de los usuarios no regulados de este operador tal como se describe en el numeral 2.1.3.

De acuerdo con lo allí expuesto se tiene para este caso los valores de los parámetros utilizados son los siguientes:

$p = 0,5$ : Proporción muestral, con el fin de cubrir la mayor variabilidad posible.

$Z = 2,17$ : Variable normalizada asociada con la distribución normal, para un nivel de confianza de 97%.

$e = 0,28$ : Tamaño del error muestral <sup>10</sup> (recomendado por tablas).

$N = 1152$ : Número de usuarios no regulados.

Si se reemplaza cada valor en la ecuación (52), se obtiene:

$$n = \frac{Z^2 p(1-p)N}{e^2(N-1) + Z^2 p(1-p)} = \frac{2,17^2 \cdot 0,5 \cdot (1-0,5) \cdot 1152}{0,38^2(1152-1) + 2,17^2 \cdot 0,5 \cdot (1-0,5)}$$

$$n = 12,4951$$

La cual se aproxima a una muestra de doce (12) usuarios.

**3.1.5 Selección final.** Con base en la cifra anterior anterior, se combinan los resultados obtenidos en las tablas 8 y 10 para obtener los puntos de monitorización definitivos, tal como se indica en la tabla 11.

Tabla 11. Selección final de usuarios para la monitorización

Marca medidor	Nivel de Tensión [kV]	Identificación	Número de elementos	Actividad
ABB	115,0	Generadora de energía	3	Frontera de importación
	34,5	Empresa de servicios	3	Bombeo
	34,5	Laminados	3	Laminación
LANDIS & GYR	34,5	Centro vacacional	2	Turismo
NANSEN	13,2	Clínica privada	3	Salud
ACTARIS	34,5	Carbón y coquería	3	Minería
EMH ELGAMA	34,5	Distrito de riego	2	Bombeo
	13,2	Procesadora de alimentos	2	Agroindustria
SCHLUMBERGER	115,0	Siderúrgica	3	Siderurgia
SIEMENS	115,0	STN	3	Frontera de exportación
	115,0	Siderúrgica integrada	3	Siderurgia
	115,0	Producción de cemento	3	Cementera

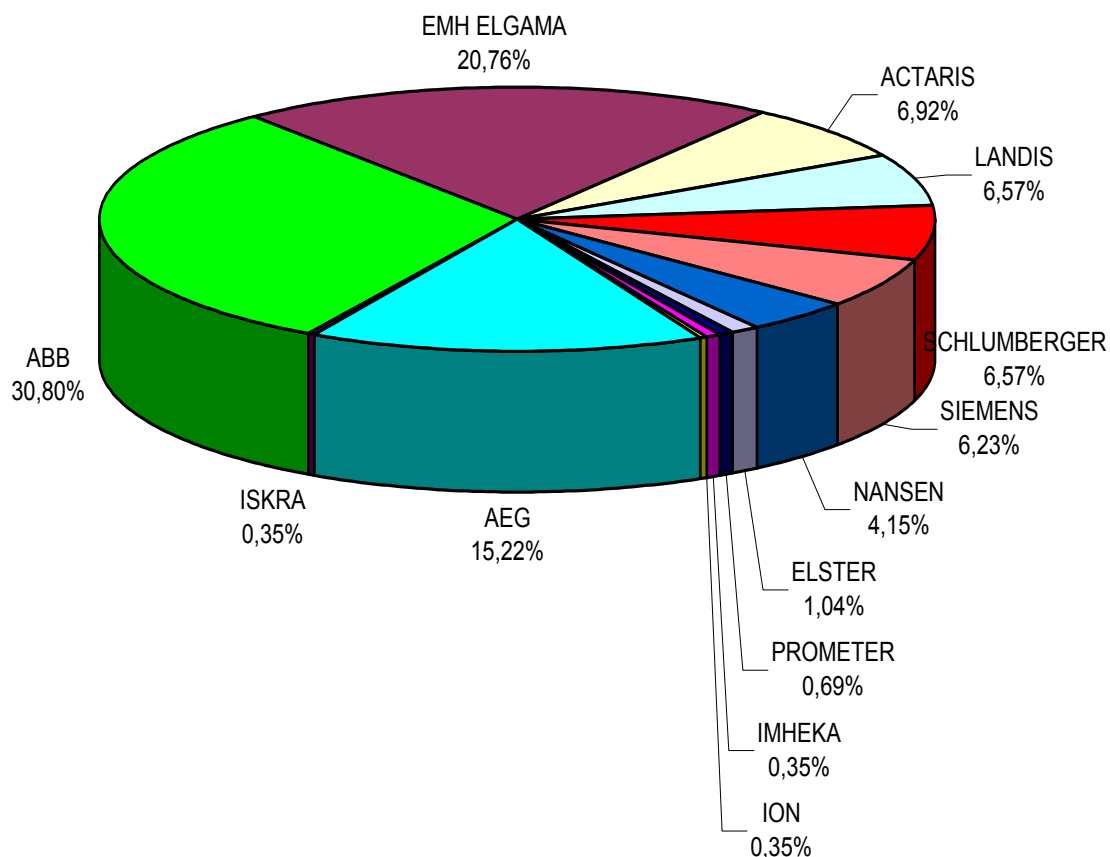
De las doce (12) fronteras seleccionadas, tres de ellas (25%), corresponden a fronteras con medición con dos elementos, lo cual es consecuente con la proporción presente en la muestra total.

<sup>10</sup> SCHEAFFER, Richard. MENDENHALL, William. y OTT Lyman, Op. cit., p. 86.

Finalmente, de un total de trece marcas de medidores encontradas en las fronteras de todos los usuarios, en la muestra final se incluyen siete, que equivalen al 82,01% del total de medidores instalados.

De las seis marcas no consideradas: dos corresponden a medidores de inducción y representan un 15,57%, y entre las cuatro restantes sólo suman siete medidores instalados lo cual representa un 2,42% del total. En la figura 8, se muestra con mayor claridad la distribución total de medidores.

Figura 8. Distribución total de medidores por marca



Con base en la verificación anterior y comprobada la representatividad de la muestra, se procedió a realizar la monitorización de las señales de tensión y corriente en las doce fronteras indicadas en la tabla 1, con el fin de determinar adicionalmente las características de los sistemas y equipos de medición instalados.

## **3.2 SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Para el análisis de los sistemas de medición se deben tener en cuenta tanto los transformadores de tensión y corriente utilizados para el acondicionamiento de las señales como el equipo digital de medida instalado.

**3.2.1 Medidores de energía.** Los medidores de energía instalados en las fronteras monitorizadas son de tipo trifásico. A niveles de tensión 2 y 3 algunos se encuentran conectados con dos elementos, mientras que a nivel de tensión 4 en su totalidad se conectan con tres elementos.

Todas las instalaciones cuentan con medición de energía reactiva, ya sea independiente si se trata de medidores de inducción o medidores de múltiple lectura si se trata de equipos digitales.

Aunque la entrada en vigencia de la norma propia del operador de red, establece que para acometidas en media tensión, los equipos para medición de energía activa y reactiva deben ser electrónicos y de clase 0,5, aún se encuentran en las fronteras de grandes clientes a niveles de tensión 2 y 3, algunos medidores tipo inducción clase 1, 2 y 3.

Tal como se indicó en el numeral 3.1, los medidores instalados en las fronteras del operador de red son de las marcas ABB, Actaris, AEG, EMH Elgama, Elster, Imheka, Landis, Nansen, Schlumberger, Siemens, Ion, Prometer e ISKRA. Sin embargo hoy se encuentran en el mercado diversidad de marcas, algunas de origen chino de cuyo funcionamiento no se tienen aún referencias claras, pero que en la mayoría de los casos corresponden a los algoritmos de los medidores analizados.

En su mayoría, los equipos se encuentran conectados a través de borneras de prueba mediante cable de cobre #12.

**3.2.2 Transformadores de tensión y corriente.** Los elementos acondicionadores de señal como transformadores de potencial (TPs) y transformadores de corriente (TCs), son de tipo exterior o interior dependiendo de la ubicación de la subestación. La longitud de la acometida con las señales de tensión y corriente desde los transductores hasta el medidor, oscila entre dos y quince metros.

De acuerdo con la revisión documental y física de las instalaciones, los TPs y TCs instalados en las fronteras atendidas por el operador de red, son en su mayoría de las marcas: Alstom, Artech, TMI, Siemens, Tait, Bameo, Balteau, Areva, General Electric, Celsa, Homist, Howest, Westinghouse y Cramptom.

La clase de los equipos se rige por la resolución 025 de 1995 según el nivel de tensión donde se encuentren instalados.

A este respecto, cobra especial importancia el concepto del ancho de banda de los transformadores de tensión y corriente, por cuanto este parámetro se convierte en factor limitante para que el medidor digital registre todas las componentes armónicas de las señales de tensión y corriente presentes en el sistema.

Investigaciones realizadas sobre el ancho de banda de TPs y TCs, establecen que los anchos de banda de estos equipos se reducen a medida que se incrementa el nivel de tensión, en general se establece que los anchos de banda de estos equipos para niveles de tensión 2 y 3 no alcanza más allá de 1 kHz y para el nivel 3 se reduce a 420 Hz<sup>11</sup>.

En Colombia se han realizado algunas mediciones del ancho de banda de estos equipos y según los reportes parciales del grupo PAAS de la Universidad Nacional, en desarrollo del proyecto "*Innovación Tecnológica en Gestión Integral de Calidad de Calidad de Energía*"<sup>12</sup>, se corroboran los resultados que se han obtenido en otros países en este sentido.

Por su parte, los comercializadores y fabricantes de TCs y TPs, no disponen de la información relativa a los anchos de banda de sus productos, y consideran según algunos indicios que el ancho de banda puede estar alrededor de 1 kHz.

En consecuencia, los registros de tensiones y corrientes en equipos analizadores de red o medidores de energía conectados a través de TCs y TPs, no representan toda la información contenida en el sistema, pues los elementos transductores pueden estar actuando como filtros para la señal. Prueba de ello, la constituyen los resultados obtenidos durante la monitorización de señales en las doce fronteras objeto del presente estudio, en las cuales, el espectro de armónicos sólo refleja con cierta claridad armónicos hasta del orden onceavo.

Lo anterior, introduce una incertidumbre adicional en la estimación de la potencia y la energía, por cuanto en algunos casos el medidor no podrá registrar todas las potencias y energías de las componentes armónicas de las señales de tensión y corriente del sistema.

---

<sup>11</sup> Power System Quality Assesment, J. Arrillaga, N. R. Watson and S. Chen

<sup>12</sup> Memorias del seminario Calidad de la Energía Eléctrica, factor de rentabilidad y eficiencia energética. ACIEM Cundinamarca. Bogotá, Octubre de 2007.

### 3.3 ALGORITMOS UTILIZADOS POR LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los equipos de medición digital son programados para estimar las magnitudes de energía eléctrica de un sistema a partir de las muestras de tensión y corriente. Los procedimientos con que se programan estos dispositivos se conocen como algoritmos y se definen como el conjunto de instrucciones mediante las cuales se obtienen los resultados de las potencias: activa, reactiva y de dimensionamiento (aparente), a partir de las muestras de las señales de tensión y corriente.

Los medidores analizados dentro del presente estudio, tienen comportamientos que difieren en el cálculo de las potencias reactiva y de dimensionamiento y en el factor de potencia principalmente. Sin embargo algunos de ellos tienen características comunes, por lo cual las once marcas de medidores digitales analizados, se pueden clasificar en cuatro grandes grupos.

**3.3.1 Medidores Grupo A.** Está constituido por un medidor con características muy particulares y diferentes a los demás. En este, la potencia de dimensionamiento (aparente) y la potencia activa se obtienen a partir de las muestras de las señales de tensión y corriente, mientras que la potencia reactiva se evalúa con base en las estimaciones de las dos potencias anteriores.

Los valores constantes como el periodo de la señal, son almacenados en la memoria para su posterior utilización en la evaluación de las potencias que así lo requieran.

La velocidad de muestreo de los convertidores A/D de este equipo es de 2,4 kHz. y el convertidor es de 21 bits<sup>13</sup>. Esta frecuencia de muestreo permite que se puedan estimar componentes armónicas hasta el orden 19.

**3.3.1.1 Evaluación de la potencia activa.** El medidor digital del grupo A evalúa esta potencia a partir de las muestras de tensión y corriente como:

$$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n \quad (53)$$

Donde  $N$  es el número de muestras de tensión y corriente adquiridas en un intervalo de tiempo que puede ser un periodo de la señal o un múltiplo entero del periodo y  $v_n$  e  $i_n$  las muestras de tensión y corriente en el instante  $n$ .

**3.3.1.2 Evaluación de la potencia de dimensionamiento (aparente).** La potencia de dimensionamiento por fase es evaluada como el producto entre el

---

<sup>13</sup> ... A. Medidor electrónico y analizador de servicio. Santa Fe de Bogotá, 1994. 47 P.

valor eficaz de la tensión y el valor eficaz de la corriente, obtenidos de las muestras de tensión y corriente. La ecuación utilizada por el medidor digital es:

$$S = V.I = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2} \quad (54)$$

Siendo  $N$  el mismo número de muestras utilizados para obtener la potencia activa y  $v_n$  e  $i_n$  las muestras de tensión y corriente en el instante  $n$ .

**3.3.1.3 Evaluación de la potencia reactiva.** La magnitud de la potencia reactiva por fase, es evaluada a partir de las potencias activa y de dimensionamiento, por medio de la expresión:

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (55)$$

**3.3.1.4 Evaluación del factor de potencia.** El factor de potencia es obtenido como la relación entre la potencia activa y la potencia de dimensionamiento así:

$$FP = P/S \quad (56)$$

**3.3.1.5 Evaluación de las potencias trifásicas.** Las potencias trifásicas activa y reactiva, se obtienen sumando aritméticamente las potencias de cada fase:

$$P_{3\phi} = P_R + P_S + P_T \quad (57)$$

$$Q_{3\phi} = Q_R + Q_S + Q_T \quad (58)$$

Y la potencia aparente vectorial del sistema se obtiene a partir de las anteriores:

$$S_{3\phi} = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2} \quad (59)$$

**3.3.1.6 Evaluación de la energía.** La energía activa se estima de forma acumulativa, multiplicando cada lectura de tensión por su correspondiente en corriente y el producto se acumula. Cuando se alcanza el valor de  $K_h$  (constante de energía del medidor en  $Wh/revolución$ ), se genera un pulso.

$K_d$  es la constante de potencia del medidor y está expresada en  $W/pulso$ .

El valor de las constantes utilizadas por el medidor, se indican en la tabla 12.

Tabla 12. Constantes de potencia del medidor Grupo A.

Constante	Medidores indirectos	Medidores directos
$K_h$	0,6 Wh/rev	21,6 Wh/rev
$K_e = \frac{K_h}{24}$	0,025 Wh/pulso	0,9 Wh/pulso
$K_d = \frac{K_c}{0,25}; \frac{P}{\Delta t} = 15$	0,1 W/pulso	3,6 W/pulso

**3.3.2 Medidores Grupo B.** Comprende tres marcas de medidores, en los cuales, la potencia de dimensionamiento, la potencia activa y la potencia reactiva, se determinan con las muestras de las señales de tensión y corriente instantáneas.

Los valores constantes como el periodo de las señales, son almacenados en la memoria EEPROM, para su posterior utilización en la evaluación de las potencias que así lo requieran.

Las señales de tensión y corriente, son adquiridas por los convertidores a una velocidad de 3,33 MHz. Las muestras son filtradas digitalmente para proveer un registro de 20 bits a una frecuencia de muestreo de 3,34 kHz, esto hace posible registros de frecuencias hasta del armónico 23<sup>14</sup>.

**3.3.2.1 Evaluación de la potencia activa.** Al igual que el grupo anterior, la potencia activa por fase se evalúa a partir de las muestras de tensión y corriente y se aplica la expresión dada en la ecuación 53.

**3.3.2.2 Evaluación de la potencia reactiva.** La potencia reactiva por fase se evalúa integrando inicialmente la señal de tensión para obtener un cambio de fase de 90° en esta señal, luego se multiplica por la corriente y finalmente se integra este producto para obtener el valor medio. Es decir, se consideran las siguientes expresiones:

$$v_Q = \int v(t)dt \quad (60)$$

$$Q = \frac{1}{T} \int v_Q(t).i(t).dt \quad (61)$$

Al realizar la integral de la tensión se requiere que el resultado obtenido sea multiplicado por la frecuencia de la señal.

De forma digital, los medidores del grupo B evalúan esta potencia a partir de las muestras de tensión y corriente como:

<sup>14</sup> ...B. Medidor de estado sólido. Boletín 987, revisión 2. 1997. 85 p.

$$V_Q = \sum_{n=0}^{N-1} v_n \quad (62)$$

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} V_{Qn} \cdot i_n \quad (63)$$

Donde  $N$  es el número de muestras de tensión y corriente adquiridas en un intervalo de tiempo que puede ser un periodo de la señal o un múltiplo entero del periodo,  $V_{Qn}$  es la muestra de la integral de la tensión e  $i_n$ , es la muestra de corriente, respectivamente en el instante  $n$ .

**3.3.2.3 Evaluación de la potencia de dimensionamiento (aparente).** La potencia de dimensionamiento por fase en este grupo de medidores se evalúa, como el producto del valor eficaz de la tensión por el valor eficaz de la corriente (ecuación 54).

**3.3.2.4 Evaluación del factor de potencia.** El factor de potencia es obtenido como la relación entre la potencia activa y la potencia de dimensionamiento (ecuación 56).

**3.3.2.5 Evaluación de las potencias trifásicas.** Las potencias trifásicas activa y reactiva, se obtienen a partir de las ecuaciones 57 y 58. Sin embargo, la potencia trifásica de dimensionamiento se calcula de varias formas, dependiendo del tipo de conexión utilizada.

En uno de los medidores,

Para un sistema estrella de cuatro hilos,

$$S_{3\varphi} = S_R + S_S + S_T = V_{Rn} I_R + V_{Sn} I_S + V_{Tn} I_T \quad (64)$$

Para un sistema delta de tres hilos o para conexión con dos elementos,

$$S_{3\varphi} = \frac{\sqrt{3}}{2} (V_{RS} I_R + V_{TS} I_T) \quad (65)$$

En este caso se ha tomado la fase  $s$  como referencia.

Para un sistema delta de cuatro hilos,

$$S_{3\varphi} = 0,9282 (S_R + S_S + S_T) = 0,9282 (V_{Rn} I_R + V_{Sn} I_S + V_{Tn} I_T) \quad (66)$$

En los otros dos medidores del grupo, las potencias trifásicas activa y reactiva, se obtienen a partir de las ecuaciones 57 y 58. La potencia trifásica aparente, se obtiene a partir de las ecuaciones 59 o 64, dependiendo del método de cálculo escogido por el operador de red para la programación del equipo.

**3.3.2.6 Evaluación de la energía.** Para evaluar la energía activa en los dos primeros medidores de este grupo, se multiplica cada lectura de tensión por su correspondiente lectura de corriente y el producto se acumula. Cuando se alcanza el valor de  $K_h$ , se genera un pulso. En el primer medidor, doce pulsos igualan la  $K_h$  del medidor, mientras que en el segundo, dependiendo de la parametrización del medidor se tienen constantes secundarias de 5.000, 10.000 y hasta 200.000 pulsos/kWh o pulsos/kVARh.

De forma similar, la energía reactiva se obtiene al integrar la forma de onda de tensión para obtener un cambio de fase de  $90^\circ$ , luego cada lectura de tensión se multiplica por la lectura de corriente coincidente y el producto se acumula. Cuando se alcanza el valor de  $K_h$ , se genera un pulso y de forma progresiva se obtiene la energía reactiva total.

Sin embargo, en el tercer medidor del grupo, para evaluar la energía activa se utiliza la expresión:

$$W_p = \frac{1}{3600 \cdot N} \sum_{i=1}^{N=3} \sum_{j=1} V_{ij} \cdot I_{ij} \quad (67)$$

El valor de la energía se acumula y dependiendo del tipo de conexión, genera un pulso cada  $\Delta W_p = 0,3Wh$  si es medición indirecta, o cada  $\Delta W_p = 1,8Wh$  si es medición directa.

Para evaluar la energía reactiva, el tercer medidor utiliza la expresión:

$$W_Q = \sqrt{W_S^2 - W_P^2} \quad (68)$$

Donde  $W_S$  corresponde a la energía aparente del sistema en VAh, dada como:

$$W_S = \frac{1}{3600} \sum_{j=1}^3 V_j \cdot I_j \quad (69)$$

El valor de la energía reactiva se acumula y dependiendo del tipo de conexión genera un pulso cada  $\Delta W_Q = 0,3VARh$ , si es medición indirecta, o cada

$\Delta W_Q = 1,8 \text{ VARh}$  si es medición directa. Los valores de  $V_j$  e  $I_j$  corresponden a los valores eficaces de las señales de tensión y corriente.

**3.3.3 Medidores Grupo C.** Comprende dos marcas de medidores. En el primer medidor, las señales de tensión y corriente son obtenidas por convertidores A/D de 16 bits a una velocidad de 19,2 kHz<sup>15</sup>, mientras que en el segundo se utilizan convertidores de 8 bits, a una velocidad entre 29,4 kHz y 44 kHz<sup>16</sup>.

**3.3.3.1 Evaluación de la potencia activa.** Este grupo de medidores evalúa la potencia activa mediante la ecuación 53.

**3.3.3.2 Evaluación de la potencia reactiva.** Los medidores del grupo C estiman la potencia reactiva por fase como el valor medio de la integral del producto de la señal de tensión atrasado  $\frac{\pi}{2\omega}$  con respecto a la señal de corriente (este desplazamiento corresponde a un retardo de  $\frac{\pi}{2}$  de la señal de tensión). Es decir:

$$Q = \frac{1}{T} \int v \left( t - \frac{\pi}{2\omega} \right) \cdot i(t) dt \quad (70)$$

Con base en esta expresión, el medidor evalúa la potencia reactiva como:

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^{(90)} \cdot i_n \quad (71)$$

Donde  $N$  es el número de muestras de tensión y corriente adquiridas en un intervalo de tiempo que puede ser un periodo de la señal o un múltiplo entero del periodo,  $v_n^{(90)}$  es la muestra de la señal de tensión (atrasada  $\frac{\pi}{2\omega}$ ) e  $i_n$  es la muestra de la señal de corriente en el instante  $n$ . Este algoritmo evalúa la energía reactiva de forma similar a como lo hacen los medidores de energía reactiva de inducción.

**3.3.3.3 Evaluación de la potencia de dimensionamiento.** La potencia de dimensionamiento por fase se evalúa como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las potencias activa y reactiva.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (72)$$

<sup>15</sup> ... C1. Medidor de energía eléctrica activa de tarifas múltiples. Manual del usuario, 2000. 25 p.

<sup>16</sup> ...C2. Technical Reference Guide. Third Edition. 1999. 152p.

**3.3.3.4 Evaluación del factor de potencia.** El factor de potencia es obtenido como la relación entre la potencia activa y la potencia de dimensionamiento (ecuación 56).

**3.3.3.5 Evaluación de las potencias trifásicas.** Las potencias trifásicas activa, reactiva y de dimensionamiento, se obtienen al aplicar las ecuaciones 57,58 y 64.

**3.3.3.6 Evaluación de la energía.** Para el cálculo de la energía, cada medidor del grupo C utiliza un algoritmo diferente:

En el primero, la energía es calculada por integración de la potencia como una función del tiempo:

$$\text{Valor instantáneo de energía activa: } W_{Pi} = \int_t P_i(t) dt \quad (73)$$

$$\text{Valor instantáneo de energía reactiva: } W_{Qi} = \int_t Q_i(t) dt \quad (74)$$

En términos de las muestras de tensión y corriente obtenidas:

$$W_{Pi} = \left( \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n \right) \cdot \Delta t \quad (75)$$

$$W_{Qi} = \left( \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^{(90)} \cdot i_n \right) \cdot \Delta t \quad (76)$$

En el segundo medidor, para calcular la energía activa (kWh) el medidor aplica la siguiente ecuación:

$$kWh = \frac{P_T \cdot K_h \cdot N}{1000} \quad (77)$$

Donde:

$K_h$ , constante de energía del medidor en Wh de salida por pulso.

$P_T$ , es el número total de pulsos acumulados en el intervalo.

$N$ , es el factor de bobinado, especificado en la tabla 13.

Tabla 13. Factores de bobinado

Conexión	Serie	Solo fase A	Solo fase B	Solo fase C
3φ, 3 hilos, Δ	2	1	-	1
3φ, 4 hilos, Y*	4	1	2	1
3φ, 4 hilos, Δ	2	1	0,5	0,5
3φ, 4 hilos, Y	3	1	1	1
3φ, 3 hilos, Y	2	1	-	1

\* Conexión con dos elementos.

El número total de pulsos para que la visualización no sobrepase la capacidad del visualizador (display) se calcula de la forma:

$$P_T = \frac{V.I.T}{K_h.60} \quad (78)$$

Donde:

$V$ , es la tensión aplicada.

$I$ , es la corriente aplicada.

$T$ , es la duración del intervalo de demanda en minutos.

La energía reactiva se calcula mediante la expresión:

$$kVAh = \frac{P_T.K_h.N}{1000.(SPTC)} \quad (79)$$

Donde:

$N$ , es el factor de bobinado

$SPTC$ , (Single Phase Test Constant), es la constante de fase de prueba sencilla, cuyos valores se indican en la tabla 14 para cada tipo de conexión.

Tabla 14. Constante de fase de prueba sencilla (SPTC)

Conexión	Serie	Solo fase A	Solo fase B	Solo fase C
3φ, 3 hilos, Δ	0,866	0,866	-	0,866
3φ, 4 hilos, Y*	1	1	1	1
3φ, 4 hilos, Δ	0,933	1	0,866	0,866
3φ, 4 hilos, Y	1	1	1	1
3φ, 3 hilos, Y	1	1	-	1

\* Conexión con dos elementos.

**3.3.4 Medidores Grupo D.** Comprende un medidor que si bien tiene características muy similares a los del grupo B, su diferencia radica en la forma de evaluar el factor de potencia.

En este medidor, las señales de tensión y corriente, se obtienen mediante un conversor A/D de 16 bits y 6 canales. Cada 0,5 ms se obtienen muestras de los valores digitalizados de tensión y corriente<sup>17</sup>, es decir, la frecuencia de muestreo es de 2 kHz.

<sup>17</sup> ...D. Contador registrador multifunción. Folleto técnico. Pág. 06.

**3.3.4.1 Evaluación de la potencia activa.** Este medidor estima la potencia activa multiplicando las señales de tensión y corriente, mediante la expresión dada por la ecuación 53.

**3.3.4.2 Evaluación de la potencia reactiva.** De forma similar a los medidores de los grupos B y C, este medidor calcula la potencia reactiva multiplicando la tensión por la corriente que ha sido previamente desfasada  $90^\circ$ , de la forma:

$$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cdot i_n^{(90)} \quad (80)$$

Donde  $N$  es el número de muestras de tensión y corriente adquiridas en un intervalo de tiempo que puede ser un periodo de la señal o un múltiplo entero del periodo,  $v_n$  es la muestra de tensión e  $i_n^{(90)}$  es la muestra de la corriente desfasada  $90^\circ$ , respectivamente en el instante  $n$ .

**3.3.4.3 Evaluación de la potencia de dimensionamiento.** De acuerdo con la configuración, el medidor dispone de dos formas de calcular la potencia de dimensionamiento por fase:

- Por multiplicación de los valores eficaces de las componentes de tensión y corriente, ecuación 54. (Según el fabricante, da buenos resultados sobre  $I_b / 10$ ).
- Por adición geométrica de las potencias activa y reactiva, ecuación 72. (Según el fabricante, es más preciso para pequeñas cargas).

**3.3.4.4 Evaluación del factor de potencia.** El factor de potencia se calcula como el coseno de la arcotangente de la relación entre las potencias trifásicas reactiva y la potencia activa, y esta definido por la expresión:

$$FP = \text{Cos}[\text{Tan}^{-1}(Q / P)] \quad (81)$$

**3.3.4.5 Evaluación de las potencias trifásicas.** Las potencias trifásicas activa y reactiva, se obtienen a partir de las ecuaciones 57 y 58. La potencia trifásica aparente, se obtiene a partir de las ecuaciones 59 o 64, dependiendo de la configuración del equipo.

**3.3.4.6 Evaluación de la energía.** Una vez calculadas las potencias activa y reactiva respectivamente, el medidor acumula durante un segundo dichos valores y compara el resultado con un umbral, proporcionando un número de pulsos que cuantifican la magnitud de la energía.

**3.3.5 Análisis comparativo.** En este numeral se realiza un análisis comparativo entre los algoritmos utilizados por cada uno de los cuatro grupos de medidores digitales para la estimación de las potencias y energías eléctricas. En la tabla 15 se presentan las características de los diferentes medidores digitales y se comparan los algoritmos utilizados para la estimación de potencias y energías.

**3.3.5.1 Algoritmos de estimación de la potencia activa.** Para estimar la potencia activa, todos los medidores utilizan la expresión dada por la ecuación 53. Esta estimación es válida siempre y cuando las señales de tensión y corriente presenten componentes de frecuencia dentro del ancho de banda establecido por el medidor.

El ancho de banda de los instrumentos de medición de energía permite tener en cuenta en algunos de ellos componentes armónicas hasta de orden 50, sin embargo, este rango es restringido por las características de respuesta en frecuencia de los TPs y TCs, que en su mayoría solo alcanza hasta 1 kHz (componente armónica de orden 16).

La conexión con dos elementos utilizada en algunas fronteras comerciales del operador de red no afecta la estimación de la potencia activa, es decir que si los sistemas de adecuación de las señales de tensión y corriente (TPs y TCs) cumplen con los requerimientos de clase y ancho de banda, las incertidumbres en el proceso de medición son cercanas a los especificados por los fabricantes.

La potencia activa trifásica, en todos los medidores se calcula como la sumatoria algebraica de la potencia de cada sistema monofásico.

**3.3.5.2 Algoritmos de estimación de la potencia reactiva.** La estimación de la potencia reactiva en los medidores analizados se realiza de tres formas distintas y la incertidumbre en la medición depende de las características de las señales de tensión y corriente, del sistema bajo medición y del tipo de conexión realizada.

➤ **Medidores Grupo A.** Estiman la potencia reactiva por fase a partir de las potencias de dimensionamiento y activa, lo cual garantiza que sin importar las características de la carga, se registre toda la energía no activa demanda, por consiguiente la incertidumbre que se presentan en la estimación será similar a la especificada por el fabricante del equipo.

Sin embargo, de forma distinta al cálculo por fase, la potencia reactiva trifásica se obtiene sumando las potencias reactivas de cada una de las fases, lo cual puede generar incertidumbres por encima de las especificadas en el medidor cuando el sistema que se está midiendo no está balanceado o cuando las señales de tensión y corriente tienen componentes armónicas.

Tabla 15. Análisis comparativo entre los algoritmos utilizados por cada grupo de medidores del estudio.

Medidor	Potencia activa	Potencia reactiva	Potencia aparente	Factor de potencia	Potencia trifásica
<b>Grupo A</b>	$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n$	$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$	$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2}$	$FP = P/S$	$P_{3\phi} = P_R + P_S + P_T$ $Q_{3\phi} = Q_R + Q_S + Q_T$ $S_{3\phi} = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2}$
<b>Grupo B</b>	$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n$	$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} V_{Q_n} \cdot i_n$	$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2}$	$FP = P/S$	$P_{3\phi} = P_R + P_S + P_T$ $Q_{3\phi} = Q_R + Q_S + Q_T$ $\left\{ \begin{array}{l} S_{3\phi} = S_R + S_S + S_T, 0 \\ S_{3\phi} = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2} \end{array} \right\}$
<b>Grupo C</b>	$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n$	$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^{(90)} \cdot i_n$	$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$	$FP = P/S$	$P_{3\phi} = P_R + P_S + P_T$ $Q_{3\phi} = Q_R + Q_S + Q_T$ $S_{3\phi} = S_R + S_S + S_T$
<b>Grupo D</b>	$P = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n i_n$	$Q = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n \cdot i_n^{(90)}$	$S = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} v_n^2} \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} i_n^2}$ $0,$ $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$	$FP = \text{Cos}\left(\text{Tan}^{-1} \frac{Q}{P}\right)$	$P_{3\phi} = P_R + P_S + P_T$ $Q_{3\phi} = Q_R + Q_S + Q_T,$ $\left\{ \begin{array}{l} S_{3\phi} = S_R + S_S + S_T, 0 \\ S_{3\phi} = \sqrt{P_{3\phi}^2 + Q_{3\phi}^2} \end{array} \right\}$

- **Medidores Grupo B.** El algoritmo de medición de potencia reactiva utilizado por estos medidores pretende evaluar:

$$Q = \sum_{k=1}^{N-1} V_k I_k \text{Sen} \theta_k \quad (82)$$

En los medidores de este grupo, al integrar inicialmente la tensión, se garantiza que las señales de tensión de todas las frecuencias se atrasen  $90^\circ$ . Sin embargo, al integrar la tensión, este resultado debe multiplicarse por una constante que depende de la frecuencia de la señal y por consiguiente las magnitudes de las componentes de frecuencias distintas a la fundamental se ven disminuidas por un factor igual al orden del armónico.

Uno de los medidores de este grupo, propone una segunda opción para el cálculo, equivalente a la utilizada por los medidores del grupo A, es decir a partir de la potencia de dimensionamiento y la activa y la recomiendan (según catálogo) cuando las componentes armónicas superan los límites establecidos como adecuados. Los medidores por defecto utilizan siempre la primera opción.

- **Medidores grupo C.** El algoritmo de estimación de la energía reactiva utilizado por los medidores del grupo C se basa en el principio de operación de los medidores de inducción, los cuales atrasan directamente la señal de tensión  $90^\circ$ . De esta forma, la potencia reactiva se evalúa de la misma forma que la potencia activa (valor medio del producto de tensión por corriente). El problema de la estimación radica en que los  $90^\circ$  de retraso se toman con respecto a la frecuencia de 60 Hz, pero este desfase debe multiplicarse por el orden del armónico para las demás componentes armónicas de las señales de tensión y corriente y por ejemplo para el tercer armónico los  $90^\circ$  del retraso se convierten en  $270^\circ$ , es decir en realidad se está adelantando esta componente  $90^\circ$ .

En consecuencia, este método de cálculo solo es válido si el sistema tiene únicamente componentes fundamentales de tensión y corriente, e introduce una mayor incertidumbre cuando las señales presentan componentes armónicas.

- **Medidores grupo D.** Este medidor estima la potencia reactiva de forma similar a los medidores de los grupos B y C, sólo que en este caso la señal de corriente se adelanta  $90^\circ$ , para garantizar el desfase con respecto a la tensión.

Al igual que en los medidores de los grupos B y C al no considerar el efecto de las componentes armónicas de tensión y corriente presentes en el sistema, los medidores del grupo D pueden subregistrar el consumo de potencia reactiva,

teniendo en cuenta que este concepto se refiere a toda aquella potencia que requiere el sistema para funcionar y que no es activa.

En general, la ecuación (82) no es la más adecuada para evaluar la potencia reactiva cuando hay armónicos, ya que la potencia por armónico corresponde al valor máximo de una señal que oscila al doble de la frecuencia del armónico que se este evaluando. Por consiguiente, estas magnitudes se presentan a frecuencias distintas para cada componente armónica, motivo por el cual no se deben sumar.

El calculo de la potencia reactiva trifásica como la suma de las potencias por cada una de las fases, no es el más adecuado, si se tiene en cuenta que solo aplica para sistemas trifásicos perfectamente sinusoidales y balanceados. A pesar de ello, esta es la estimación utilizada por todos los medidores digitales analizados en este estudio.

**3.3.5.3 Algoritmo de estimación de la potencia de dimensionamiento.** Los medidores estiman la potencia dimensionamiento de dos formas distintas; algunos utilizan como algoritmo de estimación el producto de los valores eficaces de tensión y corriente (ecuación 54) mientras que otros la evalúan como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las potencias activa y reactiva (ecuación 72).

- **Medidores Grupos A.** Estiman la potencia de dimensionamiento por fase como el producto entre los valores eficaces de tensión y corriente, procedimiento adecuado sin importar las características del sistema sometido a medición y la forma de onda de las señales de tensión y corriente siempre y cuando los TPs y los TCs cumplan con las especificaciones de clase y ancho de banda. Sin embargo, la potencia trifásica de dimensionamiento ecuación (59), se calcula a partir de los valores de P y Q, lo cual los hace diferentes de demás.
- **Medidores Grupo B.** Los tres medidores de este grupo estiman la potencia de dimensionamiento por fase de igual forma que los del grupo A. Sin embargo, uno de ellos ofrece otra alternativa para el cálculo de esta potencia a partir de los valores de las potencias activa y reactiva.

Para el cálculo de la potencia de dimensionamiento trifásica, uno de los medidores del grupo B, tiene en cuenta el tipo de conexión utilizado para la adquisición de datos. Por lo tanto, en sistemas en conexión estrella de cuatro hilos, se calcula como la suma algebraica de las potencias de cada fase, pero en sistemas en conexión con dos elementos siempre y cuando sean balanceados y equilibrados, la potencia trifásica se obtiene como la sumatoria del producto entre las dos tensiones de línea y sus correspondientes dos corrientes de línea, multiplicado por  $\frac{\sqrt{3}}{2}$  lo cual garantiza medidas similares

a las que se obtendrían en medición con tres elementos. Si cambian las condiciones del sistema, la constante ya no es adecuada.

La potencia trifásica de dimensionamiento en los demás medidores de este grupo se obtiene como la suma de las potencias de cada fase.

- **Medidores Grupo C.** El algoritmo de estimación de la potencia de dimensionamiento por fase utilizado por estos medidores tiene como uno de sus parámetros la potencia reactiva. Como esta no es estimada adecuadamente, el cálculo de la potencia de dimensionamiento puede tener una incertidumbre superior a la especificada por la clase del equipo.

El cálculo de la potencia trifásica de dimensionamiento en los medidores de este grupo, se efectúa de forma similar a los del grupo B.

- **Medidores Grupo D.** El algoritmo de estimación de la potencia de dimensionamiento por fase utilizado por estos medidores proporciona dos alternativas: la primera como el producto entre los valores eficaces de tensión y corriente, y la segunda, a partir de los valores de las potencias activa y reactiva. Si se escoge la primera opción el cálculo es adecuado, pero si se escoge la segunda se introduce un error en el cálculo por cuanto la potencia reactiva base para este procedimiento, está mal evaluada. Los medidores por defecto, tienen programada la primera opción.

En cuanto al cálculo de la potencia trifásica de dimensionamiento, los medidores ofrecen también dos opciones: a partir de la suma algebraica de las potencias de cada fase o como la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de  $P$  y  $Q$ . Los medidores por defecto utilizan la primera.

**3.3.5.4 Algoritmo de estimación del factor de potencia.** Los medidores de los grupos A, B y C calculan el factor de potencia como el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente. Como el cálculo de la potencia aparente varía entre uno y otro grupo, esta variación se refleja también en el factor de potencia.

El medidor del grupo D a diferencia de los anteriores, calcula el factor de potencia como el coseno del ángulo obtenido de la arco tangente de la relación entre la potencia reactiva y la potencia activa, dado que la potencia reactiva no está bien estimada, la obtención del factor de potencia puede tener incertidumbres superiores a las especificadas por el instrumento.

**3.3.6 Recomendaciones sobre los algoritmos.** Si bien existe unidad de criterios para el cálculo de la potencia activa en todos los medidores digitales, no ocurre lo mismo con respecto a los demás parámetros del sistema. Por lo anterior, es importante continuar con la discusión sobre cual es la forma más adecuada de

estimar la potencia reactiva y de dimensionamiento, así como el factor de potencia del sistema, con el fin de evitar las diferencias que se puede presentar entre los valores estimados por diferentes medidores.

Estas variaciones en el cálculo de la potencia reactiva y el factor de potencia principalmente, pueden dar lugar a falta de transparencia en la estimación de las energías eléctricas, lo cual no es adecuado ya que en función de estas estimaciones es que se factura el servicio de energía eléctrica.

Por otra parte, la estimación de la potencia trifásica como la suma de la potencia de cada una de las fases, aunque no es la más adecuada sigue siendo la más utilizada. Este aspecto debe ser revisado, si se tiene en cuenta que un sistema trifásico no puede considerarse como la suma de tres sistemas monofásicos independientes, menos aún si se encuentra en condiciones de desequilibrio de tensiones o desbalance de corrientes.

La unidad de criterios sobre estos temas, puede darse alrededor de la propuesta IEEE Std 1459, la cual tiene en cuenta factores como las componentes armónicas, los posibles desequilibrios de las tres señales de tensión y el posible desbalance de las cargas trifásicas conectadas al sistema, aspectos que no son considerados por los algoritmos utilizados por los medidores digitales.

En el mercado de los medidores de energía se encuentran otras marcas, entre ellas algunas de origen chino, las cuales no fueron incluidas dentro del presente estudio. Sin embargo realizada la revisión de las especificaciones técnicas y de los algoritmos de programación utilizados para evaluar las potencias y energías eléctricas, se observa una gran similitud con los medidores del grupo C.

## **4. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA Y RESULTADOS DE LA MONITORIZACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES SELECCIONADAS**

Una vez establecidas las fronteras comerciales en las que se realizará la monitorización de las señales de tensión y corriente, se procede a instalar los equipos de medición durante una semana en cada una de las fronteras y a partir de la información obtenida se caracterizan las cargas y se analiza el comportamiento de los diferentes medidores digitales de energía eléctrica ante cada uno de los escenarios de carga establecidos con la monitorización.

Para realizar este análisis comparativo, los algoritmos de los medidores digitales al igual que el propuesto por el Std IEEE 1459 son programados en MATLAB y se alimentan con los registros de tensión y corriente adquiridos en cada usuario. Los resultados obtenidos constituyen la base para el análisis final y parte fundamental del presente estudio.

Los aspectos básicos de la monitorización realizada así como los escenarios de carga y análisis de resultados son presentados en este capítulo.

### **4.1 MONITORIZACIÓN DE LAS SEÑALES DE TENSIÓN Y CORRIENTE**

Para la monitorización de las señales de tensión y corriente se utilizaron dos equipos analizadores de redes, los cuales se describen a continuación, así como el diagrama de las conexiones realizadas.

**4.1.1 Equipo utilizado.** Para la monitorización de las señales de tensión y corriente en cada frontera, se utilizan los analizadores de redes Circutor® QNA 412 y Circutor® AR5.

Estos equipos permiten monitorizar la calidad del suministro de energía eléctrica y registrar los eventos que se producen en la red eléctrica tanto en estado estacionario como transitorio. Están certificados como clase A de acuerdo con los requerimientos de la norma IEC 61000-4-30<sup>18</sup>.

La corriente eléctrica se mide con tres pinzas flexibles (en B.T.) o rígidas (en B.T. y en M.T.) y los selectores internos, permiten la adaptación a cualquier tipo de red (3 o 4 hilos).

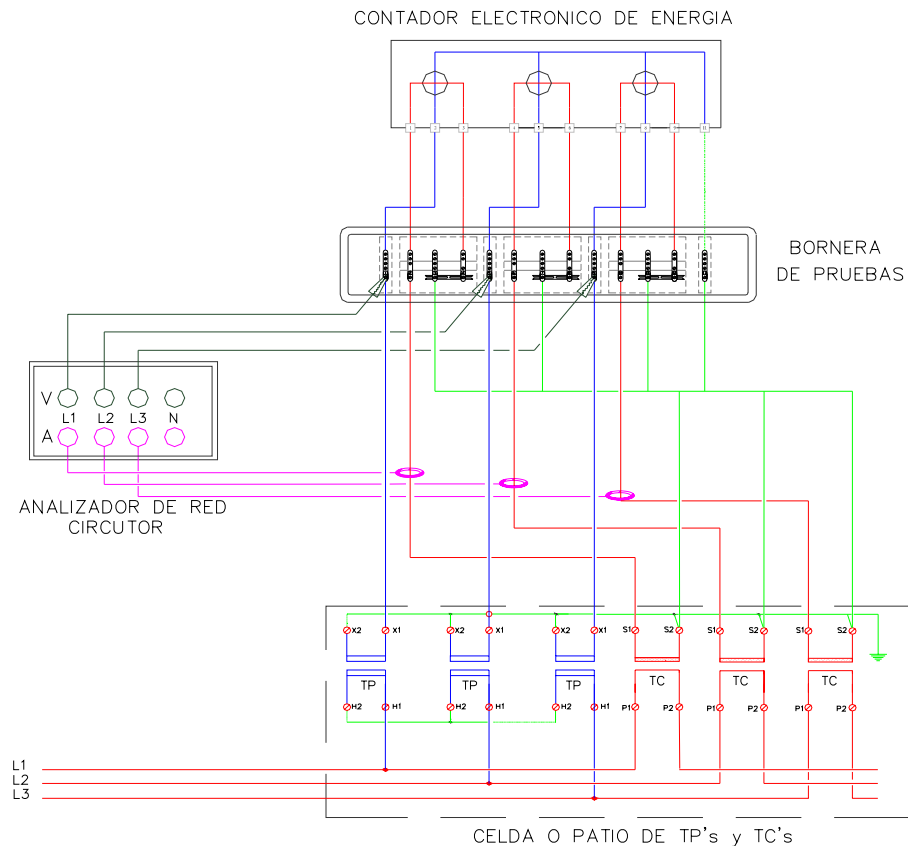
La programación, lectura y despliegue de datos se realiza mediante el software POWER VISION®.

---

<sup>18</sup> CIRCUTOR. Analizador de Calidad del suministro QNA 400. Manual del fabricante

**4.1.2 Diagrama de conexión.** Para realizar la monitorización los equipos fueron instalados sobre los conductores adyacentes a la bornera de pruebas cerca de los medidores de energía eléctrica. Las señales de tensión son adquiridas en el punto de conexión entre los conductores que llegan desde los transformadores de potencial y el tornillo en la bornera de pruebas, mientras que las señales de corriente se obtienen a través de las pinzas amperométricas instaladas una por fase sobre los conductores provenientes de los transformadores de corriente. La conexión realizada se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Diagrama de conexión del analizador de redes



En sistemas en los cuales la medida se realiza con dos elementos, se omite la pinza amperométrica de la fase central y se toma como referencia para la tensión la esta fase.

## 4.2 ESCENARIOS DE CARGA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Con el fin de determinar las características de la carga y el comportamiento del sistema eléctrico en cada escenario, se relacionan a continuación los aspectos más relevantes obtenidos a partir de la inspección física y los registros de tensión y corriente.

#### 4.2.1 Sistema equilibrado balanceado (SEB).

Un sistema se define como equilibrado cuando los valores eficaces de las tensiones de cada fase, para el mismo instante de tiempo son aproximadamente iguales entre sí. Y balanceado cuando presenta el mismo comportamiento pero en corrientes.

Están asociados con sistemas conectados en el nivel de tensión 4, en su mayoría con cargas trifásicas y con algunas cargas monofásicas adecuadamente distribuidas.

Los usuarios incluidos en este escenario corresponden al sector industrial de alto consumo de energía o fronteras de intercambio de energía en el Sistema de Transmisión Nacional. Las empresas consideradas dentro del grupo cuentan con sistemas de control de emisiones armónicas o con filtros activos, lo cual reduce el efecto de los armónicos sobre el comportamiento del sistema.

**4.2.1.1 Descripción del escenario del sistema SEB.** En la tabla 16 se muestran las características de un usuario representativo de este escenario.

Tabla 16. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado balanceado

Actividad	Intercambio de energía STN	
Capacidad instalada	180 MVA	
Nivel de tensión	4	
Medidor	Marca	Grupo B
	Clase	20
	Tensión	110 V
	Corriente	Máx: 20 A
	Conexión	Tres hilos, tres elementos.
Transformadores de tensión	Marca	Alstom
	Relación	$(115000/\sqrt{3})/(110/\sqrt{3})$
	Instalación	Exterior
Transformadores de corriente	Marca	Alstom
	Relación	600- <b>1200/5</b>
	Instalación	Exterior
Acometida	Conductor	THWN # 12
	Longitud	70 m
Período de registro	9 días.	
Equipo de medición utilizado	CIRCUTOR QNA	
Descripción de la carga	Transformador de potencia y cargas asociadas al STN.	
Desbalance de fases en corriente	0,270 %	

Por tratarse de una frontera de importación y exportación de energía a nivel de tensión 4, los fenómenos de distorsión armónica y desbalances no son significativos.

**4.2.1.2 Características de la carga del sistema SEB.** En las figuras 10 a 13 se muestran las señales obtenidas durante la monitorización de esta frontera.

Figura 10. Corrientes de línea escenario equilibrado balanceado

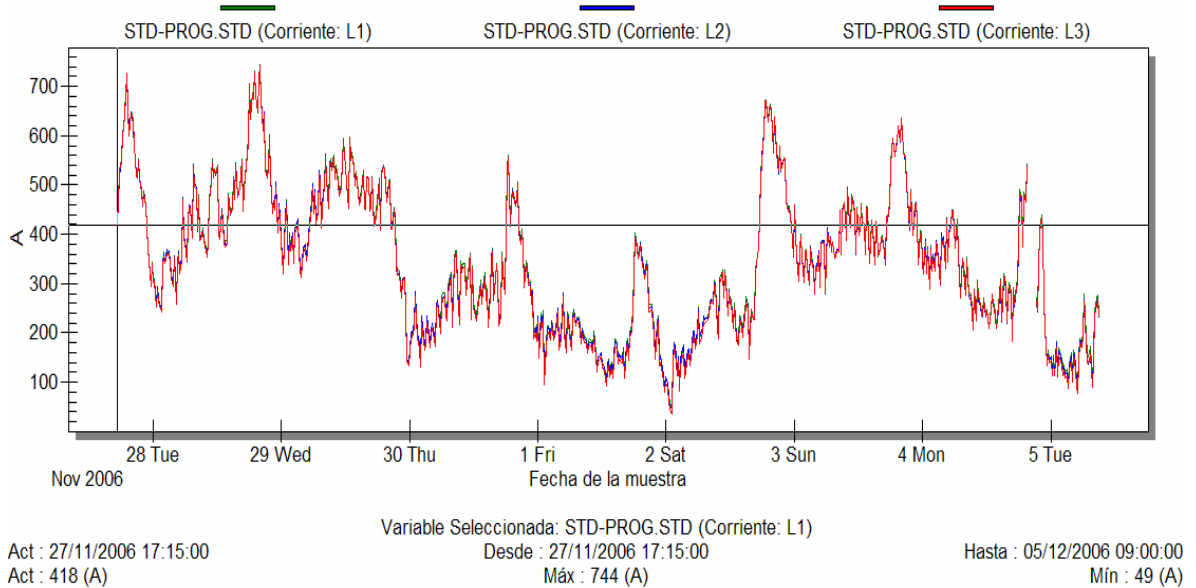


Figura 11. Formas de onda de tensión y corriente, escenario equilibrado balanceado

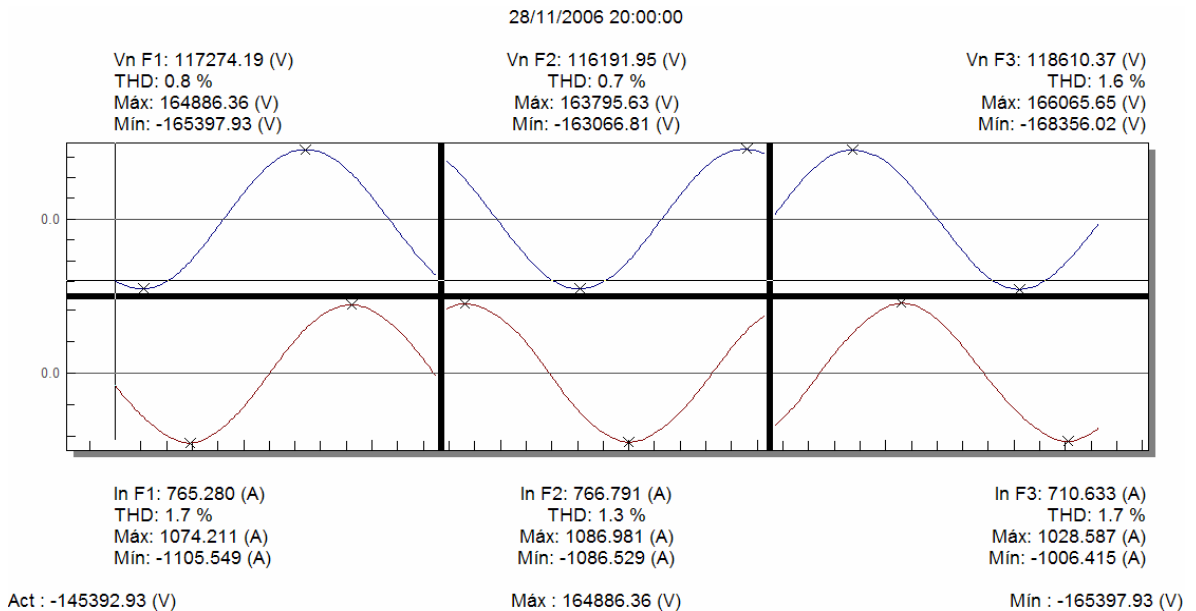


Figura 12. Espectro de armónicos escenario equilibrado balanceado

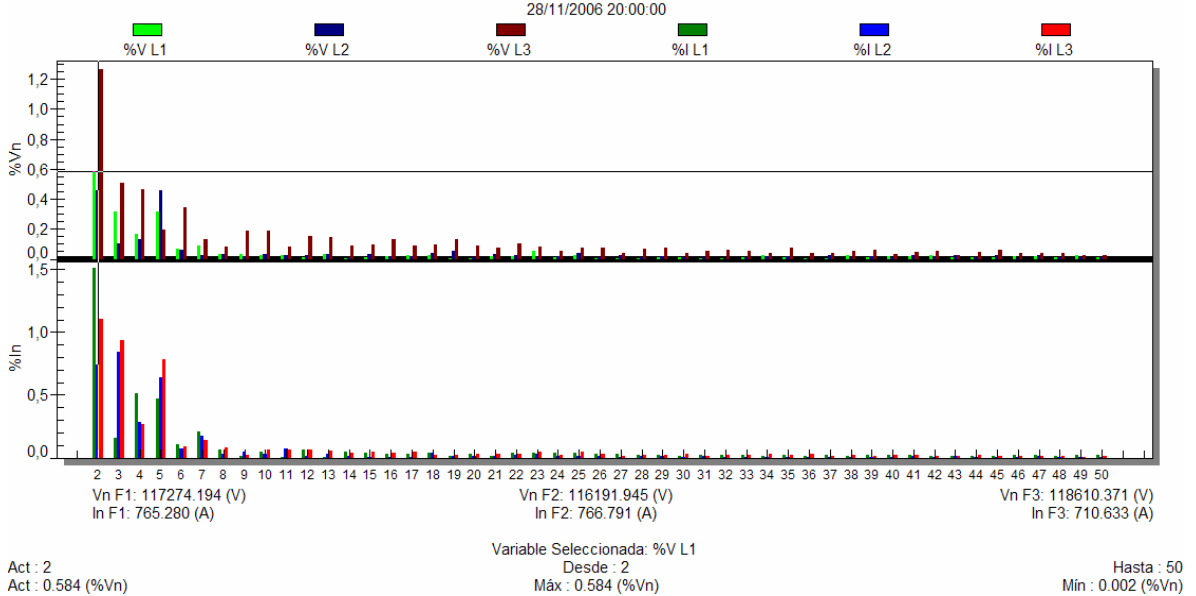
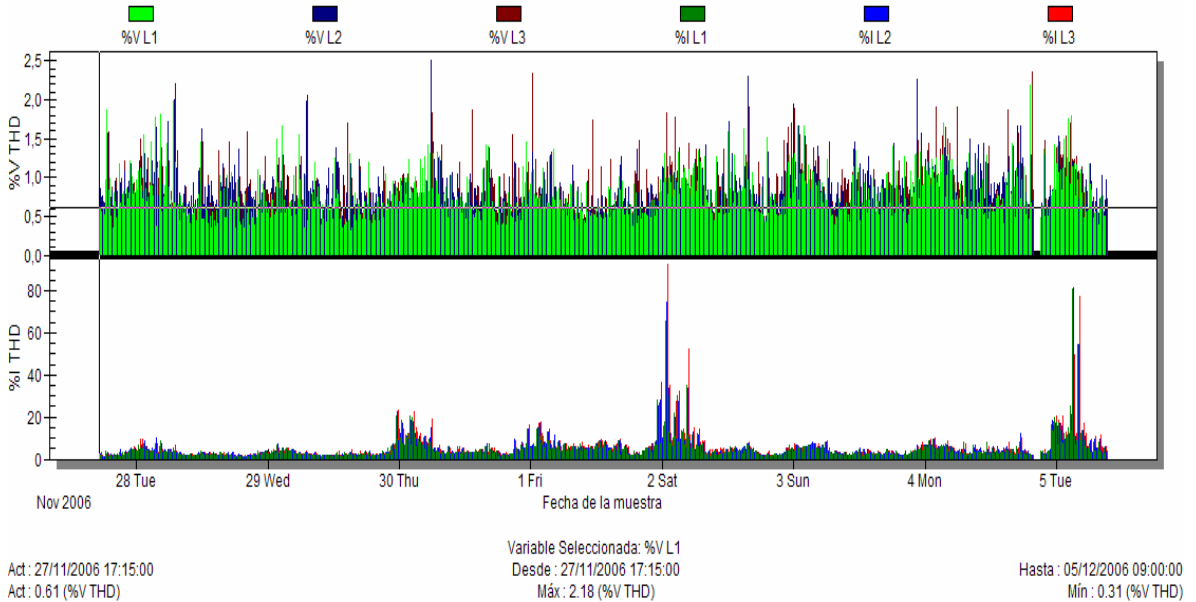


Figura 13. Distorsión armónica total escenario equilibrado balanceado



La carga es de tipo trifásico variable con el tiempo y las formas de onda de las señales de tensión y corriente presentan una baja distorsión armónica (el  $THD_V$  promedio en este escenario es igual a 0,566% mientras que la distorsión armónica promedio de corriente  $THD_I$  es igual a 0,776%) por lo que se pueden considerar prácticamente sinusoidales. La distorsión armónica se encuentra dentro de los límites establecidos por la norma IEEE 519/92.

**4.2.1.3 Evaluación de las potencias del sistema SEB.** En la tabla 17 se observan los resultados de la estimación de potencias para el escenario equilibrado balanceado con cada grupo de medidores considerando la conexión de tres elementos única posibilidad válida para este nivel de tensión. De los resultados de la tabla 17 se concluye que bajo este escenario de carga, todos los medidores digitales estiman la potencia y energía con incertidumbres similares, es decir que el comportamiento es el adecuado en todas las opciones.

Tabla 17. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado. Conexión: tres hilos, tres elementos.

<b>Medidor</b>	<b>P [kW]</b>	<b>Q [kVAr]</b>	<b>S [kVA]</b>	<b>F.P</b>
Grupo A	139739,28	58808,33	151609,65	0,92170
Grupo B*	139739,28	58698,11	151715,54	0,92106
Grupo C	139739,28	58698,11	151673,18	0,92131
Grupo D	139739,28	58698,11	151715,54	0,92106
IEEE 1459	139739,28	59488,90	151875,00	0,92009

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

Aunque la conexión de dos elementos no es permitida en este nivel de tensión, este escenario de carga si se puede presentar en los niveles de tensión 2 y 3, razón por la cual se realiza una simulación considerando la conexión de los medidores digitales con dos elementos y diferentes fases de referencia. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 18.

Tabla 18. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado. Conexión con dos elementos.

<b>Referencia fase R</b>				
<b>Medidor</b>	<b>P [kW]</b>	<b>Q [kVAr]</b>	<b>S [kVA]</b>	<b>F.P</b>
Grupo A	139739,28	74771,04	158485,88	0,88171
Grupo B*	139739,28	58698,11	149951,84	0,93189
Grupo C	139739,28	58698,11	173112,24	0,80721
Grupo D	139739,28	58698,11	149951,84	0,92196
<b>Referencia fase S</b>				
Grupo A	139739,28	78019,85	160044,25	0,87312
Grupo B*	139739,28	58698,11	148997,86	0,93786
Grupo C	139739,28	58698,11	171993,23	0,81246
Grupo D	139739,28	58698,11	148997,86	0,92196
<b>Referencia fase T</b>				
Grupo A	139739,28	90083,60	166259,20	0,84049
Grupo B*	139739,28	58698,11	156308,47	0,89399
Grupo C	139739,28	58698,11	180447,72	0,77440
Grupo D	139739,28	58698,11	156308,47	0,92196
IEEE 1459	139739,28	59488,90	151875,00	0,92009

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

**4.2.1.4 Observaciones del sistema SEB.** De los resultados de la tabla 18, se observa que aunque se trata de un sistema prácticamente libre de perturbaciones, la implementación de la conexión con dos elementos origina diferencias en las lecturas de potencia aparente y factor de potencia con respecto a la convencional con tres elementos. Además el medidor del grupo A registra cambios notables en la lectura de potencia reactiva cuando se modifica la fase de referencia.

En la conexión con dos elementos, los medidores del grupo C siempre registran un factor de potencia más bajo que los demás, mientras que el medidor del grupo D no experimenta cambios en este parámetro aunque se modifique la fase de referencia.

De acuerdo con la reglamentación establecida por la CREG, de existir un factor de potencia inferior a 0,9, se incluye en la factura para el suscriptor el cobro por concepto de energía reactiva. En este caso, al instalar medidores de los grupos A o C, el usuario debería pagar por este concepto, aunque el sistema real registre un factor superior a 0,9 tal como ocurre cuando se implementa la conexión con tres elementos. Lo mismo sucede con los medidores del grupo B en conexión con dos elementos cuando se toma como referencia la fase T.

Lo anterior, permite concluir que la conexión con dos elementos es inconveniente tanto para el operador de red como para el usuario, pues arroja resultados impredecibles y diferentes en las potencias reactiva y aparente (dimensionamiento) a los obtenidos en la conexión con tres elementos. Además, según la fase que se tome como referencia, los valores finales también varían, caso de ocurrencia frecuente, si se tiene en cuenta que en un sistema eléctrico real es difícil distinguir cual conductor corresponde a cada fase.

Aunque la propuesta IEEE Std 1459, no considera la posibilidad de conexión con dos elementos, sus resultados se consignan en la tabla 18, para efectos comparativos.

#### 4.2.2 Sistema equilibrado desbalanceado (SED).

En este escenario, los valores eficaces de las tensiones de cada fase, para el mismo instante de tiempo son aproximadamente iguales. Sin embargo, los valores eficaces de las corrientes de cada fase, difieren entre si para un mismo instante de tiempo.

El escenario está asociado con sistemas a nivel de tensión 3 y 4, con cargas trifásicas variables, con cargas monofásicas elevadas que no están distribuidas equitativamente dentro del sistema o eventualmente con cargas trifásicas en falla.

**4.2.2.1 Descripción del escenario del sistema SED.** En la tabla 19 se muestran las características de un usuario representativo de este escenario.

Tabla 19. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado desbalanceado

Actividad	Bombeo de agua	
Capacidad instalada	500 kVA	
Nivel de tensión	3	
Medidor	Marca	Grupo C
	Clase	0,5 S
	Tensión	3x110 V
	Corriente	5 A
	Conexión	Tres hilos, dos elementos.
Transformadores de tensión	Marca	Arteche
	Relación	34500/115
	Instalación	Exterior
Transformadores de corriente	Marca	Arteche
	Relación	5 (10)/5
	Instalación	Exterior
Acometida	Conductor	THWN # 12
	Longitud	20 m
Período de registro	5 días.	
Equipo de medición utilizado	CIRCUTOR AR5	
Descripción de la carga	Equipos de bombeo e iluminación de descarga.	
Desbalance de fases en corriente	25,927 %	

Aunque la carga conectada al sistema es de tipo trifásico, posibles fenómenos asociados con las máquinas de bombeo o con su sistema de control, originan un desbalance de considerables proporciones dentro del sistema.

**4.2.2.2 Características de la carga del sistema SED.** En las figuras 14 a 17 se muestran las señales obtenidas durante la monitorización de esta frontera.

Figura 14. Corrientes de línea escenario equilibrado desbalanceado

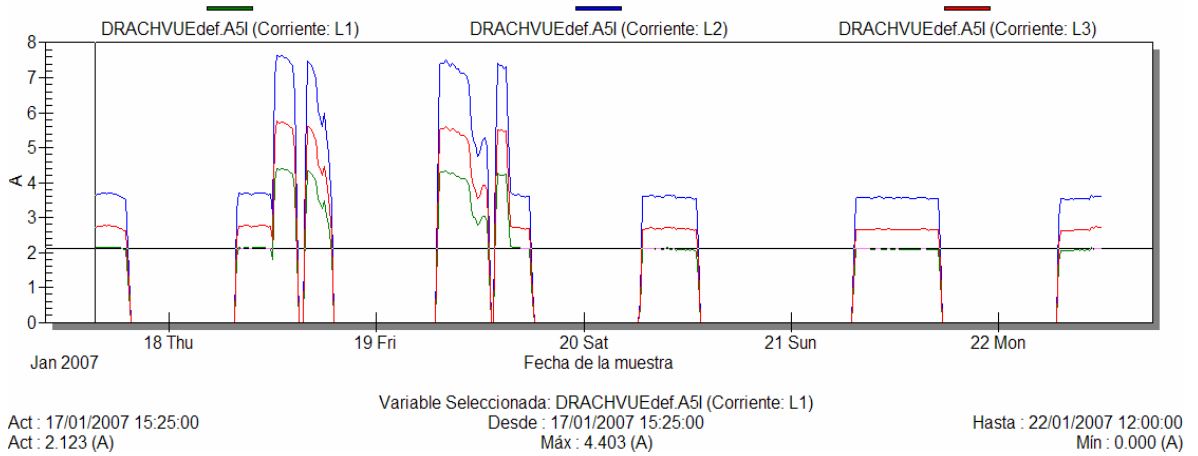


Figura 15. Formas de onda de tensión y corriente escenario equilibrado desbalanceado.

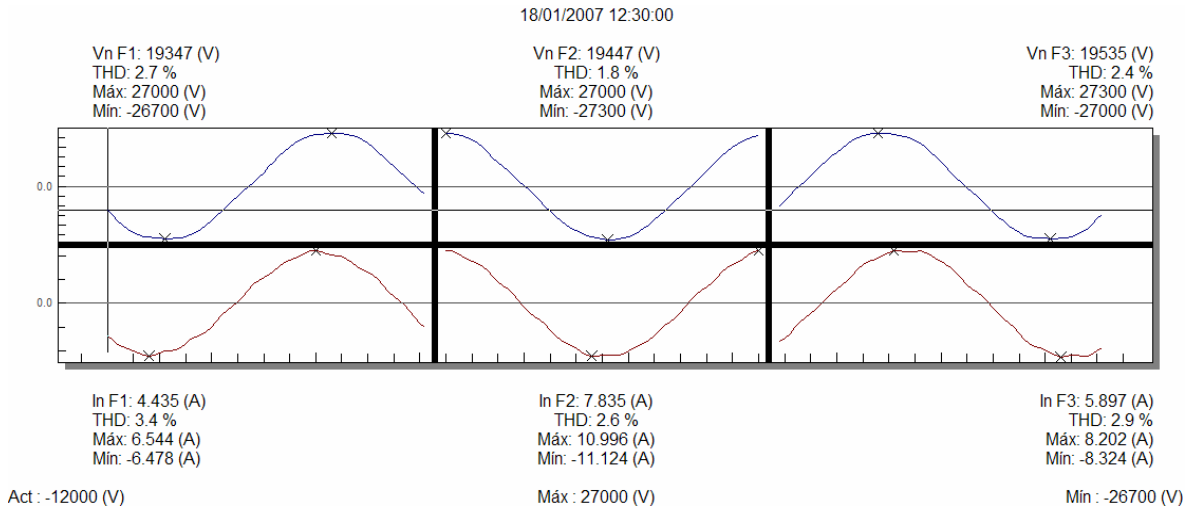


Figura 16. Espectro de armónicos escenario equilibrado desbalanceado

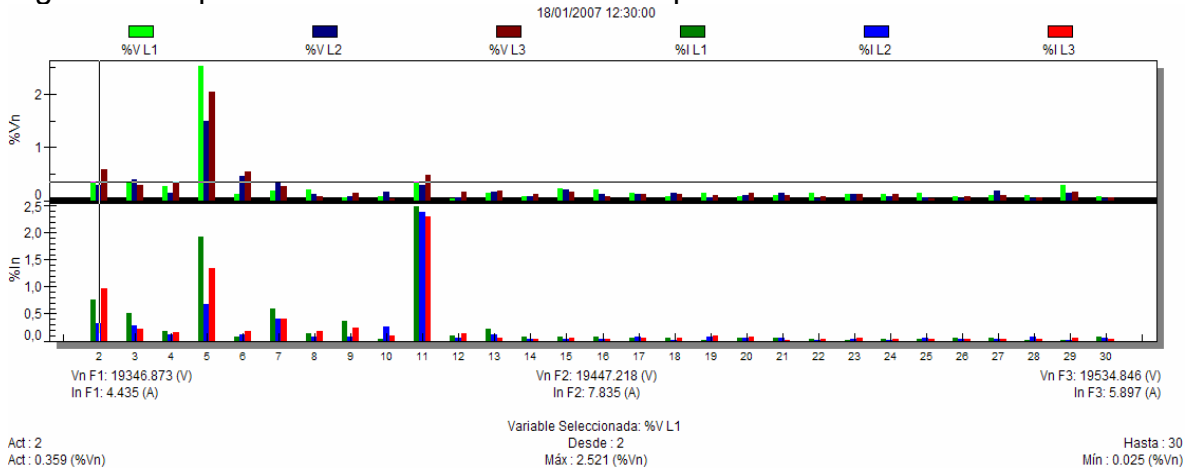
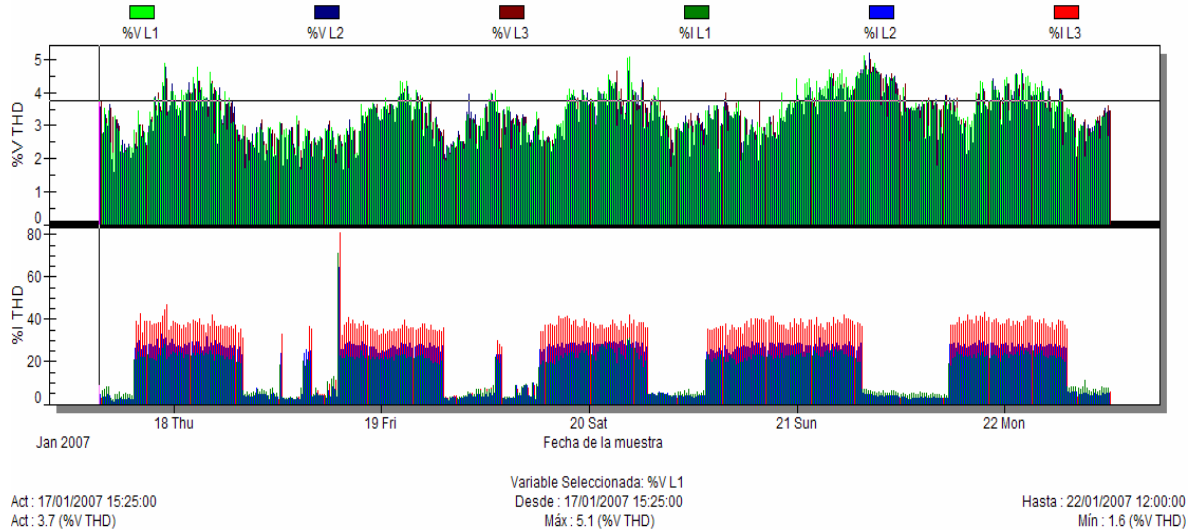


Figura 17. Distorsión armónica total escenario equilibrado desbalanceado



Las señales de tensión y corriente se encuentran levemente deformadas por la presencia de armónicos de orden 5 y 11, la distorsión armónica en tensión se encuentra muy cerca al límite (el  $THD_V$  promedio en este escenario es igual a 3,6%), mientras que la distorsión armónica en corriente durante los periodos de carga tiene valores dentro de los establecidos por la norma IEEE 519 (el  $THD_I$  promedio en este escenario es igual a 4,2%).

**4.2.2.3 Evaluación de las potencias del sistema SED.** En las tablas 20 y 21 se observan los resultados de la estimación de potencias para el escenario equilibrado desbalanceado.

Tabla 20. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado. Conexión tres hilos, tres elementos.

Medidor	P [kW]	Q [kVAr]	S [kVA]	F.P
Grupo A	341,99	81,75	351,63	0,97260
Grupo B	341,99	23,67	356,87	0,95831
Grupo C*	341,99	23,67	356,64	0,95894
Grupo D	341,99	23,67	356,87	0,99761
IEEE 1459	341,99	129,45	365,67	0,93500

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

Tabla 21. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado. Conexión con dos elementos.

Referencia fase R				
Medidor	P [kW]	Q [kVAr]	S [kVA]	F.P
Grupo A	341,99	311,87	462,84	0,73890
Grupo B	341,99	23,67	406,74	0,84081
Grupo C*	341,99	23,67	469,39	0,72859
Grupo D	341,99	23,67	406,74	0,99761

Referencia fase S				
Grupo A	341,99	63,39	347,82	0,98325
Grupo B	341,99	23,67	302,65	1,13000
Grupo C*	341,99	23,67	349,26	0,97919
Grupo D	341,99	23,67	302,65	0,99761
Referencia fase T				
Grupo A	341,99	228,65	411,39	0,83131
Grupo B	341,99	23,67	358,48	0,95402
Grupo C*	341,99	23,67	413,63	0,82681
Grupo D	341,99	23,67	358,48	0,99761
IEEE 1459	341,99	129,45	365,67	0,93500

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

**4.2.2.4 Observaciones del sistema SED.** Debido al considerable desbalance de corrientes que presenta el sistema, se observa una gran diferencia entre el registro de potencia reactiva calculado mediante el Std IEEE 1459 con respecto al de los medidores en estudio. Esta diferencia es aún más notoria si se implementa la conexión con dos elementos tomando como referencia las fases R o T, llegando a presentarse errores hasta del 140%. Este es un caso que pone de manifiesto, la incidencia del desbalance de corrientes de un sistema sobre el cálculo de la potencia reactiva principalmente.

Por otra parte, debido al algoritmo de programación que utilizan los medidores del grupo B, en presencia de desbalances críticos de corriente y en conexión con dos elementos, pueden arrojar valores de factor de potencia inferiores a 0,9 lo cual origina la facturación por concepto de energía reactiva. En otro caso y para el mismo escenario, si se modifica la fase de referencia, los medidores del grupo B registran un factor de potencia superior a la unidad, ilógico desde el punto de vista físico.

#### 4.2.3 Sistema equilibrado, balanceado y con armónicos (SEBA).

Sus características son muy similares a las del primer escenario, solo que en este caso la presencia de componentes armónicas dentro del sistema superan los límites establecidos por la norma IEEE 519/92.

Están asociados con sistemas a niveles de tensión 2 y 3, con cargas trifásicas o monofásicas adecuadamente distribuidas pero en su mayoría de tipo no lineal.

Los usuarios incluidos en este escenario corresponden al sector industrial con equipos de corriente continua alimentados a través de rectificadores de estado sólido de seis pulsos o con tecnologías obsoletas. También comprenden arrancadores electrónicos y variadores de velocidad de primera generación.

**4.2.3.1 Descripción del escenario del sistema SEBA.** En la tabla 22 se muestran las características de un usuario representativo de este escenario.

Tabla 22. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado, balanceado y con armónicos.

Actividad	Laminación y trefilado de aceros	
Capacidad instalada	4 MVA	
Nivel de tensión	3	
Medidor	Marca	Grupo A
	Clase	Activa: 0,5 S, Reactiva: 2,0 S
	Tensión	3x66,4/115 – 3x254/440 V
	Corriente	5 (10)A
	Conexión	Tres hilos, tres elementos
Transformadores de tensión	Marca	Arteche
	Relación	$(34500/\sqrt{3})/(120/\sqrt{3})$
	Instalación	Exterior
Transformadores de corriente	Marca	Arteche
	Relación	50 (100)/5
	Instalación	Exterior
Acometida	Conductor	THWN # 12
	Longitud	4 m
Período de registro	7 días	
Equipo de medición utilizado	CIRCUTOR QNA	
Descripción de la carga	Motores de laminadoras, rectificadores de onda, motores multiusos, sistemas de iluminación de descarga y equipos menores.	
Desbalance de fases en corriente	1,804 %	

**4.2.3.2 Características de la carga del sistema SEBA.** En las figuras 18 a 21 se muestran las señales obtenidas durante la monitorización de esta frontera.

Figura 18. Corrientes de línea escenario equilibrado, balanceado y con armónicos.

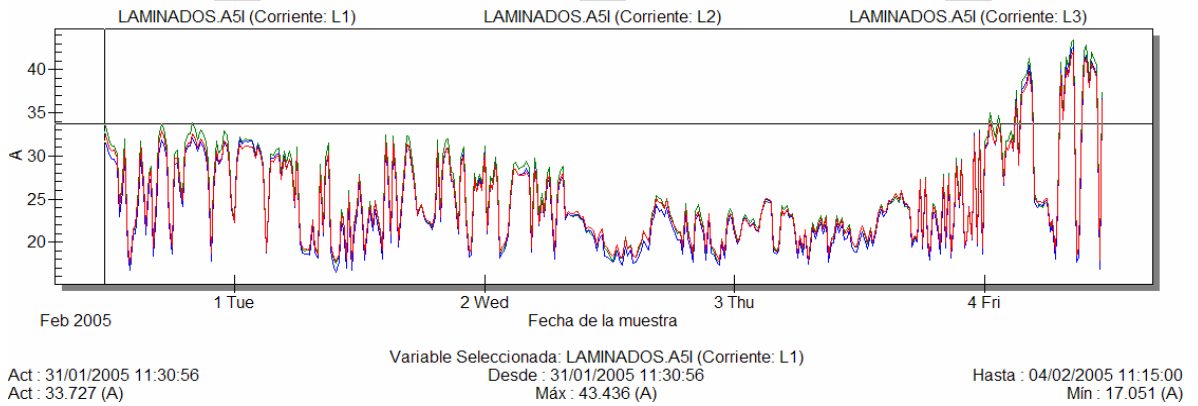


Figura 19. Formas de onda de tensión y corriente escenario equilibrado, balanceado y con armónicos.

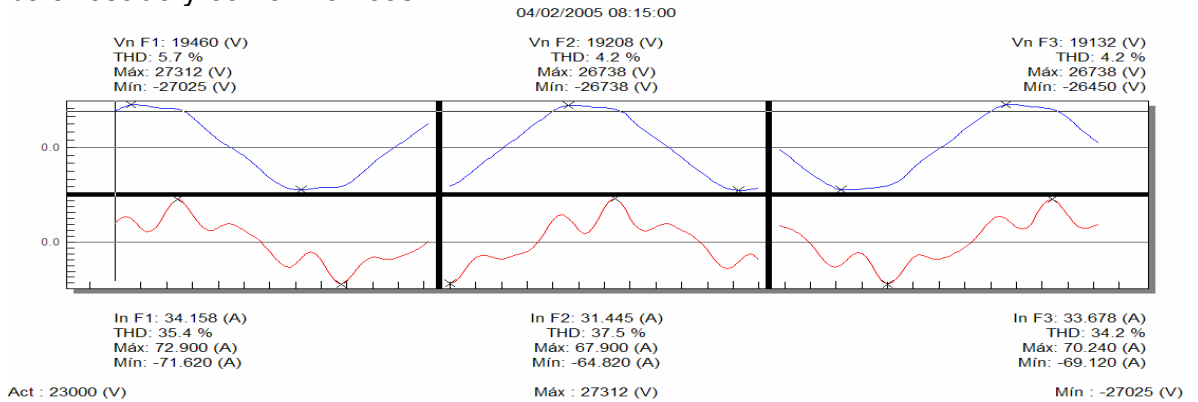


Figura 20. Espectro de armónicos escenario equilibrado, balanceado y con armónicos.

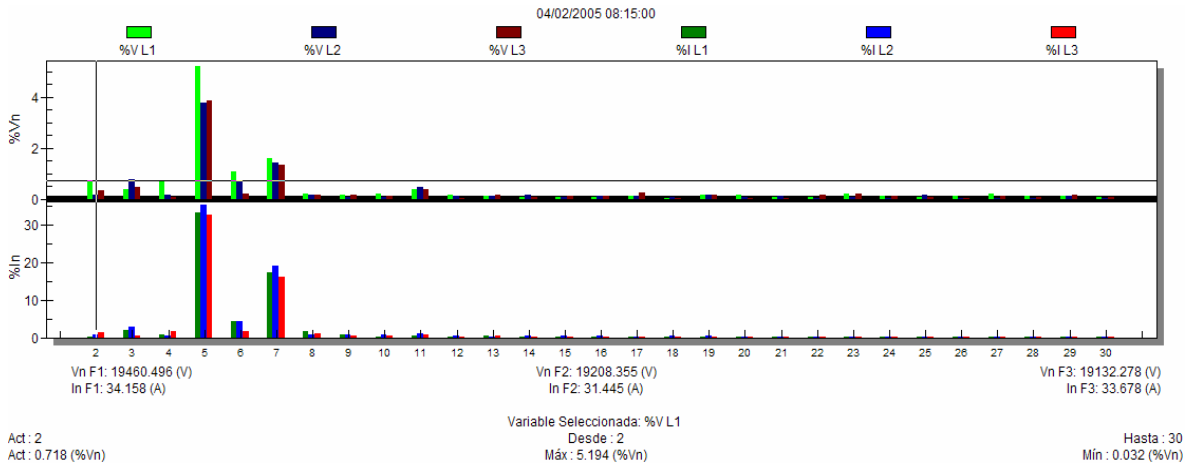
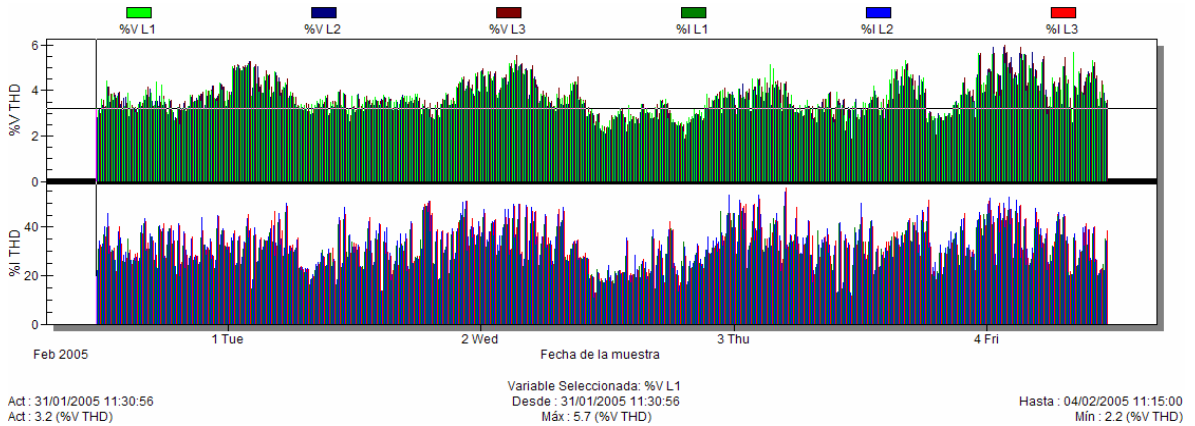


Figura 21. Distorsión armónica total escenario equilibrado, balanceado y con armónicos.



De todas las fronteras monitorizadas, esta puede considerarse como la más crítica por el alto contenido de armónicos, cuyos efectos se transmiten a otros usuarios conectados al mismo alimentador, con graves consecuencias para los dispositivos de tipo electrónico principalmente. Dichos armónicos son generados por rectificadores de seis pulsos instalados dentro del sistema para la alimentación de los motores DC de los trenes de laminación.

Aunque el sistema registra presencia de los armónicos 5, 7 y 11 en tensión, la forma de onda tiene una distorsión armónica que está dentro de los límites establecidos por la norma IEEE 519 (el  $THD_V$  promedio en este escenario es igual a 2,93%), sin embargo los armónicos 5 y 7 en corriente presentan valores muy superiores al límite de la norma IEEE 519 (el  $THD_I$  promedio en este escenario es igual a 21,23%) lo cual se refleja en la forma de onda de corriente distorsionada (ver figura 19).

En consecuencia, la distorsión armónica en tensión se encuentra dentro de los límites, mientras que en corriente es muy superior al establecido por la norma.

**4.2.3.3 Evaluación de las potencias del sistema SEBA.** En las tablas 23 y 24 se observan los resultados de la estimación de potencias para el escenario equilibrado balanceado y con armónicos.

Tabla 23. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado y con armónicos. Conexión tres hilos, tres elementos.

Medidor	P [kW]	Q [kVAr]	S [kVA]	F.P
Grupo A*	2306,70	1149,70	2577,30	0,89500
Grupo B	2306,70	1022,50	2578,70	0,89450
Grupo C	2306,70	1022,50	2525,50	0,91336
Grupo D	2306,70	1022,50	2578,70	0,91421
IEEE 1459	2306,70	1151,27	2578,03	0,89474

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

Tabla 24. Potencias estimadas escenario equilibrado balanceado y con armónicos. Conexión con dos elementos

Referencia fase R				
Medidor	P [kW]	Q [kVAr]	S [kVA]	F.P
Grupo A*	2306,70	1587,00	2799,90	0,82385
Grupo B	2306,70	1022,50	2594,50	0,88908
Grupo C	2306,70	1022,50	2929,60	0,78737
Grupo D	2306,70	1022,50	2594,50	0,91421
Referencia fase S				
Grupo A*	2306,70	1445,40	2722,10	0,84739
Grupo B	2306,70	1022,50	2529,20	0,91204
Grupo C	2306,70	1022,50	2853,70	0,80830
Grupo D	2306,70	1022,50	2529,20	0,91421
Referencia fase T				
Grupo A*	2306,70	1607,30	2811,40	0,82047
Grupo B	2306,70	1022,50	2608,30	0,88435
Grupo C	2306,70	1022,50	2929,40	0,78744
Grupo D	2306,70	1022,50	2608,30	0,91421
IEEE 1459	2306,70	1151,27	2578,03	0,89474

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

#### 4.2.3.4. Observaciones del sistema SEBA

El efecto de los armónicos sobre la medida se traduce en subregistros de potencia reactiva, fenómeno evidente sobre todo en los medidores de los grupos B, C y D. Por su parte el medidor del grupo A, refleja con mayor fidelidad cualquier cambio que ocurre en el sistema de medición.

Un análisis detallado de los aportes individuales de potencia reactiva de cada una de las componentes armónicas, permite observar que la potencia reactiva total registrada es inferior a la correspondiente a la componente fundamental, es decir:

$$Q_{TOTAL} < Q_1$$

La proporción en la cual se reduce, oscila entre 1,6 % y 1,9%, lo cual significa que una parte del flujo de potencia debido a las componentes armónicas circulan del sistema hacia la red externa y a al efectuar la sumatoria de potencias reactivas de las componentes armónicas, los medidores B, C y D registran una potencia reactiva total inferior a la que realmente está presente en el sistema.

Por las razones anteriores, el comportamiento del factor de potencia es impredecible pues puede aumentar o disminuir entre uno y otro sistema según la dirección de los flujos de las componentes armónicas. Estos aspectos se analizarán con mayor profundidad en el capítulo 5.

#### 4.2.4 Sistema equilibrado, desbalanceado y con armónicos (SEDA)

Constituye uno de los escenarios más comunes dentro de los sistemas eléctricos, pues agrupa todas las condiciones reales que se pueden presentar en un sistema. Sus características combinan las del primer y tercer escenarios, descritos con anterioridad.

Se presentan en cualquier nivel de tensión, con cargas variantes en el tiempo de tipo trifásico o monofásico y con comportamiento no lineal. Los usuarios incluidos en este escenario pueden corresponder a cualquier sector de la economía.

**4.2.4.1 Descripción del escenario del sistema SEDA.** En la tabla 25 se muestran las características de un usuario representativo de este escenario.

Tabla 25. Características del sistema eléctrico, escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos.

Actividad	Procesamiento de lácteos	
Capacidad instalada	315 kVA	
Nivel de tensión	2	
Medidor	Marca	Grupo C
	Clase	0,5 S
	Tensión	3x110 V
	Corriente	5 A
	Conexión	Tres hilos, dos elementos.
Transformadores de tensión	Marca	TIM
	Relación	13200/120 V
	Instalación	Exterior
Transformadores de corriente	Marca	Westinghouse
	Relación	<b>5 (10)/5</b>
	Instalación	Exterior
Acometida	Conductor	THWN # 12
	Longitud	12 m
Período de registro	9 días.	
Equipo de medición utilizado	CIRCUTOR AR5	
Descripción de la carga	Equipos de refrigeración, motobombas, agitadores, iluminación fluorescente y equipos menores.	
Desbalance de fases en corriente	3,288 %	

La carga instalada esta compuesta por equipos de enfriamiento y pasterización principalmente, con curvas de carga diaria cíclicas.

**4.2.4.2 Características de la carga del sistema SEDA.** En las figuras 22 a 25 se muestran las señales obtenidas durante la monitorización de esta frontera.

Figura 22. Corrientes de línea escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos.

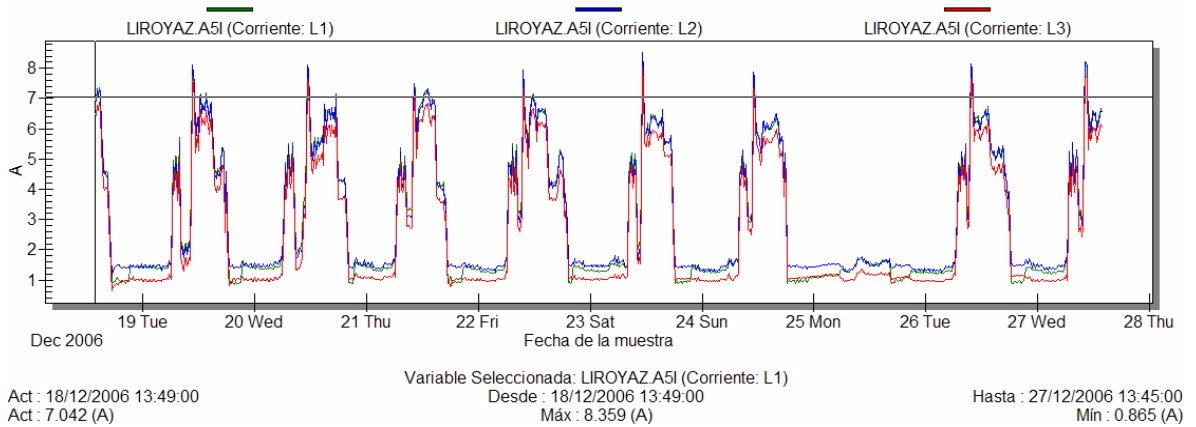


Figura 23. Formas de onda de tensión y corriente escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos.

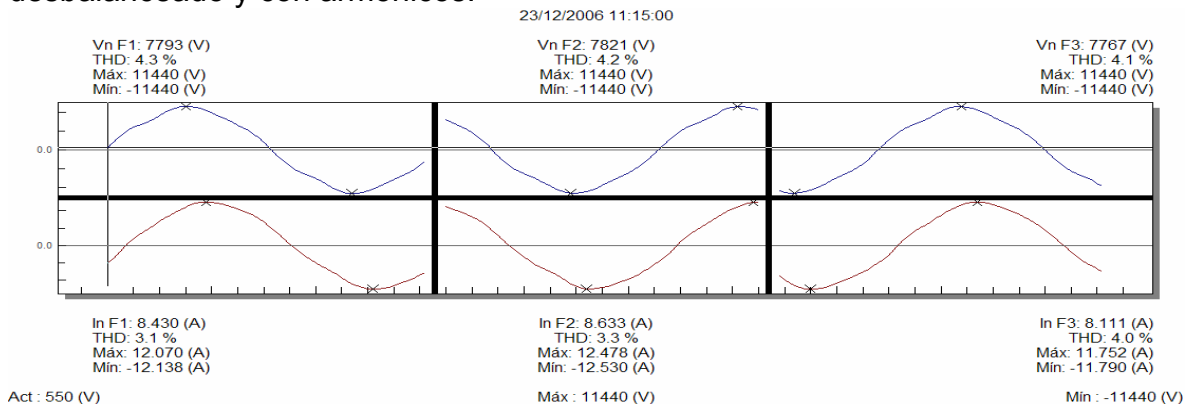


Figura 24. Espectro de armónicos escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos.

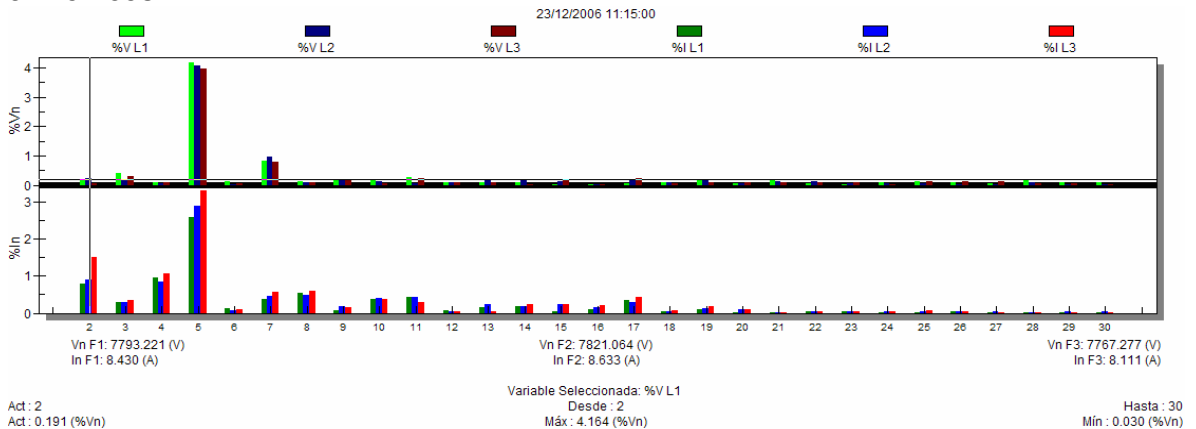
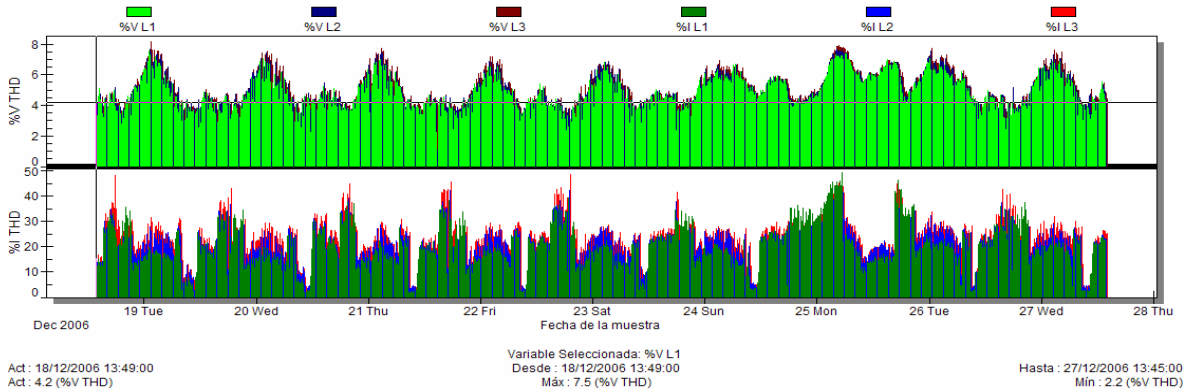


Figura 25. Distorsión armónica total escenario equilibrado, desbalanceado y con armónicos.



El sistema presenta un comportamiento crítico por cuanto las formas de onda de tensión y corriente se encuentran distorsionadas por la presencia de las componentes armónicas de orden 3, 5 y 7 en tensión muy cercanos al límite máximo establecido por la norma IEEE 519 (el  $THD_V$  promedio en este escenario es igual a 3,86%); las componentes armónicas de la corriente corresponden a los ordenes: 2, 3, 4, 5 y 7 y la distorsión armónica total es superior al límite sugerido por la norma IEEE 519 (el  $THD_I$  promedio en este escenario es igual a 15,4%).

Los armónicos pares que se originan al parecer por un sistema de rectificación de media onda utilizado por los equipos involucrados en el proceso de pasterización de la leche, pueden ocasionar un calentamiento excesivo en el núcleo del transformador, así como asimetrías indeseadas en el sistema eléctrico. Por consiguiente es prioritario analizar con más detalle esta carga y atenuar las componentes armónicas de corriente en especial la del segundo armónico para evitar daños en los dispositivos eléctricos que se encuentran instalados en este sistema.

**4.2.4.3 Evaluación de las potencias del sistema SEDA.** En las tablas 26 y 27 se observan los resultados de la estimación de potencias para el escenario equilibrado balanceado y con armónicos.

Tabla 26. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado y con armónicos. Conexión tres hilos, tres elementos.

Medidor	P [kW]	Q [kVAR]	S [kVA]	F.P
Grupo A	178,38	76,43	194,07	0,91918
Grupo B	178,38	76,01	194,18	0,91865
Grupo C*	178,38	76,01	194,01	0,91944
Grupo D	178,38	76,01	194,18	0,91996
IEEE 1459	178,38	76,93	194,26	0,91824

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

Tabla 27. Potencias estimadas escenario equilibrado desbalanceado y con armónicos. Conexión con dos elementos.

Referencia fase R				
Medidor	P [kW]	Q [kVAr]	S [kVA]	F.P
Grupo A	178,38	105,24	207,11	0,86127
Grupo B	178,38	76,01	191,16	0,93315
Grupo C*	178,38	76,01	220,40	0,80936
Grupo D	178,38	76,01	191,16	0,91996
Referencia fase S				
Grupo A	178,38	98,53	203,79	0,87533
Grupo B	178,38	76,01	192,77	0,92536
Grupo C*	178,38	76,01	222,36	0,80223
Grupo D	178,38	76,01	192,77	0,91996
Referencia fase T				
Grupo A	178,38	109,60	209,36	0,85204
Grupo B	178,38	76,01	198,39	0,89913
Grupo C*	178,38	76,01	228,86	0,77945
Grupo D	178,38	76,01	198,39	0,91996
IEEE 1459	178,38	76,93	194,26	0,91824

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

**4.2.4.4 Observaciones del sistema SEDA.** Para la conexión con tres elementos, no se evidencian grandes diferencias entre los registros de potencia reactiva de cada medidor, a la vez que el factor de potencia es superior a 0,9. Sin embargo, en la actualidad el usuario posee un sistema de conexión con dos elementos y cancela al operador de red por concepto de energía reactiva.

Tal como se observa en los cuadros comparativos, si desde el momento de la instalación inicial del equipo de medida se hubiese implementado conexión con tres elementos, no existiría cobro por concepto de energía reactiva.

Con respecto a las componentes armónicas dentro del sistema, su incidencia es similar a la expuesta para el escenario anterior, es decir, la potencia reactiva total registrada es inferior a la potencia reactiva correspondiente a la componente fundamental.

En casos como este, en el cual se evidencia la gran cantidad de armónicos inyectados a la red por parte del usuario y el efecto de subestimar la potencia reactiva, toma vigencia la necesidad de considerar todas las potencias no activas del sistema para establecer la compensación necesaria así como la facturación de la energía no activa.

## 5. ANÁLISIS DE LA MEDICIÓN Y FACTURACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA INDUSTRIA

De acuerdo con el análisis comparativo planteado en el capítulo anterior, existen diferencias entre las lecturas de potencia no activa registradas por cada medidor en los distintos escenarios de carga y entre estas y la propuesta IEEE Std 1459. Por tal razón, en el presente capítulo se realiza un análisis económico para una frontera en particular, con el fin de establecer la incidencia que tienen en la facturación de esta energía aspectos como el sistema de conexión de los equipos de medición o la utilización de uno u otro medidor.

En primera instancia, se efectúa un análisis de las características técnicas del sistema y de su comportamiento según el tipo de carga conectada, y luego se realiza un análisis de la facturación.

La frontera escogida es una de las doce resultantes de la muestra final y se selecciona de acuerdo con características como el desbalance de corrientes y al alto contenido de armónicos, las cuales la hacen representativa de una buena parte de usuarios del sistema.

### 5.1. ANÁLISIS TÉCNICO

**5.1.1 Sistema de medición existente.** En la actualidad, la frontera analizada está conectada a nivel de tensión 3 (34,5 kV) mediante un sistema de medición con tres elementos. Los tres transformadores de potencial y los tres transformadores de corriente son de tipo exterior y están conectados con el medidor a través de una acometida en cable THWN #12 con longitud de seis metros.

**5.1.2 Medidor de energía existente.** El sistema cuenta con un medidor digital de energía de la marca correspondiente al grupo A, de clase 0,5 S en activa y 2,0 S en reactiva. Sus características constructivas le permiten conectarse a tensión 3x66,4/115 - 3x254/440 V y corriente de 5 (10) A.

**5.1.3 Tipo de carga.** La actividad desarrollada por el usuario corresponde al sector industrial de laminación y trefilados y la carga conectada está compuesta principalmente por motores de corriente continua alimentados a través de puentes rectificadores de seis pulsos.

**5.1.4 Componentes armónicas dentro del sistema.** En las figuras 26 a 28, se muestran los valores registrados por el analizador para las componentes armónicas de cada fase durante el intervalo de mayor consumo.

Figura 26. Componentes armónicas del sistema en la fase 1 durante el intervalo de mayor consumo.

Fecha 14/12/2006 03:15:00					
Tensión fase 1			Corriente fase 1		
Vrms (V):35039.90		THD (%):4.99	Irms (A):27.689		THD (%):31.95
Fundamental (V):34936.06		Desfase (°):0.0	Fundamental (A):26.236		Desfase (°):290.0
Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)	Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)
2 (-)	0.282	37.3	2 (-)	1.013	141.6
3 (-)	0.145	31.5	3 (-)	1.030	270.6
4 (-)	0.148	30.0	4 (-)	1.234	130.5
5 (+)	4.938	42.4	5 (+)	29.233	119.8
6 (-)	0.154	186.0	6 (-)	1.032	355.7
7 (+)	0.622	266.2	7 (+)	16.403	59.3
8 (+)	0.033	276.0	8 (+)	0.197	206.4
9 (-)	0.080	81.0	9 (-)	0.261	26.8
10 (+)	0.066	219.4	10 (+)	0.141	29.7
11 (-)	0.248	111.7	11 (-)	2.723	293.1
12 (-)	0.025	65.4	12 (-)	0.299	160.3
13 (-)	0.111	319.1	13 (-)	0.811	227.3
14 (-)	0.005	120.9	14 (-)	0.204	124.7
15 (+)	0.016	318.4	15 (+)	0.244	284.3
16 (+)	0.008	359.9	16 (+)	0.177	105.1

Aunque el analizador registra componentes hasta el armónico 50, para efectos de análisis sólo se consideran armónicos hasta de orden 16 debido a que el ancho de banda de los transformadores de medida atenúa las componentes armónicas de por encima de 1 kHz.

Figura 27. Componentes armónicas del sistema en la fase 2 durante el intervalo de mayor consumo.

Fecha 14/12/2006 03:15:00					
Tensión fase 2			Corriente fase 2		
Vrms (V):35073.10		THD (%):4.66	Irms (A):26.408		THD (%):32.09
Fundamental (V):35034.95		Desfase (°):239.8	Fundamental (A):25.011		Desfase (°):167.0
Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)	Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)
2 (+)	0.559	49.4	2 (+)	1.546	198.8
3 (-)	0.472	209.3	3 (-)	1.216	105.2
4 (+)	0.166	292.3	4 (+)	1.166	15.4
5 (+)	4.532	37.3	5 (+)	29.356	134.9
6 (-)	0.057	164.9	6 (-)	0.397	331.4
7 (+)	0.728	261.3	7 (+)	16.489	75.6
8 (+)	0.100	268.0	8 (+)	0.202	357.3
9 (+)	0.027	130.8	9 (+)	0.441	209.7
10 (-)	0.053	48.4	10 (-)	0.231	192.5
11 (-)	0.323	114.6	11 (-)	2.649	328.2
12 (-)	0.037	355.6	12 (-)	0.212	340.0
13 (-)	0.138	318.7	13 (-)	1.084	253.8
14 (+)	0.038	124.5	14 (+)	0.198	223.3
15 (-)	0.019	294.7	15 (-)	0.282	149.8
16 (+)	0.015	176.1	16 (+)	0.184	80.6

Figura 28. Componentes armónicas del sistema en la fase 3 durante el intervalo de mayor consumo.

Fecha 14/12/2006 03:15:00					
Tensión fase 3			Corriente fase 3		
Vrms (V): 34772.07		THD (%): 5.29	I rms (A): 26.050		THD (%): 32.50
Fundamental (V): 34723.19		Desfase (°): 119.7	Fundamental (A): 24.628		Desfase (°): 50.8
Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)	Armónico	Amplitud (%)	Desfase (°)
2 (+)	0.438	77.8	2 (+)	0.520	232.7
3 (-)	0.301	41.1	3 (-)	0.279	278.4
4 (-)	0.126	152.3	4 (-)	1.365	240.7
5 (-)	5.216	36.8	5 (-)	30.255	114.2
6 (-)	0.202	359.5	6 (-)	1.420	160.9
7 (-)	0.627	256.0	7 (-)	15.921	53.6
8 (-)	0.087	316.5	8 (-)	0.222	86.0
9 (+)	0.105	280.3	9 (+)	0.189	321.6
10 (+)	0.074	303.2	10 (+)	0.396	91.0
11 (+)	0.285	128.8	11 (+)	2.678	282.0
12 (+)	0.072	201.9	12 (+)	0.205	8.4
13 (+)	0.117	307.1	13 (+)	0.823	194.7
14 (+)	0.029	191.6	14 (+)	0.013	136.0
15 (-)	0.038	151.5	15 (-)	0.038	273.1
16 (+)	0.036	124.7	16 (+)	0.042	208.0

**5.1.5 Características del escenario.** A partir de los valores registrados en las figuras 26 a 28, a continuación en la tabla 28 se resume el comportamiento del sistema, durante el intervalo de mayor consumo de energía.

Tabla 28. Características del sistema objeto de análisis durante el intervalo de mayor consumo.

DESCRIPCIÓN DEL PARÁMETRO	VALOR CALCULADO	VALOR MÁXIMO
Desequilibrio de tensión	0,542 %	-
Desbalance de corrientes	2,492 %	5%
Distorsión armónica total en tensión ( $THD_V$ )	4,980 %	5%
Distorsión armónica total en corriente ( $THD_I$ )	32,180 %	5%

De acuerdo con la tabla anterior, se observa que el sistema corresponde al escenario es equilibrado desbalanceado y con armónicos.

El valor de distorsión armónica total en tensión está muy cerca del límite máximo establecido por las normas IEC 61000 2-2 e IEEE 519/1992, en tanto que la distorsión armónica total en corriente supera el valor límite establecido por la norma IEEE 519/92, lo anterior como resultado de la presencia de componentes armónicas en corriente de ordenes 5, 7 y 11 superiores al limite individual establecido para cada armónico.

## 5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Con el fin de determinar la incidencia de factores como: el sistema de conexión del equipo de medida, la marca del medidor, el desbalance de corrientes y la presencia de componentes armónicas sobre la facturación mensual de energía, se realiza a continuación un análisis comparativo entre los costos de inversión y los costos de operación del sistema correspondiente al usuario en estudio.

**5.2.1 Costos de inversión.** La inversión inicial en el equipo de medida se muestra en la tabla 29.

Tabla 29. Costos de inversión sistema de medida en tres elementos

Nº	DESCRIPCIÓN	UNID	CANT	VR/UNIT	VR/TOTAL
<b>A. MATERIALES</b>					
1	Transformador de tensión, $(34500/\sqrt{3})/(120/\sqrt{3})$ Clase 0,5, tipo exterior.	UN	3	2.450.000	7.350.000
2	Transformador de corriente, 50(100)/5 Clase 0,5, tipo exterior.	UN	3	2.320.000	6.960.000
3	Medidor electrónico de energía 3x66,4 /115 - 3x254 /440 V, 5 (10)A, Clase 0,5 S en activa, 2,0 en reactiva.	UN	1	3.200.000	3.200.000
4	Bornera de pruebas de 13 puntos	UN	1	320.000	320.000
5	Terminales, cables, referenciados y elementos de conexión.	GL	1	350.000	350.000
<b>B. MANO DE OBRA</b>					
1	Instalación y conexión de transformadores de tensión tipo exterior.	UN	3	150.000	450.000
2	Instalación y conexión de transformadores de corriente tipo exterior.	UN	3	150.000	450.000
3	Instalación, conexión y programación de medidor electrónico de energía.	UN	1	380.000	380.000
4	Instalación y conexión de bornera de pruebas.	UN	1	80.000	80.000
5	Acometida en seis conductores THWN #12, desde salidas de TP's y TC's hasta bornera de pruebas.	ML	6	3.500	21.000
SUBTOTAL MATERIALES Y MANO DE OBRA					19.561.000
IVA (16%)					3.129.760
VALOR TOTAL MATERIALES Y MANO DE OBRA					22.690.760

Si la conexión se realizara con dos elementos, los valores consignados en la tabla 29 se reducirían en un 25,92%, es decir se lograría un ahorro aparente de cinco millones ochocientos ochenta y un mil doscientos pesos (\$5.881.200) M/CTE.

Sin embargo como se analizará con posterioridad, este sería un ahorro ficticio, por cuanto la conexión con dos elementos introduce errores significativos en el registro de la potencia no activa y del factor de potencia del sistema.

**5.2.2 Costos de operación.** Están asociados con la operación normal del sistema y con la magnitud y tipo de carga conectada. Tales costos, comprenden dos componentes: el pago por concepto de consumo de energía activa y reactiva el cual está a cargo del usuario y los costos correspondientes a pérdidas de energía, los cuales deben ser asumidos por el comercializador o en algunos casos transferidos de forma parcial al usuario final.

**5.2.2.1 Facturación mensual.** Está representada en los costos por concepto de consumo de energía cancelados directamente por el usuario al comercializador a través de la factura mensual.

Para calcular la diferencia de costos por facturación debido a los efectos del desequilibrio de fases y las componentes armónicas en el sistema, se toman los valores de potencia obtenidos a partir de los algoritmos de cada medidor para cada sistema de conexión y se comparan con los obtenidos mediante la propuesta IEEE Std 1459. La diferencia entre estas lecturas de potencia se multiplica por el tiempo de utilización del servicio durante un mes, para obtener las diferencias de energía dejadas de facturar o facturadas en exceso.

Para el cálculo de dicha energía, se toma un periodo promedio de 180 horas/mes, es decir cuatro semanas de 45 horas cada una y se considera el costo del kVA<sub>h</sub>, establecido por el comercializador de acuerdo con el tipo de usuario y el nivel de tensión al cual se encuentra conectado.

En la tabla 30, se muestran los resultados del análisis comparativo entre los resultados obtenidos con cada medidor y el modelo IEEE Std 1459. Como se pueden presentar en algunos casos sub-registro de potencia y en otros sobre-registro de la misma, se resalta en azul, el valor eventual dejado de percibir por el operador de red o en rojo el valor eventual en exceso que tendría que pagar el usuario.

Tabla 30. Diferencias entre la facturación de energía de acuerdo con los registros de cada medidor.

DURACIÓN [h/mes]	VALOR \$/KVArh	POTENCIA NO ACTIVA				ENERGÍA NO ACTIVA		FACTOR DE POTENCIA		
		IEEE1459 [KVAr]	MEDIDOR	LECTURA [KVAr]	ERROR	DIFERENCIA		IEEE 1459	LECTURA MEDIDOR	ERROR
						KVArh/mes	\$/mes			
<b>A. MEDICIÓN CON TRES ELEMENTOS</b>										
185	58,4602	1151,27	GRUPO A*	1149,70	0,14%	290,45	16.980	0,8947	0,89500	-0,029%
			GRUPO B	1022,50	11,19%	23822,45	1.392.665		0,89450	0,027%
			GRUPO C						0,91336	-2,081%
			GRUPO D						0,91421	-2,176%
<b>B. MEDICIÓN CON DOS ELEMENTOS: ARON FASE R</b>										
185	58,4602	1151,27	GRUPO A	1587,00	-37,85%	-80610,05	-4.712.480	0,8947	0,82385	7,923%
			GRUPO B	1022,50	11,19%	23822,45	1.392.665		0,88908	0,633%
			GRUPO C						0,78737	12,000%
			GRUPO D						0,91421	-2,176%
<b>C. MEDICIÓN CON DOS ELEMENTOS: ARON FASE S</b>										
185	58,4602	1151,27	GRUPO A	1445,40	-25,55%	-54414,05	-3.181.056	0,8947	0,84739	5,292%
			GRUPO B	1022,50	11,19%	23822,45	1.392.665		0,91204	-1,934%
			GRUPO C						0,80830	9,661%
			GRUPO D						0,91421	-2,176%
<b>D. MEDICIÓN CON DOS ELEMENTOS: ARON FASE T</b>										
185	58,4602	1151,27	GRUPO A	1607,30	-39,61%	-84365,55	-4.932.027	0,8947	0,82047	8,301%
			GRUPO B	1022,50	11,19%	23822,45	1.392.665		0,88435	1,161%
			GRUPO C						0,78744	11,992%
			GRUPO D						0,91421	-2,176%

\* Medidor actualmente instalado en la frontera.

De acuerdo con los resultados anteriores, el usuario, que actualmente tiene un medidor del grupo A con tres elementos, está dejando de cancelar al comercializador un valor mensual de diez y seis mil novecientos ochenta pesos (\$16.980). En caso de que en dicha frontera se hubiese instalado un medidor de los grupos B, C o D, ya sea en conexión de dos o tres elementos, el valor dejado de percibir por el comercializador ascendería a un millón trescientos noventa y dos mil seiscientos sesenta y cinco pesos (\$1.392.665) mensuales.

Si el medidor del grupo A se instala con dos elementos, el perjuicio en este caso será para el usuario, quien tendría que asumir un sobre costo cercano o superior a los cuatro millones de pesos (\$4.000.000), dependiendo de la fase que se tome como referencia.

En consecuencia si el usuario desde el comienzo de su operación hubiese instalado conexión con dos elementos, tendría un ahorro inicial en costos de inversión, pero por sobrefacturación de energía en pocos meses hubiese perdido el valor aparentemente ahorrado inicialmente.

Con respecto a los errores en la medición de potencia, se observa que en conexión con tres elementos, los medidores de los grupos B, C y D, arrojan valores muy altos, en tanto que el medidor A reproduce un valor cercano al obtenido mediante la propuesta IEEE Std 1459. Sin embargo, si se implementa conexión con dos elementos, los errores registrados por el medidor A, ascienden a valores fuera de límite, en perjuicio del usuario final.

En cuanto al factor de potencia, con excepción de los medidores de los grupos A y B en conexión con tres elementos, los errores en la medición son considerables. Este hecho se acentúa en todos los medidores para la conexión con dos elementos, lo que constituye un aspecto crítico para la operación del sistema, pues tal como se mencionó con anterioridad, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, establece penalización cuando el factor de potencia es inferior a 0,9.

**5.2.2.2 Sub-registro de potencia.** Las diferencias resultantes en el numeral anterior, se constituyen en pérdidas para uno u otro actor del mercado y se deben en gran parte a la presencia de componentes armónicas dentro del sistema, que originan flujos de corriente en sentido contrario al de la componente fundamental.

Para analizar este fenómeno, en las tablas 31 a 33, se calcula el aporte por fase de cada armónico sobre la potencia total del sistema, con base en los registros consignados en las figuras 26 a 28, a las cuales se han adicionado los valores de los ángulos de fase de tensión y corriente, necesarios para determinar las potencias individuales activa y reactiva.

Tabla 31. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 1.

<i>ARM N°</i>	<i>V<sub>línea</sub> [V]</i>	<i>%V<sub>1</sub></i>	<i>V<sub>fase</sub> [V]</i>	<i>ÁNGULO V<sub>línea</sub>[°]</i>	<i>ÁNGULO V<sub>fase</sub>[°]</i>	<i>ÁNGULO V<sub>fase</sub>[rad]</i>	<i>I [A]</i>	<i>% I<sub>1</sub></i>	<i>ÁNGULO I<sub>fase</sub>[°]</i>	<i>ÁNGULO I<sub>fase</sub>[rad]</i>	<i>POTENCIA ACTIVA [W]</i>	<i>POTENCIA REACTIVA [VAr]</i>
1	34.996,06	100,00	20.204,98	0,00	-30,00	-0,52	26,24	100,00	290,00	5,06	406.078,61	340.740,41
2	98,69	0,28	56,98	37,30	67,30	1,17	0,27	1,01	141,60	2,47	4,10	-14,58
3	50,74	0,15	29,30	31,50	31,50	0,55	0,27	1,03	270,60	4,72	-4,07	6,79
4	51,79	0,15	29,90	30,00	0,00	0,00	0,32	1,23	130,50	2,28	-6,29	-7,36
5	1.728,11	4,94	997,72	42,40	72,40	1,26	7,67	29,23	119,80	2,09	5.179,52	-5.632,69
6	53,89	0,15	31,12	186,00	186,00	3,25	0,27	1,03	355,70	6,21	-8,29	-1,51
7	217,68	0,62	125,68	266,20	236,20	4,12	4,30	16,40	59,30	1,03	-540,05	29,25
8	11,55	0,03	6,67	276,00	306,00	5,34	0,05	0,20	206,40	3,60	-0,06	0,34
9	28,00	0,08	16,16	81,00	81,00	1,41	0,07	0,26	26,80	0,47	0,65	0,90
10	23,10	0,07	13,34	219,40	189,40	3,31	0,04	0,14	29,70	0,52	-0,46	0,17
11	86,79	0,25	50,11	111,70	141,70	2,47	0,71	2,72	293,10	5,12	-31,43	-17,14
12	8,75	0,03	5,05	65,40	65,40	1,14	0,08	0,30	160,30	2,80	-0,03	-0,39
13	38,85	0,11	22,43	319,10	289,10	5,05	0,21	0,81	227,30	3,97	2,26	4,21
14	1,75	0,01	1,01	120,90	150,90	2,63	0,05	0,20	124,70	2,18	0,05	0,02
15	5,60	0,02	3,23	318,40	318,40	5,56	0,06	0,24	284,30	4,96	0,17	0,12
16	2,80	0,01	1,62	359,90	329,90	5,76	0,05	0,18	105,10	1,83	-0,05	-0,05
<b>POTENCIA TOTAL:</b>											<b>410.674,62</b>	<b>335.108,49</b>

Tabla 32. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 2.

<i>ARM N°</i>	<i>V<sub>línea</sub> [V]</i>	<i>%V<sub>1</sub></i>	<i>V<sub>fase</sub> [V]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>línea</sub> [°]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>fase</sub> [°]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>fase</sub> [rad]</i>	<i>I [A]</i>	<i>% I<sub>1</sub></i>	<i>ÁNGUL O I<sub>fase</sub> [°]</i>	<i>ÁNGUL O I<sub>fase</sub> [rad]</i>	<i>POTENCI A ACTIVA [W]</i>	<i>POTENCIA REACTIVA [Var]</i>
1	35.034,9 5	100,0 0	20.227,4 4	239,80	209,80	3,66	25,01	100,0 0	167,00	2,91	371.200,14	343.735,10
2	195,85	0,56	113,07	49,40	79,40	1,39	0,39	1,55	198,80	3,47	-21,46	-38,09
3	165,36	0,47	95,47	209,30	209,30	3,65	0,30	1,22	105,20	1,84	-7,07	28,16
4	58,16	0,17	33,58	292,30	262,30	4,58	0,29	1,17	15,40	0,27	-3,84	-9,01
5	1.587,78	4,53	916,71	37,30	67,30	1,17	7,39	29,54	134,90	2,35	2.580,59	-6.260,98
6	19,97	0,06	11,53	164,90	164,90	2,88	0,10	0,40	331,40	5,78	-1,11	-0,27
7	255,05	0,73	147,26	261,30	231,30	4,04	4,12	16,49	75,60	1,32	-553,49	249,91
8	35,03	0,10	20,23	268,00	298,00	5,20	0,05	0,20	357,30	6,24	0,52	-0,88
9	9,46	0,03	5,46	130,80	130,80	2,28	0,11	0,44	209,70	3,66	0,12	-0,59
10	18,57	0,05	10,72	48,40	18,40	0,32	0,06	0,23	192,50	3,36	-0,62	-0,06
11	113,16	0,32	65,33	114,60	144,60	2,52	0,66	2,65	328,20	5,73	-43,20	2,72
12	12,96	0,04	7,48	355,60	355,60	6,21	0,05	0,21	340,00	5,93	0,38	0,11
13	48,35	0,14	27,91	318,70	288,70	5,04	0,27	1,08	253,80	4,43	6,21	4,33
14	13,31	0,04	7,69	124,50	154,50	2,70	0,05	0,20	223,30	3,90	0,14	-0,35
15	6,66	0,02	3,84	294,70	294,70	5,14	0,07	0,28	149,80	2,61	-0,22	0,16
16	5,26	0,02	3,03	176,10	146,10	2,55	0,05	0,18	80,60	1,41	0,06	0,13
<b>POTENCIA TOTAL:</b>											<b>373.157,13</b>	<b>337.710,37</b>

Tabla 33. Aporte de cada armónico a la potencia total, fase 3

<i>ARM N°</i>	<i>V<sub>línea</sub> [V]</i>	<i>%V<sub>1</sub></i>	<i>V<sub>fase</sub> [V]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>línea</sub>[°]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>fase</sub>[°]</i>	<i>ÁNGUL O V<sub>fase</sub>[rad]</i>	<i>I [A]</i>	<i>% I<sub>1</sub></i>	<i>ÁNGUL O I<sub>fase</sub>[°]</i>	<i>ÁNGUL O I<sub>fase</sub>[rad]</i>	<i>POTENCI A ACTIVA [W]</i>	<i>POTENCIA REACTIVA [VAr]</i>
1	34.723,1 9	100,0 0	20.047,4 4	119,70	89,70	1,57	24,63	100,0 0	50,80	0,89	384.240,77	310.043,21
2	152,09	0,44	87,81	77,80	107,80	1,88	0,13	0,52	232,70	4,06	-6,43	-9,22
3	104,52	0,30	60,34	41,10	41,10	0,72	0,07	0,28	278,40	4,86	-2,24	3,49
4	43,75	0,13	25,26	152,30	122,30	2,13	0,34	1,37	240,70	4,20	-4,04	-7,47
5	1.811,16	5,22	1.045,67	36,80	66,80	1,17	7,45	30,26	114,20	1,99	5.273,90	-5.735,32
6	70,14	0,20	40,50	359,50	359,50	6,27	0,35	1,42	160,90	2,81	-13,42	-4,52
7	217,71	0,63	125,70	256,00	226,00	3,94	3,92	15,92	53,60	0,94	-488,53	65,18
8	30,21	0,09	17,44	316,50	346,50	6,05	0,05	0,22	86,00	1,50	-0,16	-0,94
9	36,46	0,11	21,05	280,30	280,30	4,89	0,05	0,19	321,60	5,61	0,74	-0,65
10	25,70	0,07	14,84	303,20	273,20	4,77	0,10	0,40	91,00	1,59	-1,45	-0,06
11	98,96	0,29	57,14	128,80	158,80	2,77	0,66	2,68	282,00	4,92	-20,63	-31,53
12	25,00	0,07	14,43	201,90	201,90	3,52	0,05	0,21	8,40	0,15	-0,71	-0,17
13	40,63	0,12	23,46	307,10	277,10	4,84	0,20	0,82	194,70	3,40	0,63	4,71
14	10,07	0,03	5,81	191,60	221,60	3,87	0,00	0,01	136,00	2,37	0,00	0,02
15	13,19	0,04	7,62	151,50	151,50	2,64	0,01	0,04	273,10	4,77	-0,04	-0,06
16	12,50	0,04	7,22	124,70	94,70	1,65	0,01	0,04	208,00	3,63	-0,03	-0,07
											<b>388.978,35</b>	<b>304.326,61</b>

En las tablas anteriores se puede observar que los registros de potencia activa total, se reducen por efecto de los flujos de potencia armónica en sentido contrario al de la fundamental. Esta energía circula por el sistema y como se ve su valor neto facturado no corresponde a la suma de todas las potencias activas armónicas, ya que algunas de ellas tienen signo negativo, sin embargo se somete al sistema a esfuerzos adicionales a los previstos en el diseño inicial y debe ser considerada para efectos de dimensionamiento del sistema.

En lo que respecta a la potencia no activa, el fenómeno es aún más crítico, por cuanto, tal como se evidencia, la potencia reactiva total es inferior a la potencia reactiva de la componente fundamental, esto significa que las componentes armónicas aportan negativamente al total del sistema y reducen los registros de potencia neta que debe ser facturada. En este caso particular dicha reducción se debe a la influencia del quinto y el décimo primer armónico. Lo anterior, implica también la alteración del valor del factor de potencia cuando su cálculo se realiza a partir de la potencia no activa.

En consecuencia, el análisis de este caso corrobora la sugerencia de varios investigadores de la necesidad de tener equipos de medición de energía que realicen estimaciones de las energías eléctricas por aparte, de manera que se puedan obtener las estimaciones de este parámetro tanto de la componente fundamental como de los armónicos y de esta manera establecer otros criterios de facturación dependiendo de la dirección de las componentes de potencia debidas a las componentes armónicas.

En la tabla 34 se calculan para cada fase la potencia real que debería registrar cada medidor, obtenida como la sumatoria de los valores absolutos de cada componente, esto permite calcular el error porcentual entre el valor verdadero y el valor medido, mediante la siguiente ecuación:

$$Error \text{ porcentual} = \frac{Valor \text{ verdadero} - Valor \text{ medido}}{Valor \text{ verdadero}} \times 100 \% \quad (83)$$

Los errores allí calculados difieren de los consignados en la tabla 30, pues en ella, las lecturas de los medidores son comparadas con los resultados de la simulación según la propuesta IEEE 1459 que contempla efectos de desequilibrios, desbalance y armónicos, mientras que los errores calculados en la tabla 34 se refieren específicamente a los subregistros de potencia por efectos de las componentes armónicas del sistema.

Tal como se observa a continuación, los errores porcentuales en las lecturas de potencia reactiva de cada fase superan el 3,2 %, valor por encima de la exigencia de la reglamentación para este nivel de tensión.

Tabla 34. Cálculo de errores en la medición por subregistro de potencia en cada fase

ARM N°	FASE 1				FASE 2				FASE 3			
	P[W]	P [W]	Q [VAr]	Q [VAr]	P[W]	P [W]	Q [VAr]	Q [VAr]	P[W]	P [W]	Q [VAr]	Q [VAr]
1	406.078,61	406.078,61	340.740,41	340.740,41	371.200,14	371.200,14	343.735,10	343.735,10	384.240,77	384.240,77	310.043,21	310.043,21
2	4,10	4,10	-14,58	14,58	-21,46	21,46	-38,09	38,09	-6,43	6,43	-9,22	9,22
3	-4,07	4,07	6,79	6,79	-7,07	7,07	28,16	28,16	-2,24	2,24	3,49	3,49
4	-6,29	6,29	-7,36	7,36	-3,84	3,84	-9,01	9,01	-4,04	4,04	-7,47	7,47
5	5.179,52	5.179,52	-5.632,69	5.632,69	2.580,59	2.580,59	-6.260,98	6.260,98	5.273,90	5.273,90	-5.735,32	5.735,32
6	-8,29	8,29	-1,51	1,51	-1,11	1,11	-0,27	0,27	-13,42	13,42	-4,52	4,52
7	-540,05	540,05	29,25	29,25	-553,49	553,49	249,91	249,91	-488,53	488,53	65,18	65,18
8	-0,06	0,06	0,34	0,34	0,52	0,52	-0,88	0,88	-0,16	0,16	-0,94	0,94
9	0,65	0,65	0,90	0,90	0,12	0,12	-0,59	0,59	0,74	0,74	-0,65	0,65
10	-0,46	0,46	0,17	0,17	-0,62	0,62	-0,06	0,06	-1,45	1,45	-0,06	0,06
11	-31,43	31,43	-17,14	17,14	-43,20	43,20	2,72	2,72	-20,63	20,63	-31,53	31,53
12	-0,03	0,03	-0,39	0,39	0,38	0,38	0,11	0,11	-0,71	0,71	-0,17	0,17
13	2,26	2,26	4,21	4,21	6,21	6,21	4,33	4,33	0,63	0,63	4,71	4,71
14	0,05	0,05	0,02	0,02	0,14	0,14	-0,35	0,35	0,00	0,00	0,02	0,02
15	0,17	0,17	0,12	0,12	-0,22	0,22	0,16	0,16	-0,04	0,04	-0,06	0,06
16	-0,05	0,05	-0,05	0,05	0,06	0,06	0,13	0,13	-0,03	0,03	-0,07	0,07
<b>P<sub>TOTAL</sub></b>	410.674,62	411.856,08	335.108,49	<b>346.455,93</b>	373.157,13	374.419,17	337.710,37	<b>350.330,83</b>	388.978,35	390.053,71	304.326,61	<b>315.906,63</b>
<b>ERROR</b>	0,29%		3,28%		0,34%		3,60%		0,28%		3,67%	

**5.2.3 Reconversión del sistema de medición.** Con base en las consideraciones anteriores, se plantea la necesidad de diseñar (rediseñar en algunos casos) medidores de energía eléctrica, que contemplen los efectos del desbalance y de las componentes armónicas sobre el sistema; para lo cual la propuesta IEEE Std 1459 es un buen punto de partida.

También se considera importante que los medidores puedan cuantificar por aparte la sumatoria de la potencia activa debida a las componentes armónicas de la potencia activa de la componente fundamental, de igual forma se debería diferenciar entre la potencia reactiva fundamental y la potencia reactiva debida a las componentes armónicas.

Como en la actualidad, los operadores de red además de vender la energía eléctrica, también son compradores de este insumo sólo que a otro nivel de tensión, es necesario que todos los sistemas de medición en sus fronteras comerciales utilicen tres elementos y no con dos elementos para garantizar transparencia en la facturación de este parámetro.

**5.2.3.1 Periodo de retorno de la inversión.** El periodo de retorno de la inversión depende del nivel de tensión al cual se realiza la transacción de energía, por cuanto el valor del TP y el TC adicionales con su respectiva instalación, está dado en función de la tensión nominal del sistema.

En cualquier caso este periodo se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Periodo estimado de la recuperación de la inversión [meses]} = \frac{\text{Costo de inversión realizado [\$]}}{\text{Ahorro económico generado [$/mes]}} \quad (84)$$

A continuación se calcula el periodo de retorno de la inversión para varios casos posibles:

- **Caso 1.** Si por ejemplo en el caso que nos ocupa, el medidor actual del grupo A, hubiese sido conectado inicialmente con dos elementos y referencia la fase T, de acuerdo con los valores consignados en la tabla 29, **el usuario** recuperaría la inversión en el TP y TC adicionales en un periodo de:

$$\text{Periodo estimado de la recuperación de la inversión [meses]} = \frac{\$5.881.200}{\$4.932.027 / mes} = 1,1924 \text{ meses}$$

- **Caso 2.** Si la conexión con dos elementos, hubiese sido con un medidor de los grupos B, C o D, **el comercializador** recuperaría la inversión en el TP y TC adicionales en un periodo de:

$$\text{Periodo estimado de la recuperación de la inversión [meses]} = \frac{\$5.881.200}{\$1.392.665 / \text{mes}} = 4,222 \text{ meses}$$

- **Caso 3.** Si en el mismo caso 2 anterior, el usuario decidiera cambiar el medidor de los grupos B, C o D por uno del grupo A e implementar conexión con tres elementos:

$$\text{Periodo estimado de la recuperación de la inversión [meses]} = \frac{\$9.593.200}{\$1.392.665 / \text{mes}} = 6,888 \text{ meses}$$

Resultados del método de análisis anterior, aplicado para los demás usuarios de la muestra, permiten concluir, que la conexión con dos elementos debe ser descartada completamente pues puede originar alteraciones en las lecturas de potencia y factor de potencia en todos los medidores. Además cualquier ahorro que se pueda lograr en la inversión inicial por compra de equipos se disipa en el peor de los casos en los diez (10) meses siguientes a la entrada en operación del sistema.

Si el nivel de tensión es inferior, los costos del TP y TC adicionales son menores, por tanto el periodo de recuperación de la inversión será también menor.

En conclusión, tanto los comercializadores de energía como los usuarios, deberán efectuar por igual un análisis particular de sus actuales sistemas de medición con el fin de determinar la conveniencia o no de los mismos y así adoptar la mejor decisión en cada caso.

Por su parte, los fabricantes de equipos de medida deben contemplar en sus diseños, la dinámica de los sistemas eléctricos con el fin de suministrar equipos con adecuada exactitud y confiabilidad que permitan garantizar la transparencia en los intercambios de energía entre todos los actores involucrados en el mercado y reducir los niveles de pérdidas por energía no facturada para el comercializador o sobre facturada para el usuario final.

## 6. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y FUTUROS DESARROLLOS

Las conclusiones del trabajo de investigación realizado, así como algunas recomendaciones y posibles futuros desarrollos son los temas tratados en este capítulo.

### 6.1 CONCLUSIONES.

Las conclusiones más relevantes del trabajo de investigación son las siguientes:

- El estudio realizado a los medidores digitales instalados por el operador de red permitió establecer las diferencias existentes en la actualidad entre los algoritmos de estimación de potencia y energía eléctrica.
- Todos los medidores digitales analizados utilizan el mismo algoritmo para la estimación de potencia activa, el cual es adecuado, independientemente de si en la conexión del medidor se sensan las corrientes de las dos fases (conexión con dos elementos) o la de las tres fases.
- Los medidores digitales presentan diferencias en cuanto a los algoritmos de estimación de las potencias reactiva y de dimensionamiento. Para el caso de la potencia reactiva por fase, los medidores de los grupos B, C y D no estiman de forma adecuada esta potencia, lo cual puede llevar a tener incertidumbres por encima de las especificadas en el equipo para algunos escenarios de carga; mientras que los medidores del grupo A utilizan un algoritmo que mantiene la incertidumbre sin importar el escenario de la carga que este monitorizando..
- El algoritmo de estimación de potencia reactiva por fase utilizado por los medidores del grupo C está basado en la estimación realizada por medidores de inducción, la cual es adecuada si las tensiones y corrientes del sistema son de una única frecuencia y el sistema trifásico esta balanceado y la tensión suministrada por el operador de red esta equilibrada.
- Un factor de alta incidencia en las variaciones de las lecturas de potencia reactiva trifásica entre los algoritmos de los medidores digitales y la propuesta del estándar IEEE Std 1459 es que se asume que la potencia trifásica se puede evaluar como la sumas de las potencias de cada una de las fases, consideración que no es válida cuando hay desbalance de corrientes y/o desequilibrios en la tensión en un sistema trifásico. Este aspecto debe revisarse si se tiene en cuenta que una gran parte de los sistemas trifásicos alimentas cargas monofásicas, cuyo equilibrio perfecto es muy difícil de lograr.
- El medidor del grupo D calcula el factor de potencia a partir del valor de la potencia activa y reactiva y como estos valores no cambian entre uno y otro sistema de medición, el valor del factor de potencia que arroja este medidor para una misma carga siempre es la misma e independiente si el medidor está conectado con dos o tres elementos.

- En condiciones de desequilibrio crítico, los medidores del grupo B pueden arrojar un factor de potencia superior a la unidad, poco creíble en sistemas con alto contenido de cargas inductivas y sin bancos de condensadores.
- Las incertidumbres pueden ser superiores a las establecidas en las especificaciones del equipo, cuando la estimación de la potencia aparente (o de dimensionamiento) se realiza a partir de las estimaciones de las potencias activa y reactiva y ésta se obtiene con el algoritmo que la evalúa de forma similar a los medidores de inducción.
- Otra posible fuente de error es la estimación de la potencia de dimensionamiento trifásica pues la obtención de ésta se realiza como la suma de las estimaciones de cada fase, lo cual no siempre es válido y depende de la característica del sistema trifásico donde se realiza la medida.
- De los medidores instalados por el operador de red se puede afirmar que solo los del grupo A estiman adecuadamente la totalidad de las potencias por fase de interés para la empresa operadora de red. Los algoritmos de este medidor responden adecuadamente cuando se sensan las tres tensiones de fase y las tres corrientes de línea, pero la calidad de la medición puede afectarse considerablemente cuando se opta por implementar la conexión de dos elementos en los sistemas de tres hilos, donde los algoritmos de estimación de potencias reactiva y de dimensionamiento se ven afectadas y en algunos casos las estimaciones presentan errores considerables.
- Los medidores digitales instalados por el operador de red no permiten realizar la monitorización del sistema eléctrico en tiempo real, es decir que no es posible a través de éstos tomar muestras de tensión y corriente que permitan estimar los índices por ejemplo de la calidad de onda de las señales de tensión y corriente.
- En los niveles de tensión de 230 kV y 115 kV, en los cuales se realizan las transacciones más altas de potencia, los operadores de red cuentan con medidores de los grupos B y C, los cuales pueden presentar incertidumbres en la estimación de las potencias reactiva y de dimensionamiento y del factor de potencia por encima de los especificados para el equipo.
- Los transformadores de corriente y de potencial utilizados para la medición indirecta de energía, actúan como filtros de armónicos, por cuanto su limitado ancho de banda atenúa las señales de frecuencias superiores a 1 kHz, dando la sensación de que el sistema sólo tiene componentes armónicas hasta esta frecuencia (orden 16)

## **6.2. RECOMENDACIONES.**

- Para evitar que se generen nuevos errores en la estimación de la potencia reactiva y de dimensionamiento, las empresas comercializadoras de energía deberían establecer que sin importar el número de hilos del sistema eléctrico, siempre se debe estimar la energía conectando los tres elementos de tensión y los tres elementos de corriente del equipo de medición digital.

- Sería importante que los fabricantes de equipos de medición de energía eléctrica incorporen la estimación de otros parámetros que permitan por ejemplo evaluar índices de calidad de energía eléctrica y separar las estimaciones de las potencias y energías de la componente fundamental de las componentes armónicas.
- Para efectos de transparencia en la medición de energía eléctrica se deben revisar los algoritmos utilizados en la medición de la potencia reactiva y que en la estimación de esta potencia se tengan en cuenta todos los factores que influyen en un dimensionamiento adicional del sistema.
- Es indispensable, fomentar entre los fabricantes de medidores y en general entre los diferentes agentes del mercado, la necesidad de discutir los algoritmos más adecuados para las mediciones de potencias trifásicas considerando que los escenarios actuales de carga en los sistemas eléctricos presentan componentes armónicas y en algunos casos los sistemas están desbalanceados.
- Un esfuerzo adicional debe hacerse en la fabricación de los transformadores de medida de corriente y tensión, para que el ancho de banda sea suficiente para tener en cuenta todas las componentes armónicas que se pueden presentar en los sistemas eléctricos.
- Los medidores de energía eléctrica de última generación deben considerar dentro del diseño constructivo y la programación que un sistema trifásico se diseñe como un único conjunto y las potencias totales de estos sistemas no siempre corresponden a la suma de las potencias de cada una de las fases, ya que los efectos como el desbalance de corrientes, el desequilibrio de tensiones y el flujo de componentes armónicas dentro del sistema modifican esta consideración en las potencias no activas.
- La reglamentación debe estudiar la conveniencia de contemplar dentro de las componentes del costo unitario del kWh, el concepto de índice de polución armónica, con el fin de fomentar entre los usuarios el control de emisiones armónicas hacia el sistema. Esto permitirá reducir la contaminación del sistema y evitar sobrecargas en el mismo por la presencia de componentes no deseadas.

### **6.3 FUTUROS DESARROLLOS.**

- Es importante el desarrollo de equipos de medición que contemplen las falencias que se han observado para algunos escenarios de carga de los actuales medidores de energía eléctrica; en este sentido el grupo de investigación en sistemas de energía eléctrica “GISEL” de la Universidad Industrial de Santander en la actualidad está desarrollando un proyecto para el diseño y construcción de un medidor digital trifásico de energía eléctrica basado en las consideraciones establecidas en la propuesta IEEE Std 1459.
- Es necesario que se realice una caracterización del comportamiento de los transformadores de medida de corriente y de tensión para establecer los anchos de banda de estos equipos en los diferentes niveles de tensión y de

esta forma seleccionar adecuadamente los equipos de medición que se vayan a instalar en sistema que requieran la adecuación de las señales de tensión y corriente con la utilización de estos equipos.

- La metodología propuesta para la selección de usuarios en este trabajo de investigación, se puede aplicar para cualquier operador de red o comercializador de energía eléctrica, por cuanto los criterios de clasificación aquí aplicados, son válidos para todas estas empresas en Colombia
- Los operadores de red deben tener en cuenta la incidencia de la longitud de la acometida y el calibre del conductor que transporta las señales desde la salida de los TCs y TPs hasta el contador de energía, con el fin de garantizar que las caídas de tensión en los conductores de conexión no afecten la incertidumbres establecidas para cada nivel de tensión ya que estas caídas de tensión pueden originar sub-registros de los parámetros relacionados con potencia y energía eléctrica.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Análisis de los algoritmos de medición de energía eléctrica de cuatro medidores digitales utilizados en las fronteras comerciales de la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P", Bautista A. y Ordóñez G. Informe final. UIS. Diciembre de 2005.
- [2] "Análisis general de armónicos: revisión de las definiciones de potencia". Petit J. y Ustáriz A. Tesis de grado, UIS. 1997. Director: Gabriel Ordóñez Plata.
- [3] "A time domain approach for IEEE Std 1459-2000 Powers measurement in distorted and unbalanced Power Systems", Cataliotti, A.; Cosentino, V.; Nuccio, S.; Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2004. IMTC 04. Proceedings of the 21st IEEE, Volume: 2, 18-20 May 2004. Pages: 1388 - 1393.
- [4] "Application of IEEE Std 1459-2000 for revenue meters", Arseneau, R.; Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, Volume: 1, 13-17 July 2003, Pages: 87 - 91.
- [ 5] "Bioestadística, métodos y Aplicaciones", Universidad de Málaga, 2002.
- [6] "Calibration system for power quality instrumentation", Arseneau, R.; Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume: 3, 21-25 July 2002 Pages: 1686 - 1689.
- [7] "Clarke's alpha, beta and zero components: a possible approach for the conceptual design of instrumentation compatible with IEEE Std. 1459-2000". Emanuel, A.E.; Milanez, D.L.; Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2004. IMTC 04. Proceedings of the 21st IEEE, Volume: 3, 18-20 May 2004 Pages: 1614 - 1619.
- [8] "Comparison of Power Definitions for Circuits with No sinusoidal Waveform", Leszek S. Czarnecki. IEEE, 1990.
- [9] "Comportamiento de los contadores de energía activa monofásicos tipo inducción en presencia de ondas de tensión y corriente con componentes armónicas", Alexis Castillo, William Carvajal y Gabriel Plata; 5º Simposio regional de mejoramiento empresarial CIDET, Bucaramanga, 1999.
- [10] "Contadores de estado sólido y digitales: Análisis de los algoritmos de medición de energía e índices de calidad de onda que se pueden evaluar", O.

Quintero, E. Gámez, Proyecto de grado UIS, 2004. Director: Gabriel Ordóñez Plata.

[11] CREG, Resoluciones 024/95, 025/97, 070/98, 047/2004 y 018/2005.

[12] "Criterios para una facturación de la energía eléctrica más equitativa", Luís Ignacio Eguiluz. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética. Universidad de Cantabria. Madrid, España 2002.

[13] "Discussion of 'Power factor in polyphase circuits'," W. V. Lyon, AIEE Trans., vol. 39, p. 1515-20, 1920.

[14] "DSP Implementation of power measurements according to the IEEE trial-use Standard 1459", Gherasim, C.; Van den Keybus, J.; Driesen, J.; Belmans, R.; Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on , Volume: 53 , Issue: 4 , Aug. 2004. Págs:1086 - 1092.

[15] "Electric power measurements-a utility's perspective", Hughes, M.B.; Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume: 3, 21-25 July 2002. Pages: 1680 - 1681.

[16] "Electrical Power Systems Quality", R. C. Dugan, M. F. McGranaghan and H. W. Beaty; McGraw-Hill, 1996.

[17] "Electrical Transients in Power Systems", Second Edition, A. Greenwood; John Wiley & Sons, 1991.

[18] "Elementos de muestreo", Richard L. Scheaffer, William Mendehall y Lyman Ott. Grupo Editorial Iberoamericana. México, 1987.

[19] "Estimación de magnitudes eléctricas utilizando la transformada discreta de Fourier", J. J. Mora, J. E. Manrique, Proyecto de grado UIS 1996. Director: Gabriel Ordóñez Plata

[20] "Facturación de la electricidad: calidad y eficiencia", Luís Ignacio Eguíluz, Director del departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética E.T.S de ingenieros industriales y de telecomunicación Universidad de Cantabria. Seminario Nuevo marco energético. Santander (España), julio 2003. pág. 22.

[21] "Guía para mediciones electrónicas y prácticas de laboratorio", S. Wolf, R. Smith; Prentice Hall, 1990.

[22] "Handbook for Electricity Metering", 10th Edition, Edison Electric Institute, Washington D.C, 2002.

[23] "IEEE Standard 1459: a long overdue document [Power Quality]", Emanuel A.E.; Industrial and Commercial Power Systems, 2003. 2003 IEEE Technical Conference, 4-8 May. 2003 Pages: 58 - 65.

[24] "IEEE Standard 1459: Questions and future direction - Quo vadis?", Emanuel, A.E.; Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE , Volume: 1 , 13-17 July 2003. Pages: 86.

[25] "IEEE trial-use Standard 1459-2000, definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, Nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions", So, E.; Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, Volume: 2, 27-31 Jan. 2002 Págs.: 1421 - 1424.

[26] "Inconsistencias de las definiciones de potencia y factor de potencia en circuitos no lineales y/o desbalanceados ¿Es la nueva norma IEEE1459-2000 la solución?" Francisco de León y José Cohen, Reunión de verano del capítulo de potencia del IEEE sección México, Julio, 2002.

[27] "Investigation of DC electric arc furnace average power factor calculation using IEEE Standard 1459", Chi-Jui Wu; Cheng-Ping Huang; Tsu-Hsun Fu; Tzu-Chih Zhao; Hung-Shian Kuo; Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Volume: 2 , 7-12, Sept. 2003 Págs: 611 - 615.

[28] "Introduction to IEEE trial-use Standard 1459-2000", Emanuel, A.E.; Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE, Volume: 2, 27-31 Jan. 2002. Pages: 1425 - 1427.

[29] "Introduction to IEEE trial-use Standard 1459-2000", Emanuel, A.E.; Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume: 3, 21-25. July 2002. Págs.: 674 - 1676.

[30] "Mitos y realidades en la medición de potencia y energía eléctrica", Gabriel Ordóñez Plata y Cesar Duarte Gualdrón; Tercer simposio internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, Bogotá, 2005.

[31] "NIST program for traceable power and energy measurements under non-sinusoidal waveform conditions", Stenbakken, G.N.; Nelson, T.L.; Waltrip, T.L.; Bergman, D.I.; Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE , Volume: 1 , 13-17 July 2003. Pages: 96.

[32] "Power Factor definitions and effect on revenue of electric arc furnace load", Chi-Jui Wu; Cheng-Ping Huang; Tsu-Hsun Fu; Tzu-Chih Zhao; Hung-Shian Kuo; Power System Technology, 2002. Proceedings. Powercon 2002. International Conference on, Volume: 1, 13-17 Oct. 2002, Pages: 93-97.

- [33] "Power measurements based on the IEEE trial-use Standard 1459", Gherasim, C.; Van den Keybus, J.; Driesen, J.; Belmans, R.; Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2003. IMTC '03. Proceedings of the 20th IEEE, Volume: 2, 20-22 May 2003. Pages: 1042 - 1047.
- [34] "Power measurements in distorted and unbalanced conditions-an overview of IEEE trial-use Standard 1459-2000", Gunther, E.W.; McGranaghan, M.F; Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume: 2, 21-25 July 2002. Pages: 930 - 934.
- [35] "Power System Harmonics Analysis", J. Arrillaga, B. C. Smith, N. R. Watson and A. R. Wood; John Wiley & Sons, 1998.
- [36] "Power System Harmonics. Computer modelling and analysis", E. Acha & M. Madrigal, John Wiley & Sons, 2001.
- [37] "Power System Quality Assessment", J. Arrillaga, N. R. Watson and S. Chen; John Wiley & Sons, Inc, 2000.
- [38] "PQB. Determinación de los índices de calidad de la potencia en la ciudad de Bogotá", Horacio Torres Sánchez, Grupo PAAS U.N; Tercer simposio internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, Bogotá, 2005.
- [39] Presidencia de la republica, Ley 142 de servicios públicos domiciliarios, 1994.
- [40] Presidencia de la republica, Ley 143 o Ley Eléctrica, 1994.
- [41] "Propuesta de factores de discriminación en regímenes no senoidales", Johan F Petit, Armando Ustáriz, Gilberto Carrillo Caicedo, Gabriel Ordóñez Plata; Séptimas Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, 2001.
- [42] "Summary of IEEE Standard 1459: Definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions', Emanuel, A.E.; Industry Applications, IEEE Transactions on, Volume: 40, Issue: 3, May-June 2004. Págs.: 869 - 876.
- [43] Superintendencia de servicios públicos, Documentos varios. 2002...2007.
- [44] [www.creg.gov.co](http://www.creg.gov.co)
- [45] [www.ieee.org](http://www.ieee.org)