

1-1-2006

Evaluación de equipos de medición de calidad de la potencia que cumplan con la resolución CREG 024 del 2005 en Colombia

Yurany Marcela Melo Mejía
Universidad de La Salle, Bogotá

Claudia Catherine Navarro Rivera
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Melo Mejía, Y. M., & Navarro Rivera, C. C. (2006). Evaluación de equipos de medición de calidad de la potencia que cumplan con la resolución CREG 024 del 2005 en Colombia. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/570

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA QUE
CUMPLAN CON LA RESOLUCIÓN CREG 024 DEL 2005 EN COLOMBIA**



**YURANY MARCELA MELO MEJÍA
CLAUDIA CATHERINE NAVARRO RIVERA**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.**

2006

**EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA QUE
CUMPLAN CON LA RESOLUCIÓN CREG 024 DEL 2005 EN COLOMBIA**

**YURANY MARCELA MELO MEJÍA
CLAUDIA CATHERINE NAVARRO RIVERA**



Proyecto de Grado

**Director Ing. Fredy A. Castro
Power Quality Director
GENELEC LTDA.**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.**

2006



Nota de aceptación:

Firma del Director del Proyecto

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. Agosto de 2006



DEDICATORIA

A Dios que en todo momento, me ofreciste sabiduría, paciencia y humildad para cumplir esta tarea.

A ti madre porque con tu amor constante me diste la vida, te agradezco tu esfuerzo, sacrificio, ayuda, y apoyo incondicional ya que gracias a ti este paso se hizo realidad.

A ti abu que estas en el cielo, a quien debo ser quien soy, te agradezco los años en vida que me brindaste, y las cosas hermosas que me enseñaste.

A ti Mateo porque espero que con mis cantaletas seas una personita de bien y que en un futuro cumplas todas tus metas y llegues muy lejos.

A las personas que me apoyaron, me dieron fuerza y fortaleza cuando lo necesitaba y a todas aquellas personas significativas que hacen parte esencial en mi vida.

Claudia

A Dios por ser tan especial conmigo por las oportunidades y posibilidades que me ha dado en la vida, y porque con su sabiduría me ha guiado.

A mis queridos padres y abuelita a quienes debo y agradezco cada uno de mis logros y en especial este paso tan importante, por su infinito amor, apoyo incondicional, dedicación, comprensión, esfuerzo constante.

A mi hermano Sergio por su apoyo total y actitud positiva, espero ser un ejemplo para él.

A ellos gracias por compartir conmigo.

Y a todas las personas especiales que he conocido y que han hecho parte importante en mi vida y me ayudaron de alguna manera en este proceso.

Yurany



AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Jairo Flechas, Ingeniero Electricista Gerente de la empresa GENELEC LTDA, el cual nos ofreció este tema y nos brindo su colaboración para el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Fredy Castro, Ingeniero Electricista Director de Calidad de Potencia de la empresa GENELEC LTDA, por su valiosa colaboración, orientación, apoyo desinteresado e incondicional y por su constante dedicación para que este proyecto de grado se desarrollara de la mejor forma.

Al laboratorista Álvaro Gómez quien con su conocimiento nos ayudó a ultimar detalles de este proyecto de grado.

Al personal de la empresa GENELEC LTDA quienes con su valiosa colaboración permitieron desarrollar las mediciones de este proyecto de grado.

A todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron para que pudiéramos finalizar exitosamente este proyecto de grado.



TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

GLOSARIO

1.	GENERALIDADES.....	1
1.1.	RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005.....	2
1.2.	EQUIPOS DE MEDICIÓN.....	3
1.3.	NORMAS INCLUIDAS EN LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005	7
1.3.1.	IEEE 519 de 1992	7
1.3.2.	IEEE 1159 de 1995	9
1.3.3.	IEC 61000-4-15 de 2003	10
1.3.4.	IEC 61000-4-30 de 2003	12
1.3.5.	Resolución CREG 070 de 1998	13
1.3.6.	Resolución CREG 025 de 1999	16
2.	Definición del equipo de medida.....	18
2.1.	ÍTEMES PARA LA ELECCIÓN DE UN EQUIPO DE MEDIDA	19
2.2.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE CALIDAD DE POTENCIA.....	20
2.2.1.	Tipo de carcasa.....	20
2.2.2.	Condiciones ambientales	20
2.2.3.	Alimentación	21



2.2.4.	Memoria.....	21
2.2.5.	Interfase del usuario.....	21
2.2.6.	Programas y herramientas de análisis de datos	21
2.2.7.	Accesorios.....	21
2.2.8.	Garantía.....	21
2.2.9.	Mantenimiento y calibración.....	21
2.2.10.	Precisión	22
2.2.11.	Resolución de la adquisición.....	22
2.2.12.	Razón de muestreo.....	22
2.2.13.	Rango de Tensión.....	22
2.2.14.	Entradas y salidas de la señal	22
2.3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE MEDIDA PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005	23
2.3.1.	Especificaciones Técnicas Generales	23
2.3.2.	Especificaciones Técnicas Particulares.....	26
2.4.	NORMAS REQUERIDAS PARA EL EQUIPO DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA	28
2.5.	RECOLECCIÓN DE LAS MEDIDAS SUMINISTRADAS POR EL EQUIPO DE MEDIDA	29
3.	EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA	33



3.1.	VALORACIÓN DE LOS PARAMETROS EN TENSIÓN EXIGIDOS POR LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005 PARA LOS EQUIPOS DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA	36
3.1.1.	THDV	40
3.1.2.	Pst.....	43
3.1.3.	Desbalance V2/V1.....	46
3.1.4.	Hundimientos.....	47
3.1.5.	Picos	49
3.1.6.	Interrupciones	49
3.2.	SELECCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA MÁS ADECUADO DE ACUERDO A LAS EXIGENCIAS DE LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005	50
3.3.	SISTEMA DE COMUNICACIONES	53
3.3.1.	RED DE COMUNICACIONES POR FIBRA ÓPTICA.....	54
3.3.2.	RED DE COMUNICACIONES INALÁMBRICA	55
3.3.3.	RED DE COMUNICACIONES RED PRIVADA VIRTUAL RPV	55
CONCLUSIONES		
BIBLIOGRAFÍA		
ANEXOS		



LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Representación gráfica de un Transitorio electromagnético.....	Glosario
Figura 2 Representación gráfica de un hundimiento.....	Glosario
Figura 3 Representación gráfica de un Pico.....	Glosario
Figura 4 Representación gráfica de una Interrupción.....	Glosario
Figura 5 Representación gráfica de los Armónicos.....	Glosario
Figura 6 Frecuencia fundamental y armónicos del orden 2, 3, 4, 5.....	Glosario
Figura 7 Representación gráfica de una fluctuación de tensión.....	Glosario
Figura 8 Ubicación de equipos de medida de calidad de potencia según la resolución CREG 024 de 2005	3
Figura 9 Formato del archivo CEL_Semana_j_PM.csv para que el OR envíe la información semanalmente a la CREG	31
Figura 10 Formato del archivo ET_Semana_j_PM.csv para que el OR envíe la información semanalmente a la CREG	32
Figura 11 Equipos utilizados para las medidas	39
Figura 12 Equipo de medida de calidad de potencia Encore Series 61000	51
Figura 13 Red de comunicación por Fibra Óptica	54
Figura 14 Red de comunicación inalámbrica	55
Figura 15 Red de comunicaciones RPV	56



LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Clasificación de los hundimientos.....	Glosario
Tabla 2 Clasificación de los Picos.....	Glosario
Tabla 3 Clasificación de interrupciones.....	Glosario
Tabla 4 Descripción de las Unidades Constructivas de Equipos de subestación Nivel II, III y IV.	5
Tabla 5 Límites máximos de distorsión total en tensión según IEEE 519-92.....	8
Tabla 6 Niveles de tensión correspondientes a los definidos en la resolución CREG 025 de 1995.	9
Tabla 7 Variaciones de corta duración tal como se define en el estándar IEEE 1159 -1995	10
Tabla 8 Resumen de parámetros según la CREG 070 de 1998	14
Tabla 9 Límites máximos FES admisibles para el año 2006	17
Tabla 10 Límites máximos DES admisibles para el año 2006.....	17
Tabla 11 Especificaciones técnicas del equipo de medida de calidad de potencia	27
Tabla 12 Normas requeridas para el equipo de medida según la resolución CREG 024 de 2005.....	29
Tabla 13 Cuadro comparativo de equipos de calidad de potencia vs. Parámetros mínimos de calidad según la resolución CREG 024 de 2005.....	34
Tabla 14 Cuadro comparativo de equipos de calidad de potencia vs. Requerimientos de normas según la resolución CREG 024 de 2005	35
Tabla 15 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L1	40
Tabla 16 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L2	41



Tabla 17 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L3	42
Tabla 18 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L1	43
Tabla 19 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L2.....	44
Tabla 20 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L3.....	45
Tabla 21 Sinopsis de valores de desbalance de tensión suministrados por los equipos en las tres fases.....	46
Tabla 22 Duración de los hundimientos presentados en el evento 1	47
Tabla 23 Duración de los hundimientos presentados en el evento 2	48
Tabla 24 Duración de los hundimientos presentados en el evento 3	49
Tabla 25 Especificaciones técnicas equipo Dranetz Encore Series 61000.....	52



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 1 L1.....	40
Gráfica 2 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 2 L2.....	41
Gráfica 3 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 3 L3.....	42
Gráfica 4 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 1 L1.....	43
Gráfica 5 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 2 L2.....	44
Gráfica 6 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 3 L3.....	45
Gráfica 7 Medidas de desbalance de tensión con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para el sistema.	46
Gráfica 8 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 1	47
Gráfica 9 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 2.....	48
Gráfica 10 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 3.....	49



ANEXOS

Anexo 1 Datasheet equipos de medida de calidad de potencia:

- AEMC 3945
- ALMSTOM AFRICA
- AMETEK MERIDIA M
- CIRCUTOR QNA 412
- DRANETZ 4400
- DRANETZ 440S
- DRANETZ Encore Series 61000
- DRANETZ PX5 400
- DRANETZ PX5
- EDEC QEM 510
- FLUKE 433 – 434
- HIOKI 3196
- ION 7600
- ION 8500
- LEM 3QC
- MEGGER PA9 PLUS
- METREL MI2292
- SCHNEIDER CM4000T
- SIEMENS 9600

Anexo 2 Medidas tomadas por los equipos.

- DRANETZ 440S
- CIRCUTOR QNA 412
- AEMC 3945

Anexo 3 Fotos Equipos instalados Hospital Tunjuelito



RESUMEN

En este proyecto de grado se fijaron los siguientes objetivos:

- Especificar que equipos de medida de calidad de la potencia hay en el mercado internacional y cuales pueden ser utilizados en el sector eléctrico colombiano según la CREG 024 del 2005.
- Hacer un análisis de la situación de normatividad actual de la calidad de potencia en Colombia.
- Investigar y capturar la información directamente con los fabricantes de equipos de medición, para determinar cuales son los de última tecnología.
- Elaborar un cuadro ponderado o de evaluación de los equipos de medición para así distinguir cuales cumplen con los requerimientos de la CREG.
- Seleccionar al menos uno o dos equipos de los escogidos y verificar por medio de medidas hechas en campo si las especificaciones brindadas por sus fabricantes son las exigidas por la CREG.
- Seleccionar dentro de la amplia variedad y gamas de equipos de medición, el más adecuado desde el punto de vista técnico-económico.

En este se incluyen los aspectos técnicos que deben cumplir los equipos de medida exigidos por la resolución CREG 024 de 2005 para la medición de parámetros de la calidad de la potencia.

En donde en el capítulo 1 se resumen las normas técnicas relacionadas con la resolución CREG 024 de 2005, estas son descritas y enfocadas a los parámetros eléctricos que deben ser medidos por los equipos y los cuales son la base para la selección del equipo de medida.



En el capítulo 2 se definen las características que debe cumplir el equipo de medida según la resolución CREG 024 de 2005, adicionalmente se incorporan aspectos ambientales físicos y logísticos necesarios para la adquisición de los equipos.

En el capítulo 3 se elabora un cuadro comparativo de los equipos de medida de calidad de potencia encontrados en el mercado nacional e internacional, a partir de la evaluación de este se determina cuales se ajustan con los requerimientos de la resolución CREG 024 de 2005 y con base en ésta se sugiere el equipo de medida que cuenta con los requerimientos desde el punto de vista técnico y de un precio adecuado según lo establecido por la comisión de regulación.

Teniendo en cuenta que para la implementación de estos equipos no solo es necesario contar con las características técnicas y funcionales que deben cumplir los mismos, se debe contar con un sistema de comunicaciones que permita la integración del conjunto. Por ello se sugiere un esquema general de comunicación para el envío de la información desde cada equipo de medida en cada subestación a los centros de control de los operadores de red. Finalmente en conclusiones se llegaron a las más importantes.



INTRODUCCIÓN

Hoy en día la sensibilidad de los equipos electrónicos y la continuidad en los procesos, han generado un gran interés en el mejoramiento de la calidad de la potencia eléctrica, debido a esto se hace necesario evidenciar los problemas que la afectan con indicadores de calidad del servicio, es indispensable complementar los indicadores existentes para obtener una mayor cantidad de información en un tiempo corto y valorar adecuadamente el impacto que tienen los fenómenos electromagnéticos en el sistema eléctrico nacional.

Por lo anterior se estableció la resolución CREG 024 de 2005 en la que se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica, allí se establecen los requisitos de los equipos que deben utilizar los operadores de red para medir la calidad de potencia; con la implementación de estos equipos la Comisión de Regulación de Energía y Gas busca establecer límites máximos, para que las empresas de distribución de energía eléctrica dirijan sus esfuerzos a resolver los problemas de calidad de potencia en aquellos circuitos donde los indicadores señalen mayores dificultades.

Estos equipos empezarán a exigirse a partir del 31 de julio de 2006 a los operadores de red, los cuales deben 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 de nivel de tensión 2.

Por esta razón el fundamento de este proyecto de grado es determinar el equipo de medida más adecuado existente entre la variedad de gamas, metodologías de medición y formas de comunicación, existente en el mercado y cuyas especificaciones concuerden con la resolución 024 de 2005 impuesta por la CREG.

Para cumplir con el propósito de este proyecto, la metodología empleada consistió en el siguiente plan de trabajo: en la primera etapa se analizó la resolución CREG 024 de 2005, haciendo un estudio de la normatividad teniendo en cuenta únicamente las normas que tienen que ver con esta resolución; en la segunda fase se especificaron las características generales y particulares con las que debía cumplir el equipo de medida teniendo en cuenta las condiciones con las que serán evaluados para su utilización según la CREG 024 de 2005, para la escogencia del equipo de medida de calidad de potencia se consultó



y capturó información de estos directamente con los fabricantes. Reunida la información se realizó un cuadro de evaluación de equipos de medición para así distinguir cuales contaban con los requerimientos y de esta manera sugerir el equipo de medida de calidad de potencia que cumpliera completamente con las exigencias de la CREG. Para la evaluación de estos equipos se escogieron 3 de ellos a los que se tuvo acceso, disponibles en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle y en la empresa GENELEC LTDA y se realizaron medidas para determinar si cumplían con los requerimientos de la resolución CREG 024 de 2005; en la última parte de este proyecto se presentaron opciones de esquemas de comunicación que pueden ser utilizados en las subestaciones para llevar la información capturada por los equipos de medida a los centros de control de cada operador de red.

En este trabajo de grado se presenta una opción para que los operadores de red puedan escoger el equipo de monitoreo que se ajuste a las especificaciones que pide la comisión para julio del 2006.



GLOSARIO

∞ CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Se puede definir, como la presencia continua de una onda senoidal de tensión y corriente en todos y cada uno de los terminales de un sistema eléctrico.

La Calidad de la Energía Eléctrica se divide en dos grandes temas:

- La Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, la cual tiene que ver directamente con la Continuidad del Servicio,
- La Calidad de la Potencia Eléctrica, la cual se refiere a las variaciones en la forma, frecuencia y amplitud de las ondas de corriente y tensión.

∞ CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

Se han seleccionado tres propuestas para definir el término calidad de la potencia.

Propuesta de los ingenieros Dugan, McGranaghan y Beaty:

“Cualquier problema de potencia manifestado en la desviación de tensión, corriente o frecuencia que resulta en la falla o mala operación del equipo de un usuario.”

Propuesta de IEC (1000-2-2/4) y CENELEC (50160):

“La calidad de la energía o la potencia, es una característica física del suministro de electricidad, la cual se entrega en condiciones normales de funcionamiento sin producir perturbaciones en los procesos del cliente.”

Propuesta de la IEEE 1159 [1995]:

“El término se refiere a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un tiempo dado y en una posición dada en el sistema de potencia.”



∞ TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Figura 1 Representación gráfica de un Transitorio electromagnético



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

Los transitorios electromagnéticos son fenómenos momentáneos que ocasionan variaciones indeseables en un sistema eléctrico.

Un sinónimo utilizado comúnmente para definir los transitorios es pico o impulso de tensión, en un sistema de distribución se puede pensar que un pico es el transitorio producido por la caída de un rayo.

∞ VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN

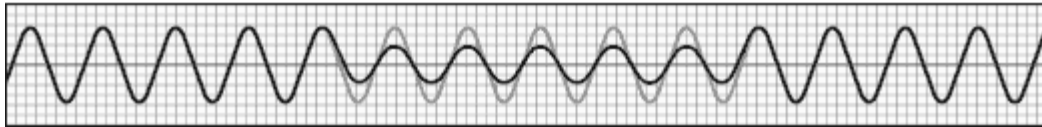
Las variaciones de tensión de corta duración tienen su origen en condiciones de falla, la energización de grandes cargas que requieren grandes corrientes de arranque o pérdidas intermitentes de conexiones en cables de potencia. Dependiendo de la localización de la falla y de las condiciones del sistema, la falla puede causar:

- Hundimientos (Sags)
- Picos (Swells)
- Interrupciones

Recomendaciones de la IEEE 1159, la cual solamente clasifica los fenómenos de variaciones de tensión de estado transitorio, Tabla 7.

∞ HUNDIMIENTOS

Figura 2 Representación gráfica de un hundimiento



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

Un hundimiento es una reducción en el valor r.m.s. de la tensión que está entre 0.1 p.u. y 0.9 p.u., dura entre 8.3ms y 1min (según IEEE) y se caracteriza por ser a frecuencia industrial (en Colombia 60 Hz.).

Los hundimientos son generalmente asociados a fallas en el sistema, pero pueden también ser causados por energización de grandes cargas o arranque de grandes motores.

Tabla 1 Clasificación de los hundimientos

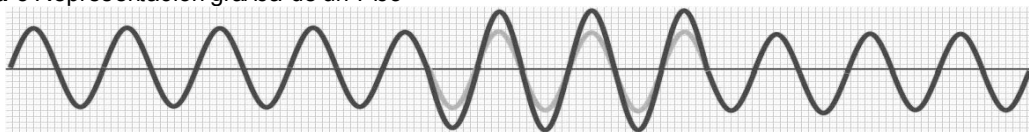
Los hundimientos se clasifican			
Según la duración		Según el perfil de tensión	
Tipo	Duración	Tipo	Característica General
Instantáneo	8.3ms – 0.5seg	Rectangular	Debidos a Fallas
Momentáneo	0.5seg. – 3 seg.		
Temporal	3 seg. – 1 min.	No rectangular	Arranques de motores

Nombre de la fuente: IEEE 1159 de 1995

Los hundimientos se clasifican de acuerdo a la duración y al perfil de tensión del evento basada principalmente en la causa que genera los hundimientos, ver Tabla 1.

∞ PICOS

Figura 3 Representación gráfica de un Pico



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial



Es un aumento en la tensión o la corriente r.m.s. a la frecuencia de suministro para duraciones desde 8.3ms hasta 1 min. Los valores típicos son 1.1 a 1.8 p.u. Al igual que los hundimientos, los picos están generalmente asociados con condiciones de falla del sistema, pero ellos no son tan comunes como los hundimientos de tensión.

Los picos pueden también ser causados por maniobras de apertura de grandes cargas o energización de grandes bancos de condensadores.

Los picos se caracterizan por su magnitud (valor r.m.s) y duración. La severidad de un pico de tensión durante una condición de falla es función de la localización de la falla, la impedancia del sistema y la puesta a tierra.

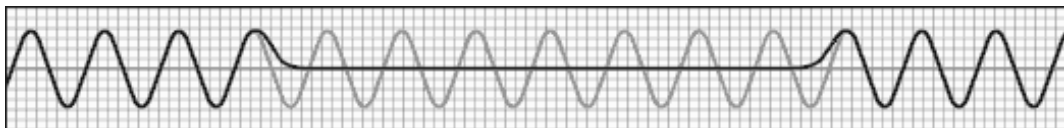
Tabla 2 Clasificación de los Picos

Los Picos se clasifican	
Según la duración	
Tipo	Duración
Instantáneo	8.3ms – 0.5seg
Momentáneo	0.5seg – 3 seg.
Temporal	3 seg. – 1 min.

Nombre de la fuente: IEEE 1159 de 1995

∞ INTERRUPCIONES

Figura 4 Representación gráfica de una Interrupción



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

Una interrupción ocurre cuando la tensión de alimentación o la corriente de carga decrece a menos de 0.1 p.u. para un período de tiempo que no exceda un minuto.

Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema de potencia, fallas de equipos o malas operaciones de control. Las interrupciones son medidas por su duración cuando la magnitud de tensión es siempre menor del 10% de la nominal.



Tabla 3 Clasificación de interrupciones

Las Interrupciones se clasifican	
Según la duración	
Tipo	Duración
Momentáneo	8.3mseg – 3 seg.
Temporal	3 seg. – 1 min.

Nombre de la fuente: IEEE 1159 de 1995

∞ SOBRETENSIONES

Una sobretensión es un incremento en la tensión r.m.s mayor de 110% a frecuencia industrial por un tiempo superior a 1 min, en el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500kV no podrán ser superiores al 105% (En Colombia)¹.

Las sobretensiones generalmente son el resultado de: la desconexión de cargas grandes, variaciones en la compensación reactiva del sistema (conexión de capacitores), además se pueden presentar por operación incorrecta del sistema al colocar en posición incorrecta el tap de un transformador.

∞ SUBTENSIONES

Una subtensión es una caída en la tensión r.m.s menor del 90% a frecuencia industrial por un tiempo superior a 1 min (En Colombia)¹.

Las causas de las subtensiones pueden ser por: apertura de un banco de condensadores, o la entrada de cargas al sistema, también son el resultado de circuitos sobrecargados.

∞ ARMÓNICOS

Figura 5 Representación gráfica de los Armónicos



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

¹ Según NTC 1340 [7]

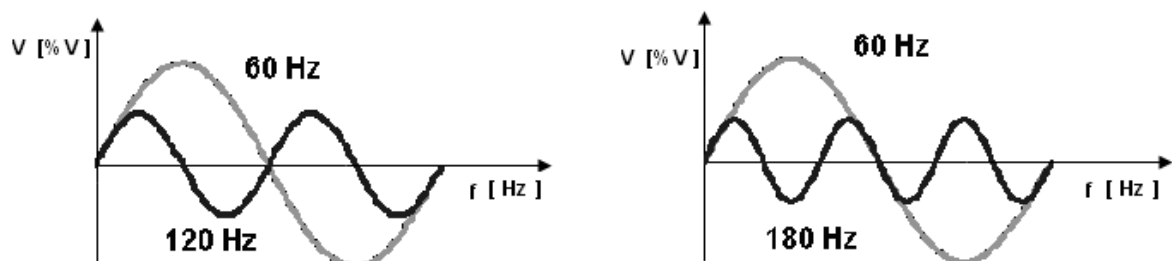


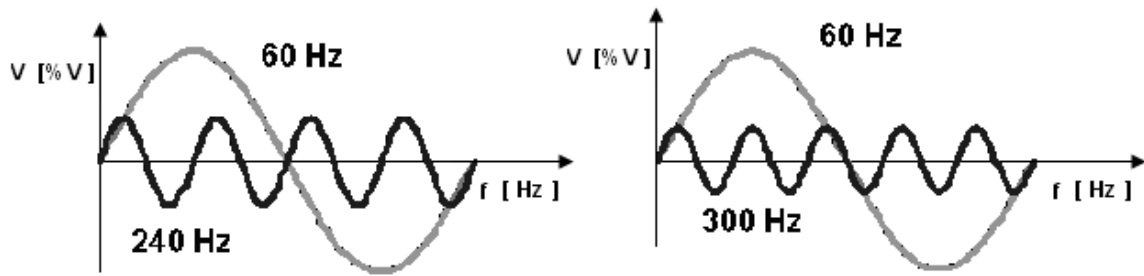
Los armónicos son tensiones o corrientes senoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental a la cual opera el sistema. Estas causan una distorsión en la forma de onda que puede descomponerse en la suma de la frecuencia fundamental y los armónicos generalmente ocasionados por equipos y cargas no lineales en el sistema de potencia. Algunos ejemplos de estas cargas son los siguientes:

- Variadores de frecuencia.
- Convertidores DC.
- Cargadores de baterías.
- Rectificadores.
- Saturación de transformadores.
- Hornos y soldadores de arco.
- Alumbrado fluorescente.
- UPS's.
- Impresoras y fotocopiadoras.

Los valores nominales de los armónicos están dados por su orden. Los armónicos de primer orden son 120Hz, los de segundo 180Hz, los de tercero 240Hz y así sucesivamente, Figura 6.

Figura 6 Frecuencia fundamental y armónicos del orden 2, 3, 4, 5





Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

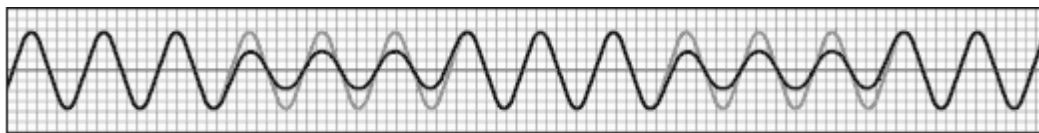
∞ INTERARMÓNICOS

Los interarmónicos son tensiones o corrientes senoidales cuyas frecuencias no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental a la cual opera el sistema. Los efectos de los interarmónicos afectan las señales de la onda portadora induciendo en ocasiones titilaciones (Flicker), manifestándose en los monitores o en la iluminación.

Las principales fuentes de distorsión de forma de onda interarmónica son los convertidores estáticos de frecuencia, los ciclo convertidores, los motores de inducción y los dispositivos de arco.

∞ FLUCTUACIONES DE TENSIÓN

Figura 7 Representación gráfica de una fluctuación de tensión



Nombre de la fuente: Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial

Son variaciones sistemáticas de tensión o una serie de cambios de tensión aleatorios.

El efecto de fluctuaciones de tensión que ha adquirido mayor atención es el fenómeno conocido como flicker o parpadeo. El flicker se define como alteraciones periódicas o cambios ocasionales del valor eficaz de la tensión durante un tiempo corto que se presenta en la transformación de energía eléctrica a energía lumínica, en la que se



produce una sensación de inestabilidad de la sensación visual inducida por estímulos de luz en los cuales se fluctúa la luminosidad.

Sus causas principalmente son cargas que pueden presentar variaciones continuas y rápidas en la magnitud de la corriente de carga las cuales causan variaciones de tensión que son referidas como titilaciones (flickers). La titilación es un resultado indeseable de la fluctuación de tensión en algunas cargas. El término titilación es derivado del impacto de la fluctuación de tensión sobre las lámparas, tal que ellas son percibidas por el ojo humano como una titilación.

La señal de titilación está definida por su magnitud r.m.s expresada como un porcentaje de la fundamental. La tensión de titilación es definida con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Típicamente, magnitudes tan bajas como 0.5% pueden resultar en titilaciones perceptibles si las frecuencias están en el rango de 6 a 8 Hz.

∞ **INDICADOR**

Cifra que establece el nivel o la evolución de una cantidad que refleja el estado de un sistema.

∞ **INDICADOR Pst (Percibility short time)**

Es un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante las fluctuaciones de tensión durante un periodo de tiempo corto (10 minutos), obtenido de forma estadística partir del tratamiento de la señal de tensión.

∞ **INDICADOR THDV**

Es un indicador de la Distorsión Armónica Total de Tensión, respecto de la onda estándar.

∞ **V2/V1**

También conocido como desbalance de tensión se define como la relación entre la tensión de secuencia negativa y la tensión de secuencia positiva.

$$V2/V1$$



∞ **TPF**

El Factor de Potencia o Total Power Factor (TPF) es el coeficiente resultante entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA).

∞ **DPF**

El Coseno ϕ o Displacement Power Factor (DPF) es el coseno del ángulo de desplazamiento entre tensión y corriente.

∞ **ANCHO DE BANDA**

La cantidad de información que se puede enviar a través de una conexión. Se mide normalmente en bits por segundo (bps). Una página completa de texto en inglés tiene aproximadamente 16.000 bits. Un módem rápido puede enviar alrededor de 15.000 bits en un segundo.

∞ **DIRECCIÓN IP**

Representación numérica de la localización de un ordenador dentro de una red. Consiste en cuatro números de hasta 4 cifras separados por puntos. Protocolo de Internet.

∞ **ETCD**

Equipo terminal del circuito de datos. Es todo dispositivo que participa en la comunicación entre dos dispositivos pero que no es receptor final ni emisor original de los datos que forman parte de esa comunicación.

∞ **ETHERNET**

Un método muy común de comunicar ordenadores en una red LAN. Ethernet manejará 10 millones de bits por segundo y puede usarse con casi todos los tipos de ordenadores.

∞ **GSM**

Global System for Mobile communication. Estándar de comunicación móvil de mayor crecimiento conocido a nivel mundial. La red inalámbrica GSM-GPRS combina el estándar



inalámbrico con un rápido acceso a las redes de datos por intercambio de paquetes como la Internet, proporcionando este rápido acceso se encuentra la tecnología GPRS.

∞ **GPRS**

General Packet Radio Service, es una tecnología digital de telefonía móvil basado en la transmisión de paquetes, permite la conexión a Internet.

∞ **GPS**

El Global Positioning System o Sistema de Posicionamiento Global es un sistema global de navegación por satélite (GNSS) el cual permite determinar en todo el mundo la posición de una persona, un vehículo o una nave, con una precisión de entre un metro y quince metros.

∞ **HTTP**

El protocolo de transferencia de hipertexto (*HTTP, HyperText Transfer Protocol*) es el protocolo usado en cada transacción de la Web. El hipertexto es el contenido de las páginas Web, y el protocolo de transferencia es el sistema mediante el cual se envían las peticiones de acceder a una página Web, y la respuesta de esa Web, remitiendo la información que se verá en pantalla. También sirve el protocolo para enviar información adicional en ambos sentidos, como formularios con mensajes y otros similares.

∞ **LAN**

Es un segmento de red que tiene conectadas estaciones de trabajo y servidores o un conjunto de segmentos de red interconectados, generalmente dentro de la misma zona. Por ejemplo un edificio.

∞ **LATENCIA**

Expresa cuanto tiempo tarda un paquete de datos en salir de un punto de la red y llegar a otro.



∞ **MODBUS**

Es un protocolo de comunicaciones estándar para la industria, puesto que representa uno de los medios más comúnmente usados para conectar casi cualquier dispositivo electrónico industrial, que permite grandes ahorros en costos del cableado. Permiten la administración de una red de dispositivos, por ejemplo de un sistema que registre temperatura y humedad y almacene resultados en un ordenador. Las versiones para el puerto serie y Ethernet están disponibles, así como el software, tanto propietario como libre.

∞ **MODEM**

El módem actúa como un equipo terminal del circuito de datos (ETDC) permitiendo la transmisión de un flujo de datos digitales a través de una señal analógica.

∞ **NTP**

Network Time Protocol es un protocolo de Internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través de switcheo de paquetes en redes con latencia variable

∞ **PROTOCOLO**

Se les llama protocolo de red o protocolo de comunicación al conjunto de reglas que controlan la secuencia de mensajes que ocurren durante una comunicación entre entidades que forman una red. En este contexto, las entidades de las cuales se habla son programas de computador o automatismos de otro tipo, tales y como dispositivos electrónicos capaces de interactuar en una red.

∞ **RAM**

Random Access Memory (memoria de acceso aleatorio). Es una memoria en la que se puede tanto leer como escribir. Es una memoria volátil, es decir, pierde su contenido al desconectar la energía eléctrica. Se utiliza normalmente como memoria temporal para almacenar resultados intermedios y datos similares no permanentes.



∞ **ROUTER**

Dispositivo con fines especiales que maneja la conexión entre dos o más redes. Los routers usan su tiempo mirando las direcciones de destino de los paquetes, pasando a través de ellas y decidiendo qué ruta enviarles.

∞ **RS-232**

Es una interfaz que designa una norma para el intercambio serie de datos binarios entre un Equipo terminal de datos y un Equipo de terminación del circuito de datos.

∞ **TCP/IP**

(Protocolo de Internet/Protocolo de Control de Transmisión). Es el tipo de protocolos que define la Internet. Para acceder a Internet, el ordenador debe tener software TCP/IP.

∞ **TRANSDUCTOR**

Es un dispositivo capaz de transformar o convertir un determinado tipo de energía de entrada, en otra diferente de salida.

∞ **USB**

El Bus de Serie Universal (Universal Serial Bus) es una interfaz que provee un estándar de bus serie para conectar dispositivos a un ordenador (generalmente a un PC).

∞ **RPV**

Red privada virtual, se usa para comunicar en forma privada maquinas o redes utilizando una red pública. Permite una extensión de la red local sobre una red pública, como por ejemplo Internet.



1. GENERALIDADES

Desde la Ley 142 de julio 11 de 1994 se contempla la prestación continua de servicios públicos de buena calidad como una de las obligaciones de las empresas que se dedican a la actividad de distribución. Esta ley establece que corresponde al estado intervenir en la prestación de servicios públicos domiciliarios para garantizar que se haga en condiciones de continuidad y calidad. En el artículo 73 de esta ley se ordeno a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) fijar las normas de calidad que deben cumplir las empresas en la prestación del servicio de energía. Adicionalmente la ley establece que la tarifa tiene un carácter integral el cual supone unas condiciones de calidad y cobertura y que corresponde definir a las comisiones de regulación.

Por su parte la ley 143 de 1994 conocida como la ley eléctrica colombiana, establece que corresponde a la CREG definir los criterios técnicos de calidad con que debe suministrarse el servicio de energía a los usuarios finales y hacer operativos los criterios de confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

Para ello la CREG expidió la resolución 070 de 1998 (Código de Distribución de Energía Eléctrica), en la que se define en su capítulo 6 la calidad del servicio que deben tener los sistemas de distribución regional y distribución local de energía eléctrica, además de otros aspectos. Allí se establecen criterios de la calidad de potencia y se determina que la calidad del servicio se mide a través de indicadores, y que los operadores de red, es decir las compañías encargadas de la planeación, expansión, operación, y mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional o de distribución local, son los responsables por la calidad de la potencia y del servicio suministrado a los usuarios conectados a sus redes.

El 15 de julio de 2004, la CREG emite la resolución 042 de 2004 (Calidad de la potencia), la cual somete a consideración de los agentes y demás interesados una propuesta regulatoria sobre las características y límites de los indicadores de la calidad de la potencia eléctrica. En este documento se presenta “la propuesta sobre un indicador de continuidad del servicio, medido como la continuidad de la forma de onda conocida también como calidad de la potencia, la cual se ve afectada por fluctuaciones de tensión.



Esta propuesta fue basada en la evaluación de un indicador de continuidad de la forma de onda, Pst (Perceptibilidad de corto plazo)².

En esta resolución se propone establecer los límites máximos exigidos para Pst, que serán definidos por la CREG, a partir de los resultados obtenidos de un estudio de diagnóstico del sistema Colombiano. Los valores del indicador Pst deberán ser reportados, de la misma manera que se hace con los indicadores existentes de la calidad (Frecuencia y duración de las interrupciones).

1.1. RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005

El 26 de abril de 2005 se publicó la resolución de la CREG 024 del 2005, en la que se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica. Esta resolución establece que los Operadores de Red en sus sistemas de distribución deben disponer de equipos que midan los indicadores de calidad de tensión Pst (Percibility short time) y THDV (Total Harmonic Distortion of Voltage). Esta resolución fue modificada el 7 de diciembre de 2005 mediante la resolución CREG 110 de 2005, en la cual a solicitud de los operadores de red se modifica el plazo para la instalación de los equipos de medida. Y exige que "a partir del 31 de julio de 2006 debe ser posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de los niveles de tensión 2, 3 y 4,³ así como en el 5% de la cabecera de los circuitos a 11,4kV y 13,2kV cuya unidad constructiva reconozca esos equipos"⁴ como se ilustra en la Figura 8. Los operadores de red deben estar en la capacidad de enviar reportes semanales a la CREG para cada punto de medida los eventos de tensión, con esta información la CREG realizará un estudio de diagnóstico para determinar los límites máximos exigidos para Pst.

Este estudio preliminar durara 27 semanas contadas a partir del 31 de julio de 2006. Teniendo así la información suficiente para determinar los límites de Pst en marzo de 2007.

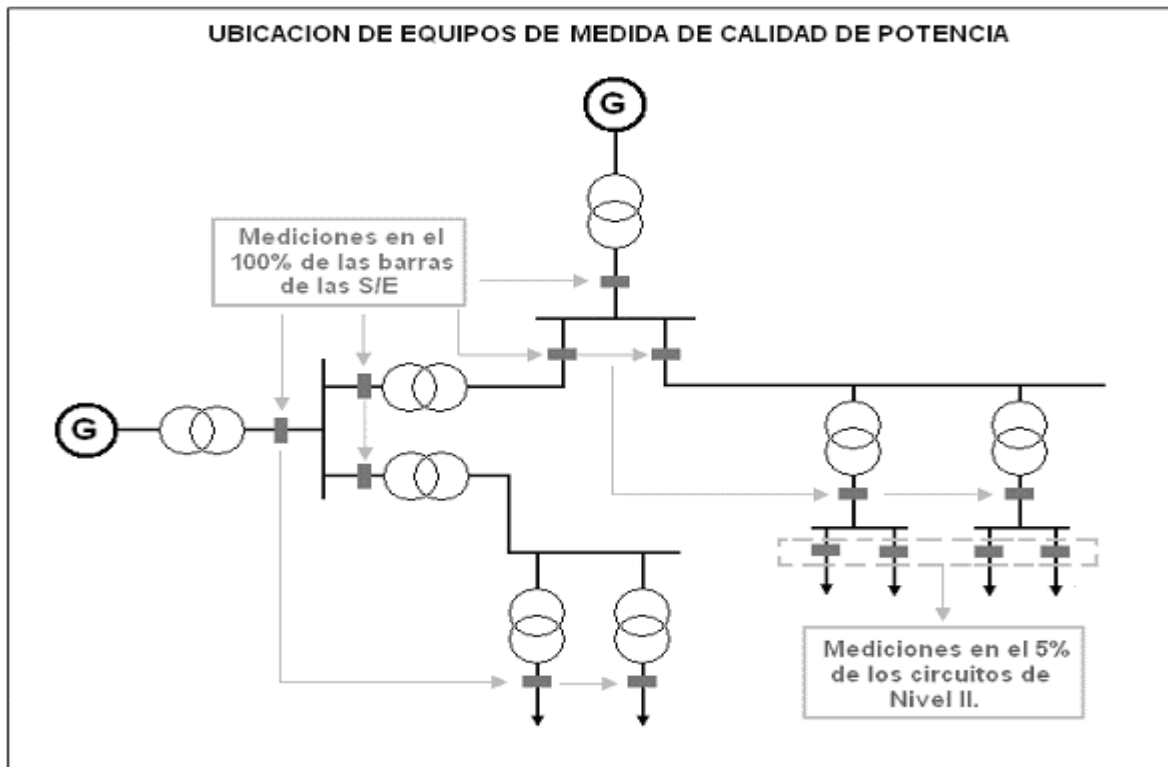
² Definición del DOCUMENTO CREG042 DE 2004 [16]

³ Definidos por la Resolución CREG 025 de 1995 (Ver Tabla 6) [8]

⁴ Resolución CREG 110 de 2005 [14]

El fin del estudio realizado por la CREG es hacer que las propias empresas dirijan sus esfuerzos a resolver los problemas de la calidad de potencia en aquellos circuitos donde los indicadores señalen mayores dificultades, sin entrar desde el principio a generar incentivos de compensación económica al usuario. La evaluación histórica de estos resultados permitirá establecer si el sistema de autocontrol funciona o si se requiere implementar incentivos económicos para alcanzar las metas propuestas.

Figura 8 Ubicación de equipos de medida de calidad de potencia según la resolución CREG 024 de 2005



Nombre de la fuente: Yurany Melo M. - Claudia Navarro R.

1.2. EQUIPOS DE MEDICIÓN

Los parámetros mínimos que exige la CREG 024 de 2005 para los equipos de medición a utilizar se describen textualmente a continuación:

- “Medir el indicador THDV, de acuerdo al estándar IEEE 519 (1992) para el barraje.
- Medir la relación entre la tensión de secuencia negativa y la tensión de secuencia positiva para el barraje.



- Medir hundimientos y picos, de acuerdo al estándar IEC 61000-4-30 (2003-02).
- Medir la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).
- Medir la desviación estacionaria de la tensión r.m.s (duración superior a un minuto) por debajo o por encima de la permitida (las tensiones de estado estacionario a 60Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de ésta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto).
- Estar en capacidad de medir el indicador Pst, de acuerdo con el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02), o al menos permitir descargar, en medio magnético, información digital de la forma de onda de la tensión, para ser procesada en otra parte del sistema, con una velocidad de muestreo mínima de 1024 muestras por segundo. Estas mediciones deberán descontar el efecto de discontinuidades por interrupciones superiores a 1 minuto de duración.
- Contar con un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético, desde los medidores, y capaz de generar de forma automática los reportes indicados.”

“Estas mediciones deberán descontar el efecto de discontinuidades por interrupciones superiores a 1 minuto de duración y para niveles de tensión 2 y 3, discriminar el circuito a través de una lógica con el interruptor respectivo.”

Para los indicadores THDV y la relación entre la tensión de secuencia negativa y la de secuencia positiva (V_2/V_1) se requiere medición por barra; y para hundimientos, picos, continuidad del servicio, desviación estacionaria de la tensión y Pst se requiere discriminación por cada elemento en el cual se reconozca el elemento “unidad de adquisición de datos”, en relación con los parámetros exigidos por la resolución.

Los equipos de medida y su sistema de procesamiento de datos forman el sistema de medición y registro. Éstos deben estar en capacidad de procesar indicadores y de otro



lado medir de forma automática la frecuencia y duración de las interrupciones. El sistema debe permitir a las empresas centralizar los datos obtenidos, de forma automática, antes de su envío a la CREG.

El costo de los equipos de medición a usar, para medir la Calidad de la Potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002, así: Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$22.339.005 de diciembre de 2001 que a pesos corrientes del año 2005 son \$42'865.038,02.

A partir de la definición del equipo "Unidad de adquisición de datos (UAD)", se tiene que este elemento se reconoce por lo menos para las siguientes instalaciones o unidades constructivas (UC) definidas en la Tabla 4⁵:

Tabla 4 Descripción de las Unidades Constructivas de Equipos de subestación Nivel II, III y IV.

No.	UC	Descripción	UAD	PT	CT
Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de tensión II					
1	N2S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	x	3
2	N2S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	x	3
3	N2S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional	•	x	3
4	N2S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional	•	x	3
5	N2S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	x	3
6	N2S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	x	3
7	N2S8	Bahía de Acople o Seccionamiento (configuraciones en que aplica) -tipo convencional	•	x	3
8	N2S9	Celda de salida de Circuito, barra sencilla -Sub. Metalclad	•	x	x
9	N2S10	Celda de llegada de Transformador, barra sencilla -Sub. Metalclad	•	x	x
10	N2S11	Celda de Interconexión o de acople, barra sencilla -Sub. Metalclad	•	x	x
11	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares, barra sencilla -Sub. Metalclad	•	x	x
12	N2S15	Celda de salida de Circuito, doble barra -Sub. Metalclad	•	x	x

⁵ Resolución 082 de 2002 [12]



13	N2S16	Celda de llegada de Transformador, doble barra -Sub. Metalclad	•	x	x
14	N2S17	Celda de Interconexión o de acople, doble barra -Sub. Metalclad	•	x	x
15	N2S18	Celda de Medida o Auxiliares, doble barra -Sub. Metalclad	•	x	x
Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de tensión III					
1	N3S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	x	3
2	N3S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	x	3
3	N3S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional	•	x	3
4	N3S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional	•	x	3
5	N3S5	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	x	3
6	N3S6	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	x	3
7	N3S7	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x
8	N3S8	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)	•	x	x
9	N3S9	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x
10	N3S10	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)	•	x	x
11	N3S11	Celda de línea, subestación tipo Metalclad	•	x	x
12	N3S12	Celda de transformador o acople, subestación tipo Metalclad	•	x	x
13	N3S13	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 1	•	x	x
14	N3S14	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 1	•	x	x
15	N3S15	Bahía de línea, subestación Convencional Reducida Tipo 2	•	x	x
16	N3S16	Bahía de transformador, subestación Convencional Reducida Tipo 2	•	x	x
17	N3S19	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo convencional	•	x	3
18	N3S20	Bahía de Acople, (misma unidad independiente de la configuración) -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x
Unidades Constructivas de Equipos de Subestación de Nivel de tensión IV					
1	N4S1	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	3	3
2	N4S2	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo convencional	•	x	3
3	N4S3	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo convencional	•	3	3
4	N4S4	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo convencional	•	x	3
5	N4S5	Bahía de línea, configuración barra doble con by pass -tipo convencional	•	3	3



6	N4S6	Bahía de transformador, configuración barra doble con bypass -tipo convencional	•	x	3
7	N4S7	Bahía de línea, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	3	3
8	N4S8	Bahía de transformador, configuración barra principal y transferencia -tipo convencional	•	x	3
9	N4S9	Bahía de línea, configuración interruptor y medio -tipo convencional	•	3	6
10	N4S10	Bahía de transformador, configuración interruptor y medio -tipo convencional	•	3	6
11	N4S11	Bahía de línea, configuración en anillo -tipo convencional	•	3	3
12	N4S12	Bahía de transformador, configuración en anillo -tipo convencional	•	3	3
13	N4S13	Bahía de línea, configuración barra sencilla -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x
14	N4S14	Bahía de transformador, configuración barra sencilla -tipo encapsulada(SF6)	•	x	x
15	N4S15	Bahía de línea, configuración barra doble -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x
16	N4S16	Bahía de transformador, configuración barra doble -tipo encapsulada(SF6)	•	x	x
17	N4S17	Bahía de Maniobra, (Acople, Transferencia o Seccionamiento) -tipo convencional	•	x	3
18	N4S18	Bahía de Maniobra, -tipo encapsulada (SF6)	•	x	x

- Reconoce Unidad de adquisición de datos
- X No tiene
- # Cantidad

Nombre de la fuente: Resolución CREG 082 de 2002. Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.

1.3. NORMAS INCLUIDAS EN LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005

Dentro de la regulación se mencionan como referencias para el cumplimiento una serie de normas o estándares nacionales e internacionales, los cuales son descritos de forma simplificada y enfocados a los parámetros eléctricos que deben ser medidos según la resolución CREG 024 de 2005.

1.3.1. IEEE 519 de 1992

El estándar IEEE 519 de 1992 “IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control In Power Systems”, establece los límites admisibles tanto en tensión como en corriente para el intercambio de potencia entre el operador de red y el usuario final.



Este estándar establece pautas para el diseño de sistemas eléctricos que incluyan cargas lineales y no lineales. También describe las formas de onda de tensión y corriente que pueden existir en el sistema, además establece las metas de distorsión de la forma de onda para el diseñador del sistema. Y este no considera los efectos de interferencia en radiofrecuencia; sin embargo, incluye interferencia electromagnética con sistemas de comunicación.

Según la norma debe determinarse el THDV en señales de tensión y corriente en el punto de conexión del usuario a la red PCC (Punto de Conexión Común) que es la interfase entre el consumidor y el OR. Este concepto se puede aplicar en el interior de una planta industrial definiendo el PCC como el punto donde una carga puede eléctricamente afectar a otra.

La Distorsión Armónica de una Onda es definida como la suma o el resultado de la transposición de un conjunto de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de suministro, acompañando a la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de la respuesta en frecuencia de cargas no lineales en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL).

Tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional, como los operadores de red (OR), deben cumplir con las exigencias establecidas en la Tabla 5, basada en la norma IEEE 519 de 1992; en donde se muestran los límites máximos de distorsión armónica para diferentes niveles de tensión definidos en la Tabla 6.

Tabla 5 Límites máximos de distorsión total en tensión según IEEE 519-92.

TENSIÓN DEL SISTEMA	THDV Máximo (%)
Niveles de Tensión 1, 2, 3	5
Nivel de Tensión 4	2,5
STN	1,5

Nombre de la fuente: Resolución CREG 024 DE 2005



Tabla 6 Niveles de tensión correspondientes a los definidos en la resolución CREG 025 de 1995.

NIVEL	CLASIFICACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
4	Extra Alta Tensión	$> 230kV$
4	Alta Tensión	$\geq 57,5kV \leq 230kV$
2 Y 3	Media Tensión	$> 1kV < 57,5kV$
1	Baja Tensión	$\geq 25V \leq 1kV$

Nombre de la fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, 29 de abril de 2005

El estándar IEEE 519 de 1992 limita la cantidad de corriente armónica inyectada a la red general, y responsabiliza al cliente por la misma, recomienda prácticas y requisitos para el control de armónicos tanto a nivel de usuario como de redes.

1.3.2. IEEE 1159 de 1995

La IEEE 1159 de 1995 “IEEE Recommended Practices For Monitoring Electric Power Quality”, es una norma que abarca el monitoreo de la calidad de la potencia eléctrica en sistemas de potencia en corriente alterna monofásicos o polifásicos. En ella se describe la calidad de la potencia eléctrica como un fenómeno electromagnético que caracteriza la tensión y la corriente en un tiempo y en un lugar en el sistema, también se presentan los fenómenos electromagnéticos que ocurren en un sistema de potencia; se presentan definiciones de las condiciones nominales y de las desviaciones de estos fenómenos, que pueden originar fallas entre la fuente y la carga o ambas; y se exhiben recomendaciones para técnicas de medición, técnicas de aplicación y de interpretación de resultados de monitoreo.

El propósito de esta norma es fijar pautas para el análisis de los transitorios electromagnéticos y las fluctuaciones de tensión; y la interpretación del fenómeno electromagnético que causa problemas de calidad de potencia. Este documento también forma un consenso de opinión acerca de la seguridad y los métodos aceptables para el monitoreo de sistemas de potencia eléctrica e interpretación de resultados. Y adicionalmente ofrece una tutoría en disturbios que se presentan en los sistemas de potencia y sus causas más comunes.

De acuerdo a la resolución 024 de 2005 las variaciones de corta duración están basadas en el estándar IEEE 1159 de 1995 en donde se definen y clasifican los fenómenos de las variaciones de tensión.



Las variaciones de corta duración son los fenómenos transitorios cubiertos por el indicador Pst (Indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión durante un periodo de tiempo corto (10 minutos) obtenido de forma estadística a partir del tratamiento de la señal de tensión). En la Tabla 7 se presentan estas variaciones.

Tabla 7 Variaciones de corta duración tal como se define en el estándar IEEE 1159 -1995

TIPOS DE VARIACIONES DE CORTA DURACIÓN	DURACIÓN	MAGNITUD TÍPICA (p.u.)
<u>Muy Rápidos</u>		
Hundimiento (<i>Sags</i>)	0,5 -30 cidos	0.1 -0.9 p.u.
Pico (<i>Swells</i>)	0,5 -30 cidos	1.1 -1.8 p.u.
<u>Rápidos</u>		
Interrupción	0,5 cidos - 3 s	< 0.1 p.u.
Hundimiento (<i>Sags</i>)	30 cidos - 3 s	0.1 -0.9 p.u.
Pico (<i>Swells</i>)	30 cidos - 3 s	1.1 -1.4 p.u.
<u>Lentos</u>		
Interrupción	3 s - 1min	<0.1 p.u.
Hundimiento (<i>Sags</i>)	3 s - 1min	0.1 -0.9 p.u.
Pico (<i>Swells</i>)	3 s - 1min	1.1 -1.2 p.u.

Nombre de la fuente: IEEE 1159 de 1995

1.3.3. IEC 61000-4-15 de 2003

La norma IEC 61000-4-15 “Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications”, da una especificación funcional, de diseño y la instrumentación para los equipos de medida de flicker. Indica el nivel de percepción correcto del flicker para todas las prácticas de fluctuaciones de tensión en la forma de onda. Es importante aclarar que esta norma no da valores límites de tolerancia de severidad de flicker.

Según la resolución CREG 024 de 2005 la forma de calcular el indicador de la perceptibilidad de un equipo (Pst), se describe en la norma IEC 61000-4-15, Teniendo como referencia el sistema visual humano.



Conforme al algoritmo⁶ usado para obtener el indicador Pst, el cual esta dividido en dos partes principales. En la primera parte el valor instantáneo del flicker es determinado por comparación con la respuesta del sistema Luz – Ojo – Cerebro, y en la segunda parte se hace un análisis estadístico a la señal que provoca el flicker y se presentan los resultados obteniendo así el cálculo del Pst.

El indicador Pst es la severidad del flicker de término corto (10 minutos), y es apropiado para estimar perturbaciones causadas por fuentes individuales tales como bombas, laminadoras y electrodomésticos.

La resolución CREG 042 de 2004 indica que la aplicación de la IEC 61000-4-15 en cuanto al uso del indicador Pst, tiene las siguientes ventajas:

- “Indicador único para fluctuaciones de tensión y parpadeo (Flicker). Cubre tanto sobretensiones como subtensiones con el mismo indicador a diferencia de otros indicadores.
- Independencia de la distorsión armónica de tensión. Para medir la distorsión armónica se usa el indicador THDV.
- Uso del rango de percepción del ojo humano: Metodología automática, que no requiere cálculos externos, y es capaz de entregar una evaluación de la severidad relativa del parpadeo y de las fluctuaciones de tensión ocurridas en un intervalo de 10 minutos.
- Independencia de la frecuencia fundamental (50 Hz ó 60 Hz). Consideración de la sensibilidad en relación con las diferentes frecuencias de la perturbación.
- Consideración de la sensibilidad cuadrática en relación con la Amplitud de la perturbación.
- Consideración de la retención posterior a cada evento (registro histórico).

⁶ Descrito de manera detallada en la norma 61000 –4 – 15 (2003 –02) [5]



- Uso de tratamientos estadísticos para llevar a cabo el análisis histórico y el seguimiento del sistema.”

1.3.4. IEC 61000-4-30 de 2003

La IEC 61000-4-30 llamada “Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods”, define los métodos para la medida y la interpretación de resultados para los parámetros de calidad de potencia en sistemas de corriente alterna a 50/60Hz. También describe los métodos de la medida para cada parámetro de tal forma que sea posible obtener resultados fiables, repetibles y comparables sin tener en cuenta el instrumento que se utiliza, y sin tener en cuenta sus condiciones medioambientales.

Los objetivos de esta norma son:

- Proveer una norma general para la utilización de técnicas de medición de la calidad de la energía eléctrica.
- Especificar las cantidades a ser medidas y los tiempos de medición para evaluar los diferentes aspectos que afecten la calidad de la energía eléctrica.
- Especificar las incertidumbres máximas de los equipos y los métodos de evaluación de los instrumentos a ser empleados en la evaluación de la calidad de la energía eléctrica.

La medición de parámetros que considera esta norma se limita a los fenómenos electromagnéticos que pueden transmitirse por el sistema.

Los parámetros de calidad de la energía eléctrica considerados en este documento son la frecuencia, la magnitud de la tensión, el flicker, los hundimientos y picos de tensión, las interrupciones, los transitorios, los desbalances de tensión, los armónicos e interarmónicos de tensión y corriente y los cambios rápidos de tensión.

Esta norma especifica la exactitud, los rangos de operación y las pruebas para verificar el correcto funcionamiento y respuesta en la medida de un parámetro de la calidad influenciado por los otros parámetros.



Según la resolución 024 de 2005 los equipos de medición a utilizar deben al menos con respecto a la calidad de la potencia medir hundimientos y picos de acuerdo con el estándar IEC 61000-4-30.

1.3.5. Resolución CREG 070 de 1998

Dentro del plan energético nacional se tiene como tarea reglamentar la operación del sistema interconectado nacional para realizar una óptima planeación y coordinación del sistema, para lograr tal fin se hizo necesario reglamentar todo lo pertinente a los sistemas de distribución de energía eléctrica y dejar claro cuáles son las normas que establecen las responsabilidades y derechos tanto de las empresas de distribución como la de los usuarios. La CREG expidió la resolución 070 en mayo de 1998 conocida como el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.

Este Reglamento regula la actividad de Transmisión Regional y/o Distribución Local de Energía Eléctrica; define y hace operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica; se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local; se definen las normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema; se definen y establecen los criterios y procedimientos para la medición de los consumos; para la prestación del servicio de alumbrado público y para las remuneraciones asociadas con la propiedad de los activos. Establece dentro de su contenido los criterios de calidad de la potencia y del servicio suministrado por los diferentes operadores de red, define los indicadores mínimos de calidad del servicio y establece los criterios de responsabilidad y compensación por la calidad del servicio prestado.

La sinopsis de los parámetros que definen la calidad de la potencia de acuerdo a esta resolución, se resumen en la Tabla 8.



Tabla 8 Resumen de parámetros según la CREG 070 de 1998

CARACTERÍSTICAS	REQUISITO
Frecuencia y Tensión	Nominal = 60Hz y puede variar entre 59,8 y 60,2Hz. Resolución CREG 025/95
Tensiones Nominales	Las establecidas en la NTC 1340
Contenidos de Armónicos en Tensión y Corriente	IEEE 519-1992
Fluctuaciones de tensión	IEEE 1159 -1995
Factor de Potencia de la carga conectada, en nivel de tensión superior a 1kV	0,9. Resolución CREG 108/97
Tensiones en Estado estacionario a 60Hz	No podrán ser <90% ni >110% de la Tensión nominal durante un periodo superior a 1 min.
Tensión nominal $\geq 500\text{kV}$	No puede ser >105% durante un periodo superior a 1 min.

Nombre de la fuente: CREG 070 de 1998

El Reglamento de Distribución en lo referente al tema de calidad, en la sección 6, ha venido siendo modificada y mejorada por las resoluciones 025 y 089 de 1999.

En la actualidad la resolución CREG 024 de 2005 hace una modificación a esta sección del reglamento a sus numerales 6.2.1 y 6.2.2 del anexo general del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, quedando así:

"6.2.1. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA.

Los siguientes fenómenos calificadores miden la Calidad de la Potencia (CPE) suministrada por un OR:

6.2.1.1 Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria.

La frecuencia nominal del SIN y su rango de variación de operación son las establecidas en el Código de Operación incluido en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan). La responsabilidad por el control de la frecuencia corresponde al Centro Nacional de Despacho –CND- y a los generadores.

Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.



6.2.1.2 Distorsión Armónica de la Onda de Tensión

Es la distorsión periódica de las ondas de tensión, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos pares o impares de la frecuencia de suministro, acompañando la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de cargas no lineales en el STN, STR y/o SDL. Tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional – STN, como los Operadores de Red – OR, deberán cumplir las exigencias establecidas en la Tabla 5 basada en el Estándar IEEE 519 - [1992]:

Nota: Los niveles de tensión de la Tabla 6 corresponden a los definidos por la Resolución CREG 082 de 2002 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

6.2.2 PLAZOS PARA CORREGIR LAS DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA SUMINISTRADA

El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1 de la presente Resolución.

Cuando las deficiencias se deban a la carga de un usuario conectado al STR y/o SDL, el OR, como responsable de la Calidad de la Potencia, le dará un plazo de treinta (30) días hábiles al usuario para la solución del problema. En este caso, si transcurrido el plazo fijado no se ha efectuado la corrección pertinente, el OR debe desconectar al usuario respectivo, informando a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) con dos (2) días hábiles de anticipación al corte.

Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el OR podrá instalar los equipos que considere necesarios en la red o en las fronteras y/o equipos de medición del usuario, para registrar variables como corrientes y tensiones, y podrá exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería."⁷

⁷ Tomado del Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005 [13]



1.3.6. Resolución CREG 025 de 1999

En esta resolución se establecen los indicadores de Calidad DES y FES que se tratan en el reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG 070 de 1998); y las normas sobre la calidad de la prestación del servicio para los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local.

Básicamente trata que la calidad del servicio prestado se medirá a nivel del circuito los siguientes indicadores:

a. Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES)

Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito. Los OR's deben calcular el Indicador DESc mensualmente para cada Circuito.

b. Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)

Mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's deben calcular el Indicador FESc mensualmente para cada Circuito.

Esta resolución define los valores máximos admisibles de los indicadores y un período de transición, de las compensaciones que se les deben realizar a los usuarios por parte de los comercializadores, debido al incumplimiento en la prestación del servicio y de las condiciones en las que serán evaluados estos indicadores por parte del estado.

Los Valores Máximos Admisibles de los indicadores DES y FES aplicables para cada OR en el año 2006 emitidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas están descritos en las siguientes tablas (Tabla 9 y Tabla 10).



Tabla 9 Límites máximos FES admisibles para el año 2006

Grupo	Indicador FES (Interrupciones)				
	Trimestre I	Trimestre II	Trimestre III	Trimestre IV	Total
1	6	6	8	6	26
2	10	12	10	12	44
3	11	14	13	13	51
4	14	15	15	14	58

Nombre de la fuente: Archivo CODENSA S.A. E.S.P.

Tabla 10 Límites máximos DES admisibles para el año 2006

Grupo	Indicador DES (Horas)				
	Trimestre I	Trimestre II	Trimestre III	Trimestre IV	Total
1	2,5	3	3	2,5	11
2	3	5	6	5	19
3	7	7	8	7	29
4	9	10	11	9	39

Nombre de la fuente: Archivo CODENSA S.A. E.S.P.

Los grupos establecidos en la Tabla 9 y Tabla 10 se definen a continuación:

GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE.

GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

Lo que la resolución 024 de 2005 exige con respecto a los equipos de medida es que midan la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).



2. DEFINICIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA

En los últimos años la medición por medio de equipos de calidad de los fenómenos electromagnéticos en las redes de potencia ha tomado un papel importante, ya que con su control, se permite determinar a los operadores de red los puntos donde es necesario corregir estos fenómenos. Para ello se establecen nuevas tecnologías que ayuden a la localización, predicción, reconocimiento y prevención de fallas e inconformidades, y de esta manera tomar las medidas necesarias para dar una solución que de una u otra forma contribuya al diagnóstico de las incompatibilidades entre la fuente de potencia eléctrica y la carga, y de esta manera ofrecer una mejor calidad a los usuarios del servicio eléctrico.

La CREG busca garantizar un servicio con calidad a los usuarios finales de la energía eléctrica, quienes con el paso de los años han dado acceso a nuevas tecnologías y con ellas cargas más susceptibles a los disturbios, fluctuaciones y las interrupciones del servicio.

Mediante la resolución CREG 024 de 2005 se exige la instalación de equipos de medida de calidad de potencia, con las medidas entregadas por estos equipos se busca establecer los niveles de calidad que las empresas de distribución tienen en su sistema y posteriormente se asignen indicadores límite para que las empresas que no cumplan con los mismos dirijan sus esfuerzos a resolver los problemas de calidad de potencia.

A partir de la información obtenida de estos equipos de medida, la CREG realizará un estudio de diagnóstico y establecerá límites para el indicador Pst, este empezara el 31 de julio de 2006 y durara 27 semanas a partir de esta fecha, se establecerán límites para el indicador Pst en marzo de 2007. Quedando por fuera los demás parámetros que se exigirán medir como son: THDV, desbalance de tensión, hundimientos y picos.



2.1. ÍTEMS PARA LA ELECCIÓN DE UN EQUIPO DE MEDIDA

Cuando se va a realizar la adquisición de un equipo para el análisis de calidad de la potencia eléctrica se deben tener en cuenta varios aspectos importantes ya que éstos van a determinar el perfil del equipo, estos aspectos son:

- Tener definido el objetivo para el cual se va a realizar el proyecto de monitoreo, ya que éste determina la elección del equipo de medida, el método de recolección de datos y la técnica de análisis de datos a emplear.

Es necesario especificar las características que debe tener el equipo con el que se va a desarrollar el estudio de monitoreo. Se recomienda determinar las normas y regulaciones que debe cumplir el equipo de medida para así determinar las características constructivas mínimas; por ejemplo se debe definir si el equipo se requiere monofásico o trifásico, para trabajo en laboratorio, portátil, para trabajos de campo o para dejarlo permanentemente instalado en tablero.

Se debe definir que parámetros eléctricos se requieren medir: tensiones, corrientes, potencias, factor de potencia, frecuencia, armónicos, tensiones transitorias, corrientes transitorias, flicker. Se debe tener en cuenta que a mayor número de variables a medir se requiere un equipo más avanzado, y esto se ve reflejado directamente en los costos.

Un aspecto importante es el software de análisis, el cual debe ser amigable y que permita el análisis de forma rápida y ágil.

- El paso siguiente es la búsqueda del equipo que cumple con las especificaciones requeridas para el análisis de los diferentes fenómenos electromagnéticos.

Esta búsqueda esta basada en la recopilación de información entregada por los diferentes fabricantes de equipos de medida, que contiene las principales características técnicas en las que se incluyen sus especificaciones y otros aspectos sobresalientes del equipo.

- Una vez obtenida la lista de los equipos que cumplen con las características técnicas, la gestión es la de escoger los instrumentos que se ajusten con todo lo



requerido para este procedimiento, como lo es el aspecto técnico. Y de esta manera definir uno o más equipos que cumplan con dichos requerimientos.

- Por otra parte se debe tener en cuenta la representación que los equipos elegidos tengan a nivel mundial y nacional pues de esta manera se verifica la ayuda técnica y la obtención de repuestos que estos fabricantes puedan brindar, a la hora de necesitarla, estos equipos deben contar con un certificado el cual garantice que el instrumento cumple con los estándares requeridos, emitido por una entidad aprobada por la Superintendencia de Industria y Comercio.
- Al seleccionar los equipos que cumplen completamente los requerimientos exigidos, es necesario tener presente el aspecto económico, ya que este determina la compra y adquisición de este equipo de medida.

2.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS EQUIPOS DE CALIDAD DE POTENCIA

A continuación se definen las características generales de los equipos de medida disponibles en el mercado para seleccionar éstos de manera objetiva:

2.2.1. Tipo de carcasa: Existen dos posibilidades portátil y fijo, en portátiles existen los ligeros o llamados de mano los cuales permiten una instalación rápida pero no están pensados para llevar un análisis permanente, además están destinados a aquellas aplicaciones que requieran análisis a mediano plazo. Estos instrumentos están pensados para la realización de auditorias y la solución de problemas. Los instrumentos de instalación fija están destinados a realizar análisis a largo plazo. Estos equipos están integrados a un sistema de monitoreo de nivel superior.

2.2.2. Condiciones ambientales: Las condiciones ambientales a las que puede estar sometido el equipo de calidad de potencia están dadas por las condiciones del sitio en donde serán instalados. Por ejemplo en Bogotá la temperatura varía entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ y su humedad relativa está entre 35% - 60%.



- 2.2.3. Alimentación:** La tensión de alimentación y la frecuencia, así como el tiempo de autonomía de la batería durante un fallo de la alimentación o corte de suministro, deben ser adecuados para la aplicación. El tiempo mínimo estará dado por el tiempo necesario para mantener la información que ha recopilado el equipo antes del corte de energía.
- 2.2.4. Memoria:** Para registrar los parámetros eléctricos es posible la utilización de discos duros y tarjetas de memoria RAM. Es deseable que los equipos de medida portátiles cuenten con capacidad de memoria para almacenar por lo menos una semana de información. Para equipos fijos se requiere una memoria para almacenar información de acuerdo a los tiempos de indagación del sistema.
- 2.2.5. Interfase del usuario:** La comunicación entre el instrumento y el usuario se realiza a través de pantallas incorporadas en el medidor, a través de equipos externos de visualización o a través de un computador. Para la introducción de datos y configuración del equipo de medida se utilizan botones, teclados, o un computador. Muchos instrumentos posibilitan una operación remota, así como una visualización de los datos en tiempo real a través de computadores.
- 2.2.6. Programas y herramientas de análisis de datos:** Las herramientas de análisis de software y datos son suministrados por la mayoría de fabricantes de equipos de medida, y tienen una variedad de funciones, como capacidad de análisis y de manipulación de datos.
- 2.2.7. Accesorios:** Cables, sondas, sensores, pinzas amperimétricas, carcasas, etc., son accesorios que deben ser proporcionados por el fabricante. A menudo solo se pueden utilizar los accesorios del fabricante, por lo tanto, en el momento de pedir un presupuesto es necesario tener en cuenta este punto.
- 2.2.8. Garantía:** Proporcionar una garantía de mínimo 1 año.
- 2.2.9. Mantenimiento y calibración:** Un equipo de medida de calidad de potencia requiere de un mantenimiento periódico y calibración. Este es un factor importante, ya que repercute en el costo total sobre el periodo de vida del instrumento.



- 2.2.10. Exactitud:** Dada por las normas que debe cumplir la medida que realiza el equipo.
- 2.2.11. Resolución de la adquisición:** La resolución de un equipo de medida de calidad de potencia es una medida del detalle que puede conseguir la conversión de la señal análoga a señal digital y se representa en bits. Cuanto mayor sea el número de bits, mejor es la resolución con la que se capturan las señales de entrada.
- 2.2.12. Razón de muestreo:** Define la razón por la que los canales de entrada se muestrean y se ofrecen en muestras por ciclo.
- 2.2.13. Rango de Tensión:** Los fabricantes deben especificar la máxima tensión de las entradas a la que el equipo puede ser sometido, el cual debe ser adecuado para el punto en donde se realizará la instalación del instrumento.
- 2.2.14. Entradas y salidas de la señal**
- 2.2.14.1. Canales de entrada:** Los canales de entrada son análogos y a ellos se les conectan transformadores de potencial y de corriente.
- 2.2.14.2. Entradas – Salidas análogas:** Además de los principales parámetros de tensión y corrientes, algunos equipos también permiten el monitoreo de variables análogas adicionales. También existen salidas análogas para finalidades diversas como por ejemplo la conexión entre 2 equipos.
- 2.2.14.3. Entradas – Salidas digitales:** Estas entradas son utilizadas para disparos y para la captación de eventos transitorios entre equipos.
- 2.2.14.4. Comunicación y redes:** Los fabricantes ofrecen posibilidades de comunicación: MODEM interno o externo a través de RS232, Ethernet y conexiones directas con el computador (USB, RS232, RS485, e infrarrojos). Muchos fabricantes permiten la descarga o la operación de sus instrumentos a través de Internet.



2.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL EQUIPO DE MEDIDA PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005

A continuación se describen las características técnicas de los equipos de medida que serán exigidos el 31 de julio de 2006 a los operadores de red en Colombia por la Resolución CREG 024 del 2005.

2.3.1. Especificaciones Técnicas Generales

El equipo de medida de acuerdo a los requerimientos debe:

2.3.1.1. Ambientales

- Operar sin problema en un rango de temperatura de -10°C hasta 60°C .

2.3.1.2. Frecuencia

- Registrar y medir el valor de frecuencia en hercios (Hz) de la señal de tensión como se describe en la norma IEC 61000-4-30 en donde se define que la frecuencia debe ser medida cada 10 segundos. Para el cumplimiento de la resolución CREG 024 de 2005 el equipo debe estar en la capacidad de registrar cada 10 minutos el valor promedio, mínimo y máximo de los valores medidos.
- Este será utilizado a frecuencia nominal de 60Hz (50 -62 Hz).

2.3.1.3. Precisión

- Según la norma IEC 61000-4-30 tener precisión en la medida de clase A. Esta clase es usada donde es necesario tener medidas precisas, por ejemplo para aplicaciones contractuales cuando se necesite contrastar una medida con un patrón para resolver disputas.



2.3.1.4. Alimentación

2.3.1.4.1 Entradas de corriente

- Estar alimentado mediante transformadores de corriente a 5A, además debe estar en la capacidad de soportar las corrientes de cortocircuito del barraje en donde serán instalados los equipos.

2.3.1.4.2 Entradas de tensión

- Alimentarse mediante transformadores de potencial a 110Vac y aceptar una conexión directa hasta de 600Vac (fase-fase) - 300Vac (fase-neutro). Los cuales son comunes en la mayor parte de las subestaciones eléctricas en donde serán instalados los equipos de medida.

2.3.1.4.3 Alimentación auxiliar

- Tener alimentación de 90-240Vac y 90-240Vdc. Los cuales son comunes en la mayor parte de las subestaciones eléctricas en donde serán instalados los equipos de medida.

2.3.1.5. Valores de medida

- El equipo debe medir y registrar las señales de corriente por cada fase la, lb, lc e lo como se describe en la IEC 61000-4-30. El equipo debe registrar cada 10 minutos el valor agregado r.m.s. el mínimo y el máximo de los valores eficaces de la corriente por cada fase.
- El equipo debe medir y registrar las señales de tensión en cada fase, como se describe en la norma IEC 61000-4-30 en su anexo A.3. El equipo debe registrar cada 10 minutos el valor agregado r.m.s. el mínimo y el máximo de los valores eficaces de la tensión por cada fase.
- El equipo debe estar en la capacidad de medir y registrar potencia activa, reactiva y aparente recibida y despachada por fase y trifásica. De tal forma que se registren valores para intervalos de tiempo configurables mínimos de 5 minutos.



- El equipo debe medir y registrar el factor de potencia por fase y trifásico teniendo valores de tiempo configurables siendo el menor tiempo a registrar 5 minutos.
- El equipo de medida debe estar en la capacidad de medir registrar y almacenar energía activa, reactiva y aparente de recibo y suministro registrándolos cada 15 minutos.
- El equipo de medida debe registrar la medición de armónicos individuales en tensión y corriente para cada fase. Cada registro deberá contener tanto magnitud como ángulo de cada componente armónico. Teniendo en cuenta componentes armónicas mínimas de orden 30⁸.

2.3.1.6. Opciones de memoria

- Contar con una capacidad de memoria de 4MB, suficiente para almacenar información capturada cada dos semanas. Esta memoria debe ser borrable y programable de manera remota. El equipo debe contar con la posibilidad de una memoria expandible.

2.3.1.7. Comunicaciones

- Permitir comunicación RS232, RS485 y Ethernet LAN simultáneamente.
- Tener un protocolo de comunicación en Modbus usando Modbus TCP en conexiones vía red ethernet, indistintamente en UTP o fibra óptica.
- Tener la capacidad de conexión por MODEM externo.
- Tener entre 6 y 8 entradas digitales y salidas digitales, correspondientes a un número típico de alimentadores de niveles de tensión II y III en las subestaciones.

⁸ CASTRO FREDY. Análisis comparativo de límites y niveles de armónicos en sectores comerciales e industriales. SICEL 2005 [19]



2.3.1.8. Idiomas disponibles

- Permitir al usuario escoger un idioma entre inglés y/o español.
- Contar con una garantía no inferior a 1 Año.

2.3.2. Especificaciones Técnicas Particulares

El equipo de medida debe:

- Medir THDV para cada fase teniendo en cuenta componentes armónicas mínimas de orden 30^º, de acuerdo con el estándar IEEE 519 de 1992; según la norma IEC 61000-4-30 el THDV debe medirse cada 10 minutos.
- Medir, registrar y almacenar el indicador Pst excluyendo interrupciones por cada fase de acuerdo con la norma IEC 61000-4-15 teniendo en cuenta que según la norma IEC 61000-4-30 se deben registrar valores cada 10 minutos. Si el equipo de medida no cuenta con el indicador Pst por lo menos debe tener la manera de descargar en medio magnético, información digital de la forma de onda de la tensión, para ser procesada con una velocidad de muestreo mínima de 512 muestras por ciclo.
- Medir hundimientos y picos de acuerdo con el estándar IEC 61000-4-30, clase A.
- Medir el desbalance de tensión $V2/V1$ de acuerdo a la norma IEC 61000-4-30 en donde están evaluados utilizando el método de las componentes simétricas. La componente fundamental de la tensión eficaz de la señal de entrada para los sistemas de potencia con frecuencia fundamental de 60Hz, es medida sobre intervalos de 12 ciclos. El equipo deberá registrar y almacenar los valores máximos y mínimos de la relación $V2/V1$ en intervalos de tiempo de 10 minutos; en los casos en que la secuencia positiva y negativa sean simultáneamente menores al 10% de la tensión de referencia, la relación registrada deberá tomar valor de cero.
- Medir la continuidad del servicio, frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto, el equipo debe estar en capacidad de detectar las interrupciones de 2

⁹ CASTRO FREDY. Análisis comparativo de límites y niveles de armónicos en sectores comerciales e industriales. SICEL 2005 [19]



maneras, la primera debe registrar y detectar las interrupciones como eventos de tensión con magnitudes inferiores al 10% de la tensión de referencia y con duración superior a 1 minuto; y la segunda de detectar y registrar las interrupciones utilizando las entradas digitales que reciben la señal del estado de abierto y cerrado de un interruptor o reconectador. Con estas señales digitales se debe detectar las interrupciones de manera independiente y simultánea y en los registros de cada una de las interrupciones debe poder identificarse el circuito o el interruptor al cual corresponde.

En la siguiente tabla (Tabla 11) se resumen las especificaciones técnicas generales y particulares con las que debe contar el equipo de medida de calidad de potencia.

Tabla 11 Especificaciones técnicas del equipo de medida de calidad de potencia

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	REQUERIDO
1	Entrada de Corriente		
	Corriente Nominal secundaria	A	5 (continua)
	Corriente Máxima durante 1 s	A	S/N nivel de CC
2	Entrada de Tensión		
	Tensión fase – neutro (ac)	V	300
	Tensión fase – fase (ac)	V	600
3	Frecuencia	Hz	45 – 65
4	Rango de temperatura de operación	°C	-10° hasta +60°
5	Precisión del equipo	Clase	A IEC 6100-4-30
6	Alimentación auxiliar		
	AC	Vac	90 – 240
	DC	Vdc	90 – 240
7	Valores de medida		
	Corriente por fase Ia, Ib, Ic e Io		
	Tensión Va, Vb, Vc, Vo (FF-FN)		
	Potencia activa recibida por fase y trifásica	MW	
	Potencia activa despachada por fase y trifásica	MW	
	Potencia aparente despachada y recibida	MVAr	
	Potencia reactiva recibida por fase y trifásica	MVA	
	Potencia reactiva despachada por fase y trifásica	MVA	
Factor de potencia A, B, C, total	Cos Φ		



	Frecuencia	Hz	
	Energía activa (recibo, suministro)	MWh	
	Energía reactiva (recibo, suministro)	MVAh	
	Energía aparente	MVArh	
	Distorsión de armónicos totales de tensión y corriente		IEEE 519 - 1992 IEC 61000 - 4 - 7
	Hundimientos y Picos		IEC 61000 - 4 - 30
	Interrupciones		
	Medida Pst		IEC 61000 - 4 - 15
	Muestras mínimas por ciclo (configurable 128, 256 ó 512)		128, 256 o 512 simultáneas en todos los canales en operación
8	Memoria no volátil		Si
	Capacidad mínima de almacenamiento de datos de medida	semanas	Mínimo 2
9	Puertos de comunicación		
	RS 232		
	RS 485		
	Ethernet TCP/IP		1
	Protocolos de comunicación		Modbus RTU TCP/IP
10	Lógica programable para Control		Si
11	Cumplimiento Resolución CREG 024/2005		SI
12	Entradas digitales		8 a 125 V DC.
13	Salidas digitales		8 a 125 V DC.
14	Garantía	Años	Mínimo 1

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.

2.4. NORMAS REQUERIDAS PARA EL EQUIPO DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA

Las normas mínimas aplicables son las siguientes:



Tabla 12 Normas requeridas para el equipo de medida según la resolución CREG 024 de 2005

NORMA		DESCRIPCION
IEC	61000 -4 - 15	Testing And Measurement Techniques - Flickermeter - Funtional And Desing Specifications
IEC	61000 -4 - 30	Testing And Measurement Techniques - Power quality measurement methods.
IEEE	519	Recommended Practices and Requirements for harmonic control in electrical power systems

Nombre de la fuente: Resolución CREG 024 de 2005.

2.5. RECOLECCIÓN DE LAS MEDIDAS SUMINISTRADAS POR EL EQUIPO DE MEDIDA

El operador de red deberá descargar la información suministrada por el equipo según la resolución CREG 024 de 2005 y entregarla a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para que con estos datos se haga un estudio de diagnóstico del sistema colombiano y así se inicie una regulación basada en el autocontrol para el cumplimiento de los límites.

Para el plan de recolección de la información los operadores de red deben contar con un sistema de procesamiento de datos, el cual permita a las empresas centralizar la información obtenida antes de su envío a la CREG. Este sistema debe realizar descargas automáticas de la información requerida por la CREG en medio magnético, desde los medidores y generar los reportes como se describen en el artículo 5 de la resolución CREG 024 de 2005 que se definen a continuación:

Para efecto de administración de la información que los operadores de red deben reportar semanalmente a la CREG, esta se debe almacenar iniciando el 31 de julio del año 2006, teniendo en cuenta que cada semana comienza el día lunes a las 00:00:00 horas y termina el día domingo a las 23:59:59 horas, el plazo para reportar la información a la CREG de la semana anterior será de tres días contados a partir del último día de la semana, el estudio de diagnóstico durará 27 semanas contadas a partir de la primera semana; para cada punto de medida en un intervalo de tiempo de 10 minutos en 2 archivos tipo csv comprimidos en uno tipo "zip", cada uno de ellos con las 1008 medidas y los eventos de tensión que deben entregarse a la CREG utilizando los siguientes formatos:



El primer archivo llamado CEL_Semana_j_PM.csv; (donde j corresponde al número de la semana y PM al nombre del punto de medida) este formato tiene las siguientes características:

- Se registra la fecha y hora en el cual comienza el periodo de evaluación de Pst; dd/mm/aaaa, hh:mm (dd=día, mm=mes, aaaa=año, hh=hora, mm=minuto).
- Se registra el número de interrupciones que comenzaron en el intervalo; NI=número de interrupciones.
- Se registra la duración de las interrupciones durante el intervalo en segundos; DI=duración de las interrupciones.
- Se registra el número de desviaciones estacionarias de tensión (DET) que comenzaron en el intervalo; NDET=número de DET.
- Se registra la duración de las DET durante el intervalo en segundos; DDET=duración de las DET.
- Se registra el valor del Pst para cada fase medida, con 2 cifras decimales; Pst_R, Pst_S, Pst_T; Pst_R,S,T= Pst por fases.
- Se registra la relación V2/V1, con 4 cifras decimales; V2V1=relación $V(2)/V(1)$.

Estos registros deberán almacenarse de la siguiente manera:

Almacenamiento de Interrupciones: Las interrupciones con duración superior a un minuto y con magnitudes de tensión inferiores al 10% de la tensión nominal serán almacenadas en forma separada y su impacto sobre el Pst será descontado en el periodo de los 10 minutos correspondientes para los valores obtenidos de Pst.

Almacenamiento de Fluctuaciones Estacionarias de Tensión: Las desviaciones en valor absoluto de la tensión r.m.s superiores a 1 minuto y superiores o iguales al 10% de la tensión nominal, serán almacenadas de forma separada de las discontinuidades por interrupción de duración superior a un minuto, pero su efecto será tenido en cuenta para la evaluación de los valores obtenidos de Pst.



Almacenamiento del Pst: Si el equipo esta en capacidad de medir el indicador Pst se realiza directamente la descarga de este valor, de lo contrario ingresando las descargas de información de la forma de onda como valores de entrada al ejecutable de que trata el literal d del artículo 5 de la Resolución 024 de 2005.

Almacenamiento de Tensión de Secuencia Negativa: En cada barraje de la subestación donde se conecten unidades constructivas se tomara al menos una medida de la relación de tensión de secuencia Negativa y tensión de secuencia positiva. En los casos que las componentes de secuencia positiva y negativa sean simultáneamente menores al 10% de la tensión nominal, la relación registrada deberá tomar el valor de cero.

La Figura 9 ilustra a manera de ejemplo el formato de reporte y nomenclatura del archivo en el que se encuentran las características descritas anteriormente, por lo tanto los valores mostrados en ella no tienen ningún significado.

Figura 9 Formato del archivo CEL_Semana_j_PM.csv para que el OR envíe la información semanalmente a la CREG

CEL_Semana_j_PM	
REGISTRO DE LA INFORMACION	
	dd/mm/aaaa ,hh:mm, NI , DI , NDET , DDET , Pst_R , Pst_S , Pst_T , V2V1
1	01/01/2006,00:00,0,0,0,0,2.62,1.04,5.44,0.0039
2	01/01/2006,00:10,0,0,1,1,1.64,1.53,6.75,0.0127
...	
1008	07/01/2006,23:40,0,0,0,0,1.55,0.89,0.87,0.0010
1009	07/01/2006,23:50,0,0,0,0,1.68,0.39,1.16,0.0202

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.

El segundo archivo llamado ET_Semana_j_PM.csv; donde j corresponde al número de la semana y PM al nombre del punto de medida, este formato tiene las siguientes características:

- Se registra fecha y hora en la cual inicia el evento para cada intervalo de tiempo. dd/mm/aaaa, hh:mm (dd=día, mm=mes, aaaa=año, hh=hora, mm=minuto).



- Se registra la magnitud por cada fase con 4 cifras decimales (mayor desviación positiva o negativa normalizada respecto a la U_{sr}). DV_R , DV_S , DV_T ; DV_R , S , T = mayor desviación positiva o negativa por fase.
- Se registra la duración del evento en segundos con 2 cifras decimales; TET =duración del evento.

Estos registros deberán almacenarse de la siguiente manera:

Almacenamiento de Eventos: medir Hundimientos y Picos para cada intervalo de tiempo; en cada evento se registra la mayor desviación positiva o negativa con respecto a la tensión por fase, los parámetros enunciados se calculan utilizando el algoritmo descrito en el estándar IEC 61000-4-30 descrito en el numeral 5.4.4 de la Resolución CREG 024 de 2005.

La Figura 10 ilustra a manera de ejemplo el formato de reporte y nomenclatura del archivo en el que se encuentran las características descritas anteriormente, por lo tanto los valores mostrados en ella no tienen ningún significado.

Figura 10 Formato del archivo ET_Semana_j_PM.csv para que el OR envíe la información semanalmente a la CREG

ET_Semana_j_PM	
REGISTRO DE LA INFORMACION	
	dd/mm/aaaa, hh:mm, DV_R , DV_S , DV_T, TET
1	01/01/2006,02:20,0.8000,0.8000,1.1000,0.10
2	
...	
1008	
1009	07/01/2006,23:50,0.2000,0.2000,0.2000,0.05

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.



3. EVALUACIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA

A partir de la búsqueda realizada en el mercado nacional e internacional de equipos de medida de calidad de potencia¹⁰, se realizan las siguientes tablas (Tabla 13 y Tabla 14) en las que se muestra una comparación de los equipos de medida encontrados con los parámetros mínimos de calidad de potencia, y las normas con las que deben contar según las exigencias de la resolución CREG 024 de 2005. Estas tablas se realizan para distinguir cuales equipos cuentan con dichas exigencias y así proveer una orientación para la escogencia del equipo de medida.

En este capítulo, y a partir de las medidas realizadas durante 24 horas y 30 minutos en el Hospital de Tunjuelito ubicado en el sur de la ciudad con los equipos disponibles en el laboratorio de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle (CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945) y la empresa GENELEC LTDA (DRANETZ 440S), se verifican las exigencias de parámetros en tensión para el cumplimiento de la resolución CREG 024 de 2005, entre ellos: THDV, V2/V1, Pst, Hundimientos, Picos e Interrupciones.

A los equipos que no fue posible valorar en campo, se evalúan por medio de su cumplimiento con respecto a la resolución CREG 024 de 2005 basándose en las especificaciones y la información brindada por sus fabricantes.

Se aclara que en ningún momento se están eliminado equipos de medida del mercado; corroborando que varios fabricantes poseen equipos con la capacidad de ajustarse a los requerimientos de la resolución de la CREG 024 de 2005.

¹⁰ La totalidad de la información relacionada con los equipos evaluados se encuentra en las páginas WEB de los fabricantes- Ver bibliografía y CD adjunto.



Tabla 13 Cuadro comparativo de equipos de calidad de potencia vs. Parámetros mínimos de calidad según la resolución CREG 024 de 2005

FABRICANTE	REFERENCIA	PARÁMETROS MÍNIMOS DE CALIDAD SEGÚN LA CREG 024 DE 2005						
		CUMPLE	THDV	V(2)/V(1)	Hundimientos Y Picos	Interrupciones	Pst	Valor comercial
AEMC	3945	5/5	√	√	√	√	√	\$ 13'632,000 *
ALSTOM	AFRICA	5/5	√	√	√	√	√	N/E
AMETEK	MERIDIAN	3/5	√	N/E	√	N/E	√	N/E
CIRCUTOR	QNA 412	5/5	√	√	√	√	√	\$ 32'000,000 *
DRANETZ	Encore 61000	5/5	√	√	√	√	√	\$ 13'250,000 *
DRANETZ	440S	5/5	√	√	√	√	√	\$ 12'000,000 *
DRANETZ	4400	5/5	√	√	√	√	√	\$ 12'000,000 *
DRANETZ	PX5	5/5	√	√	√	√	√	\$ 12'000,000 *
DRANETZ	PX5 400	5/5	√	√	√	√	√	\$ 12'000,000 *
EDEC	QEM502	3/5	N/E	√	√	N/E	√	N/E
FLUKE	433/434	5/5	√	√	√	√	√	\$ 11'600,000 *
HIOKI	3196	5/5	√	√	√	√	√	N/E
ION	7600	5/5	√	√	√	√	√	N/E
ION	8500	4/5	√	√	√	N/E	√	N/E
LEM	3QC	5/5	√	√	√	√	√	N/E
MEGGER	PA9PLUS	3/5	√	N/E	√	N/E	√	N/E
METREL	MI2292	5/5	√	√	√	√	√	N/E
SIEMENS	9600	5/5	√	√	√	√	√	NE

N/E No específica

√ específica

* Precios actualizados al 30 de junio de 2006

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. - Claudia Navarro R.



Tabla 14 Cuadro comparativo de equipos de calidad de potencia vs. Requerimientos de normas según la resolución CREG 024 de 2005

FABRICANTE	REFERENCIA	NORMAS REQUERIDAS					
		CUMPLE	IEC 61000-4-15	IEC 61000-4-30	IEEE 519-1992	IEEE 1159-1995	EN 50160
AEMC	3945	1/5	N/E	N/E	N/E	N/E	√
ALSTOM	AFRICA	4/5	√	√	N/E	√	√
AMETEK	MERIDIAM	2/5	√	N/E	N/E	√	N/E
CIRCUTOR	QNA 412	3/5	√	√	N/E	N/E	√
DRANETZ	Encore 61000	5/5	√	√	√	√	√
DRANETZ	440S	5/5	√	√	√	√	√
DRANETZ	4400	5/5	√	√	√	√	√
DRANETZ	PX5	5/5	√	√	√	√	√
DRANETZ	PX5 400	5/5	√	√	√	√	√
EDEC	QEM502	5/5	√	√	√	√	√
FLUKE	433/434	3/5	√	√	N/E	N/E	√
HIOKI	3196	0/5	N/E	N/E	N/E	N/E	N/E
ION	7600	4/5	√	N/E	√	√	√
ION	8500	3/5	√	N/E	√	√	N/E
LEM	3QC	2/5	√	N/E	N/E	N/E	√
MEGGER	PA9PLUS	3/5	N/E	N/E	√	√	√
METREL	MI2292	2/5	√	N/E	N/E	N/E	√
SIEMENS	9600	5/5	√	√	√	√	√

N/E No específica
√ específica

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. - Claudia Navarro R.



Como resultado del análisis de la medición de los parámetros mínimos de calidad evaluados en la Tabla 13 se tiene que un total de 14 de 18 equipos cuentan satisfactoriamente con lo exigido por la resolución CREG 024 de 2005. Entre ellos AEMC 3945, ALSTOM AFRICA, CIRCUTOR QNA 412, EQUIPOS DRANETZ, FLUKE 433/434, HIOKI 3196, ION 7600, LEM 3QC, METREL MI 2292, SIEMENS 9600.

Como resultado de la evaluación de la totalidad de las normas citadas por la resolución CREG 024 de 2005 se tiene que 7 de 18 equipos cuentan con la totalidad de las normas exigidas. Entre ellos EQUIPOS DRANETZ, SIEMENS 9600, EDEC QEM 502.

3.1. VALORACIÓN DE LOS PARAMETROS EN TENSIÓN EXIGIDOS POR LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005 PARA LOS EQUIPOS DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA

Al realizar la evaluación de los cuadros comparativos de equipos de calidad de potencia mostrados en la Tabla 13 y Tabla 14, se determina que los equipos DRANETZ cumplen con los parámetros y las normas con los que serán evaluados para su utilización según la resolución CREG 024 de 2005; para la valoración de los equipos encontrados de calidad de potencia durante el estudio de este proyecto de grado, se toman 3 de ellos a los que se tuvo disponibilidad en la Universidad de la Salle y en la empresa GENELEC LTDA.

Los equipos que se instalaron fueron el CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 Y DRANETZ 440S. Las mediciones realizadas fueron en la acometida principal del Hospital de Tunjuelito ubicado en la Calle 48 B Sur No. 28-80 en la ciudad de Bogota D.C., en donde se manejan tensiones de 208/120V, y las cargas mas representativas son las siguientes: rayos X, sistema de UPS, iluminación fluorescente, autoclave, equipos de laboratorio como: equipo de análisis de sangre, cromatógrafo, centrifuga y equipos de conservación de temperatura como estufas e incubadoras.

El tiempo de toma de medidas fue durante 24 horas con 30 minutos durante los días 22 y 23 de junio de 2006, con un registro en intervalos de 10 minutos como lo exige la CREG, con un total de 147 muestras.



A continuación se hará una comparación de las medidas realizadas con los equipos AEMC 3945 y CIRCUTOR QNA 412, tomando como referencia el equipo DRANETZ 440S, con el propósito de determinar si pueden ser utilizados por los operadores de red para cumplir con los parámetros en tensión exigidos en la resolución CREG 024 de 2005.

El alcance de la actividad ejecutada en sitio desarrollada en este proyecto, incluye medición de los parámetros eléctricos en tensión en estado estable en la acometida principal del hospital, entre ellos: THDV, V2/V1, Pst, Hundimientos, Picos e Interrupciones.

Se presenta una grafica y tabla resumen para cada parámetro eléctrico en tensión en los cuales se muestra el comportamiento de estos por cada equipo, el diagnostico obtenido nos muestra la diferencia que existe entre las medidas realizadas por cada uno de ellos y de esta manera se realiza la valoración del cumplimiento de los equipos de acuerdo a la resolución CREG 024 de 2005. Para mayor información acerca de las mediciones consultar el anexo 2 del presente documento.

Tabla 15 Tabla de especificaciones técnicas de los equipos de calidad de potencia valorados

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CUENTA CON	CUENTA CON	CUENTA CON
	Fabricante		DRANETZ	CIRCUTOR	AEMC
	Referencia		440S	QNA 412	3945
1	Normas		IEEE 519	N/E	N/E
			IEEE 1159	N/E	N/E
			IEC 61000-4-30 Clase A	IEC 61000-4-30 Clase A	N/E
			IEC 61000-4-15	IEC 61000-4-15	N/E
			IEC 6100-4-7	IEC 6100-4-7	N/E
			EN 50160	N/E	EN 50160
2	Entrada de Corriente				
	Canales de entrada diferenciales		4	4	3
	Corriente Nominal secundaria	A	5	5	5
	Corriente Máxima durante 1 s	A	300	1,2 In	300
3	Entrada de Tensión				
	Canales de entrada diferenciales		4	4	4
	Tensión fase – neutro (ac)	V	300	500	480
	Tensión fase – fase (ac)	V	600	866	960



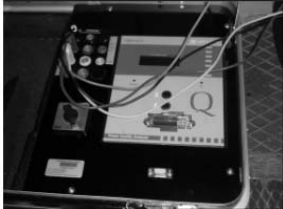

4	Frecuencia	Hz	45-65	45 - 65	40 - 69
	Temperatura de operación	°C	0° hasta +60°	0° hasta +50°	0° hasta +50°
5	Temperatura de almacenamiento	°C	"- 40° hasta 85°	"- 10° hasta 55°	"- 20° hasta 50°
	Humedad	%	10 a 90	25 a 75	20 a 75
6	Alimentación auxiliar				
	AC	Vac	90 – 264	110 - 400 ± 30%	230 ± 20% y 110± 20%
	DC	Vdc	N/E	N/E	N/E
7	Valores de medida				
	Corriente por fase Ia, Ib, Ic e Io		SI	SI	SI
	Tensión (FF-FN)		SI	SI	SI
	Potencia activa recibida por fase y trifásica	MW	SI	SI	SI
	Potencia activa despachada por fase y trifásica	MW	SI	SI	SI
	Potencia aparente despachada y recibida	MVA _r	SI	SI	SI
	Potencia reactiva recibida por fase y trifásica	MVA	SI	SI	SI
	Potencia reactiva despachada por fase y trifásica	MVA	SI	SI	SI
	Factor de potencia A, B, C, total	Cos Φ	SI	SI	SI
	Frecuencia	Hz	SI	SI	SI
	Energía activa (recibo, suministro)	MWh	SI	SI	SI
	Energía reactiva (recibo, suministro)	MVAh	SI	SI	SI
	Energía aparente	MVA _r h	SI	SI	SI
	Distorsión de armónicos totales de tensión y corriente		IEC 61000-4-7	IEC 61000-4-7	NE
	Hundimientos y Picos		IEC 61000-4-30	IEC 61000-4-30	NE
	Interrupciones		SI	SI	SI
	Medida P _{st}		IEC 61000 - 4 - 15	IEC 61000 - 4 - 15	NE
Muestras por ciclo		256	N/E	256	
8	Memoria no volátil				
	Capacidad de almacenamiento de datos de medida		128 MB	4MB	4MB
9	Puertos de comunicación				
	RS 232		1	0	1
	RS 485		0	1	0
	Ethernet TCP/IP	10/100BT	1	1	0
10	Protocolos de comunicación	HTTP	SI	SI	No tiene
		Modbus	No tiene	SI	No tiene



		XML	No tiene	No tiene	No tiene
		TCP/RTU	SI	No tiene	No tiene
		GSM/GPRS	No tiene	SI	No tiene
		USB	SI	No tiene	No tiene
		MODEM análogo	SI	No tiene	No tiene
11	Lógica programable para Control		SI	SI	SI
12	Cumplimiento Resolución CREG 024/2005		SI	Parcial	Parcial
13	Entradas digitales (Modular)	8	0 a 135 VAC/DC.	N/E	No tiene
14	Salidas digitales (modular)	4	8 a 125 V DC.	N/E	No tiene

Nombre de la fuente: Dranetz, Circutor y AEMC

Figura 11 Equipos utilizados para las medidas

	DRANETZ 440S
	CIRCUTOR QNA 412
	AEMC 3945

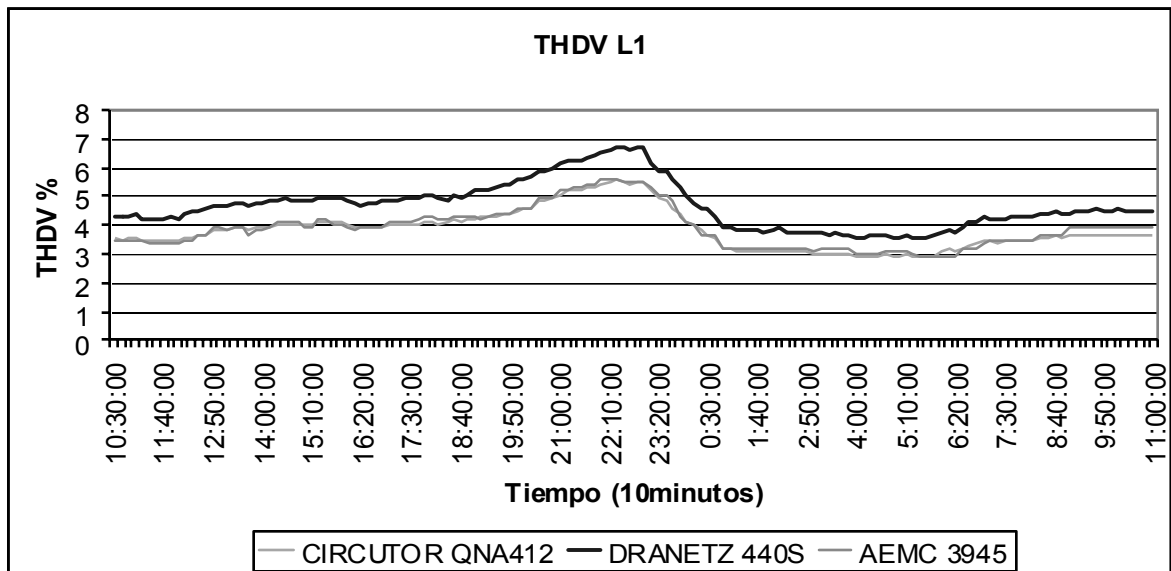
Nombre de la fuente: Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.



3.1.1. THDV

De las medidas realizadas con los equipos de calidad de potencia se obtuvieron las siguientes gráficas (Gráfica 1, Gráfica 2 y Gráfica 3) en las que se muestra la información capturada por los equipos, mostrando la hora en la que se tomo la medida y expresando en porcentaje la cantidad de armónicos que se presentan en la señal de tensión para cada fase.

Gráfica 1 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945y DRANETZ 440S, para fase 1 L1



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

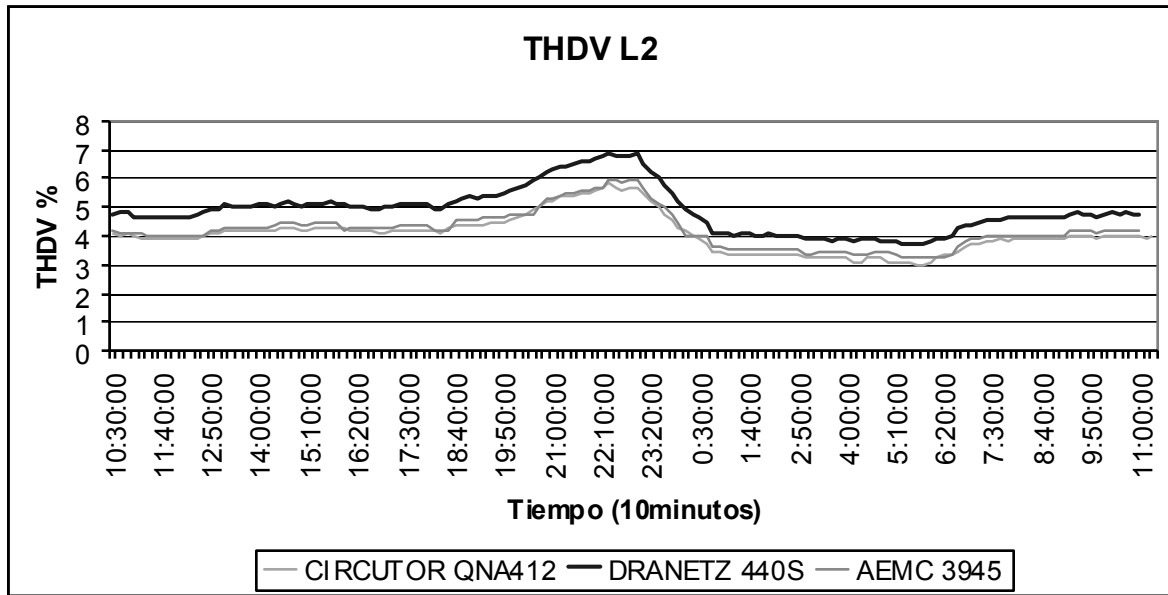
Tabla 16 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L1

THDV L1	Min %	Máx %	Prom %
DRANETZ 440S	3.6	6.7	4.7
AEMC 3945	3	5.7	4
CIRCUTOR QNA 412	2.9	5.6	3.9

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Gráfica 2 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 2 L2



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

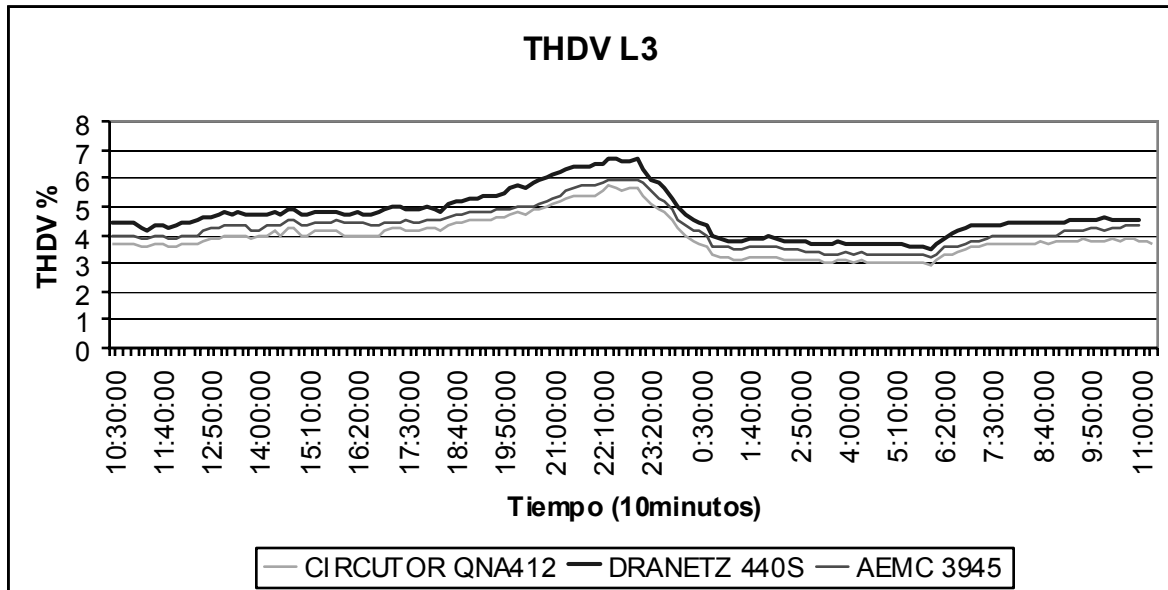
Tabla 17 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L2

THDV L2	Min %	Máx %	Prom %
DRANETZ 440S	3.7	6.9	4.9
AEMC 3945	3.2	5.9	4.2
CIRCUTOR QNA 412	3	5.8	4

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Gráfica 3 Medidas de THDV con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 3 L3



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Tabla 18 Sinopsis de valores de THDV suministrados por los equipos en L3

THDV L3	Min %	Máx %	Prom %
DRANETZ 440S	3.5	6.7	4.7
AEMC 3945	3.2	5.9	4.2
CIRCUTOR QNA 412	2.9	5.7	3.9

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

En estas gráficas se observa que los tres equipos miden el indicador de distorsión armónica en tensión THDV, por cada fase; como se observa en la Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18 los valores obtenidos no se consideran aceptables para el nivel de tensión de este sistema (nivel 1), ya que según la norma IEEE 519 de 1992 para este nivel de tensión el valor máximo de THDV es del 5%.

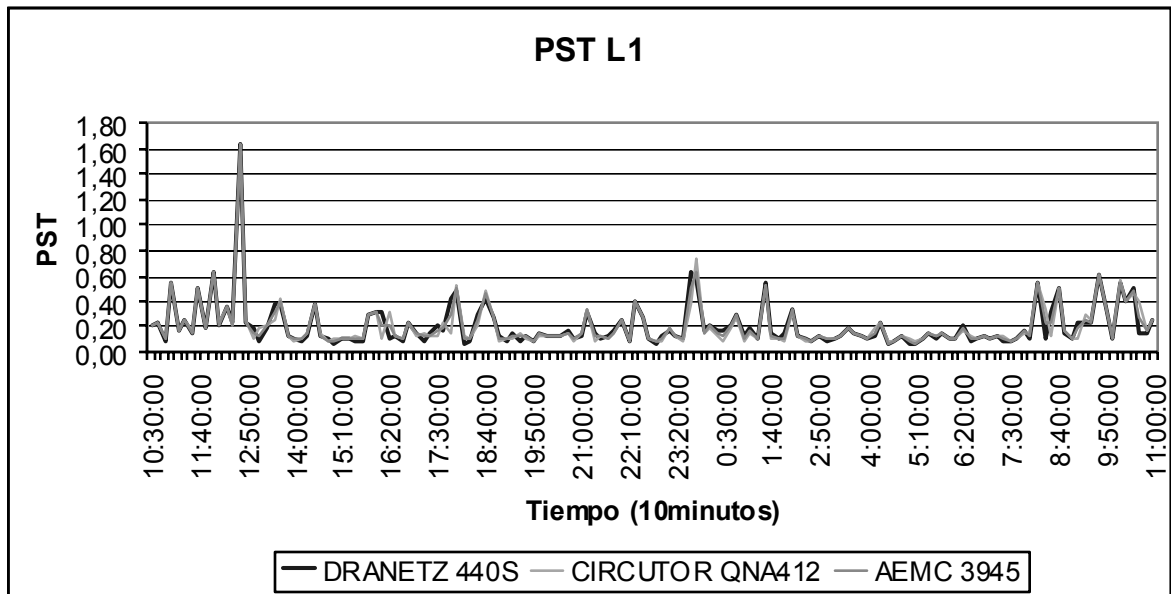
Al analizar las gráficas presentadas para THDV se observa que el comportamiento de las medidas para los tres equipos es el mismo, pero la magnitud es diferente, esta diferencia presentada en las medidas realizadas se debe a la calibración de los mismos o a factores externos que influyen en las condiciones de la medida.



3.1.2. Pst

En las siguientes gráficas (Gráfica 4, Gráfica 5 y Gráfica 6) se muestran los diagramas en el tiempo para una muestra de 24 horas y 30 minutos con las medidas de Pst capturadas por los equipos de medida de calidad de potencia para cada fase.

Gráfica 4 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 1 L1



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

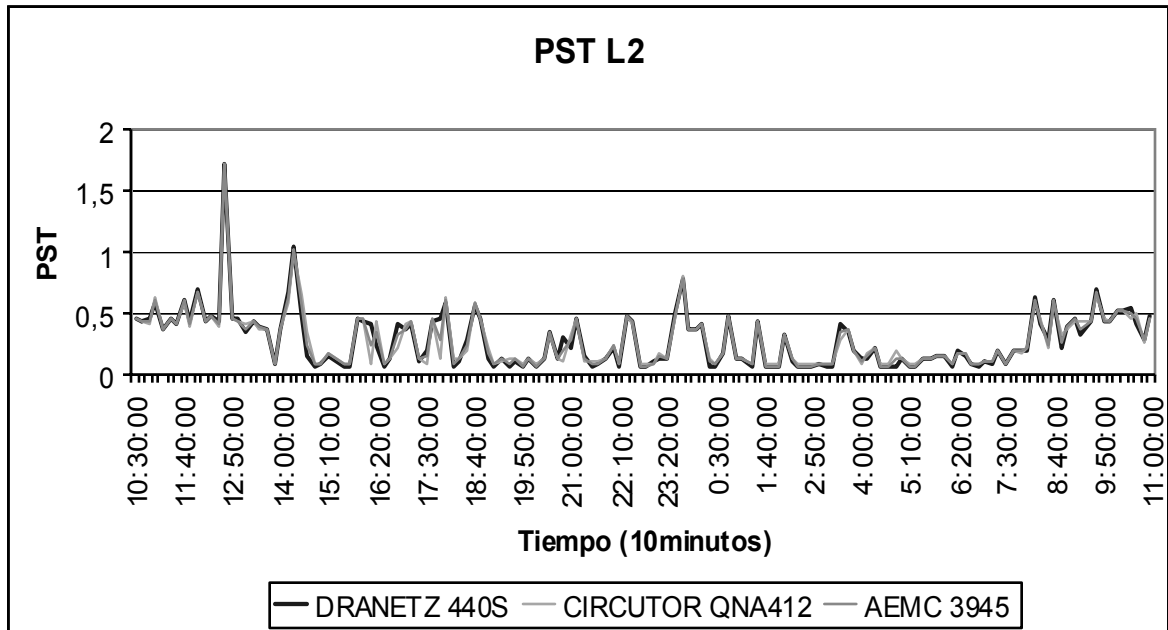
Tabla 19 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L1

Pst L1	Min	Máx	Prom
DRANETZ 440S	0.07	1.63	0.21
AEMC 3945	0.08	1.62	0.21
CIRCUTOR QNA 412	0.09	1.62	0.2

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Gráfica 5 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945 y DRANETZ 440S, para fase 2 L2



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

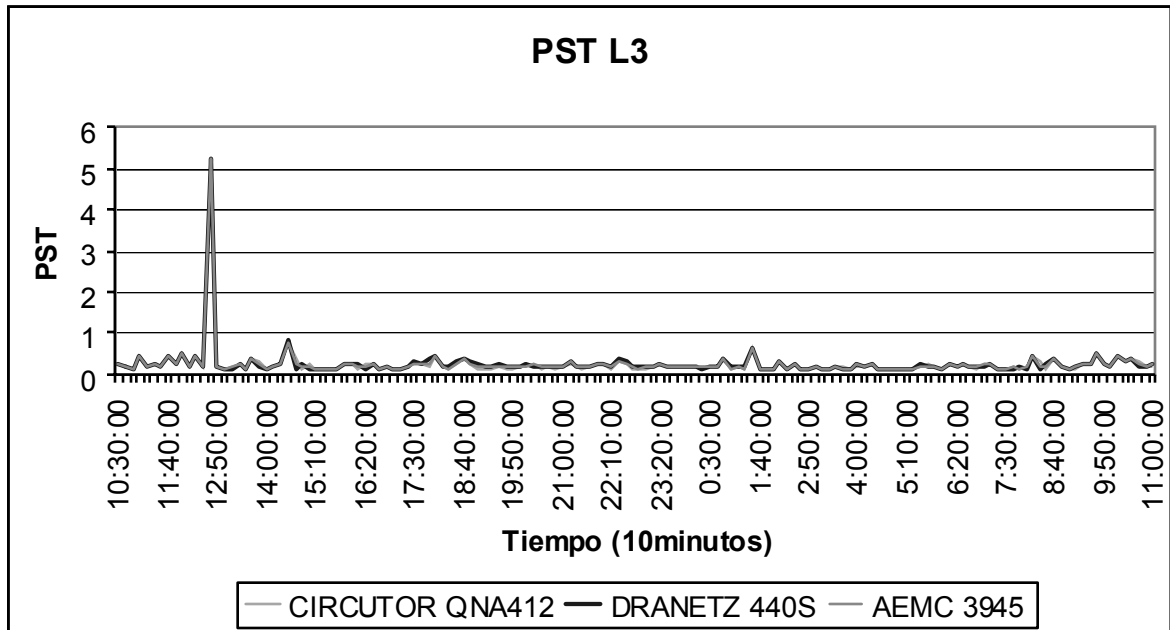
Tabla 20 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L2

Pst L2	Min	Máx	Prom
DRANETZ 440S	0.05	1.72	0.28
AEMC 3945	0.07	1.72	0.28
CIRCUTOR QNA 412	0.09	1.62	0.28

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Grafica 6 Medidas de Pst con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945y DRANETZ 440S, para fase 3 L3



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Tabla 21 Sinopsis de valores de Pst suministrados por los equipos en L3

Pst L3	Min	Máx	Prom
DRANETZ 440S	0.13	5.23	0.26
AEMC 3945	0.13	5.22	0.26
CIRCUTOR QNA 412	0.09	5.21	0.25

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Según las gráficas mostradas anteriormente se puede decir que los equipos si miden el indicador Pst en cada una de las fases como lo exigido por la resolución CREG 024 de 2005; como se observa en las tablas realizadas, este indicador no presento ninguna variación significativa entre las medidas tomadas por los equipos de calidad de potencia. Además los equipos miden el indicador de acuerdo a la norma IEC 61000-4-15, como también lo indica la resolución de la CREG 024 de 2005.

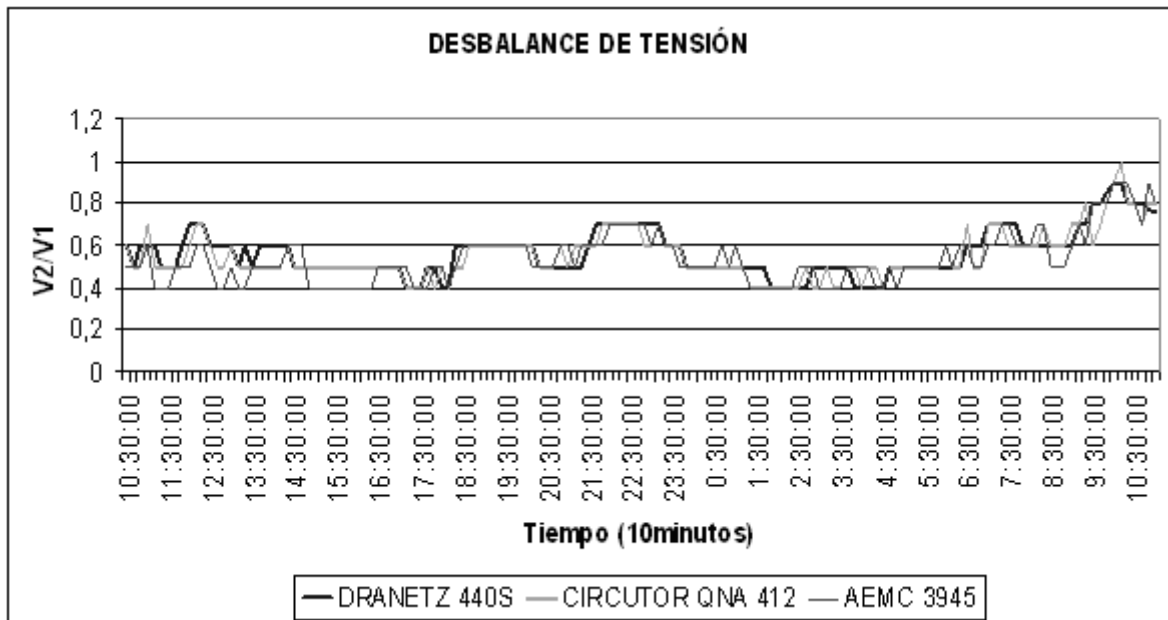
Como consideración adicional, no se puede indicar si el sistema del hospital esta dentro de los límites máximos para Pst, ya que para este indicador aun no se ha establecido.



3.1.3. Desbalance V2/V1

De los valores suministrados por los equipos de medida de la relación de tensión de secuencia negativa y secuencia positiva (desbalance de tensión) se presenta la Gráfica 7, en la que se muestra un diagrama en el tiempo con dichas medidas.

Gráfica 7 Medidas de desbalance de tensión con los equipos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945y DRANETZ 440S, para el sistema.



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Tabla 22 Sinopsis de valores de desbalance de tensión suministrados por los equipos en las tres fases.

V2/V1	Min	Máy	Prom
DRANETZ 440S	0.4	0.9	0.57
AEMC 3945	0.4	0.9	0.54
CIRCUTOR QNA 412	0.4	1	0.55

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945Hundimientos y Picos

De acuerdo a la gráfica anterior la relación entre la tensión de secuencia positiva y la de secuencia negativa, es medida por los equipos con los que se realizaron las medidas en



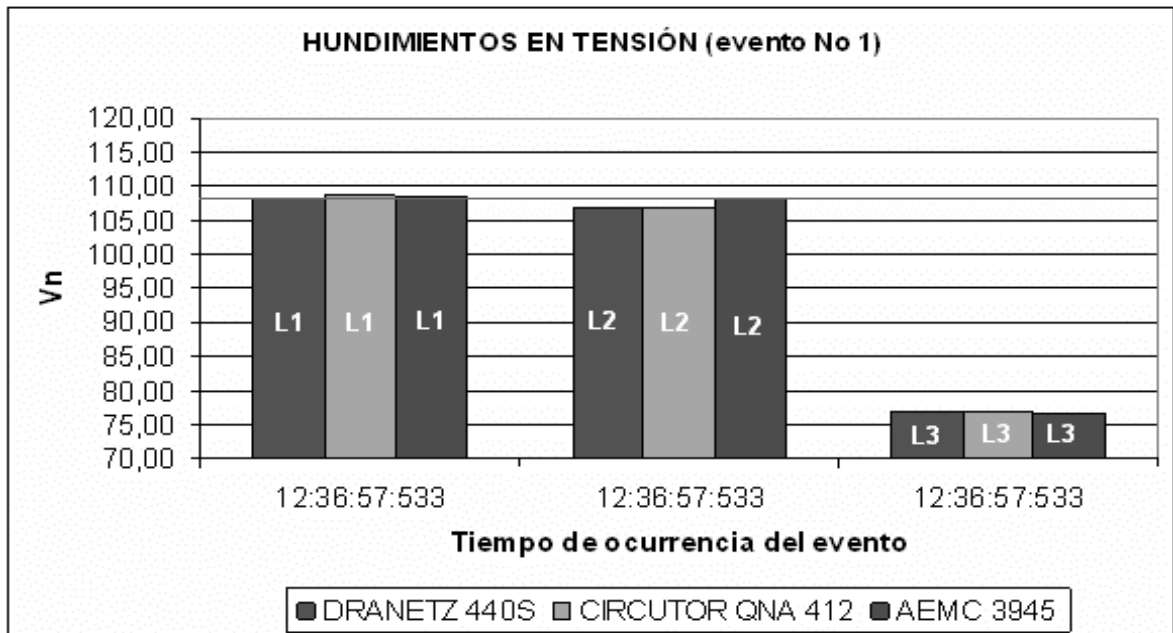
campo. La presencia de desbalances indica la existencia de componentes de secuencia negativa en el sistema.

Esta relación no presentó ninguna variación significativa entre las medidas tomadas por los equipos de calidad de potencia.

3.1.4. Hundimientos

En las 24 horas y 30 minutos que se conectaron los equipos de medida de calidad de potencia, durante este intervalo de medida se presentaron 3 eventos de hundimientos entre las 12:30pm y 12:40pm, cada uno con diferentes duraciones.

Gráfica 8 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 1



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

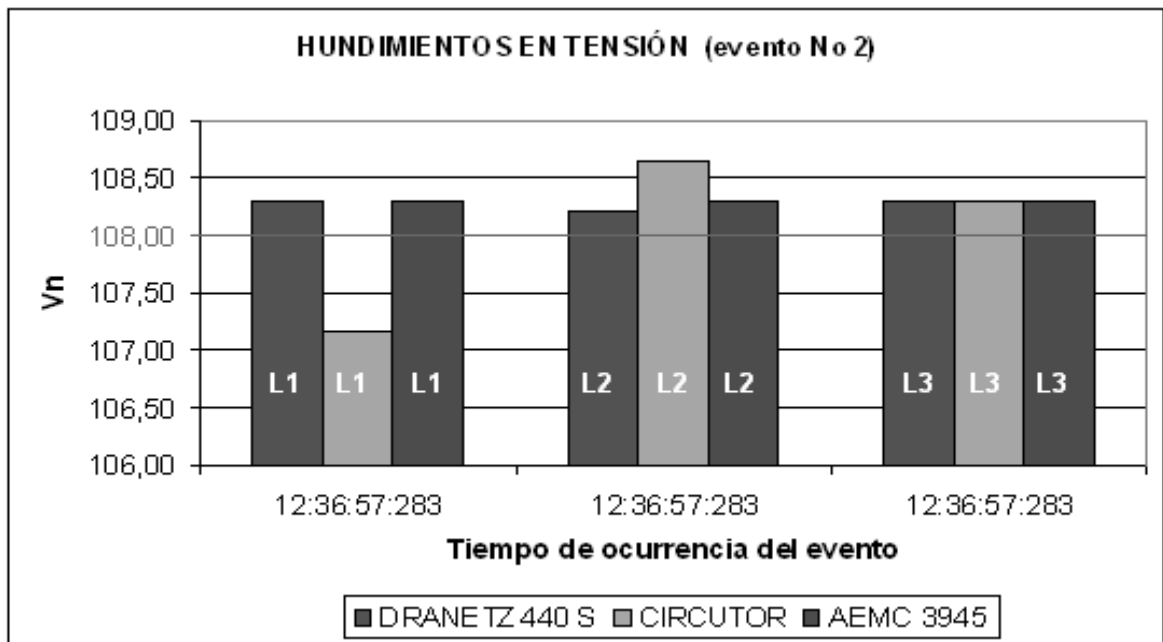
Tabla 23 Duración de los hundimientos presentados en el evento 1

EVENTO 1	L2ms	L3ms
DRANE TZ 440S	40,6	99,9
CIRCUTOR QNA 412	41,7	116,7
AEMC 3945	-----	101,9

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Gráfica 9 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 2



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

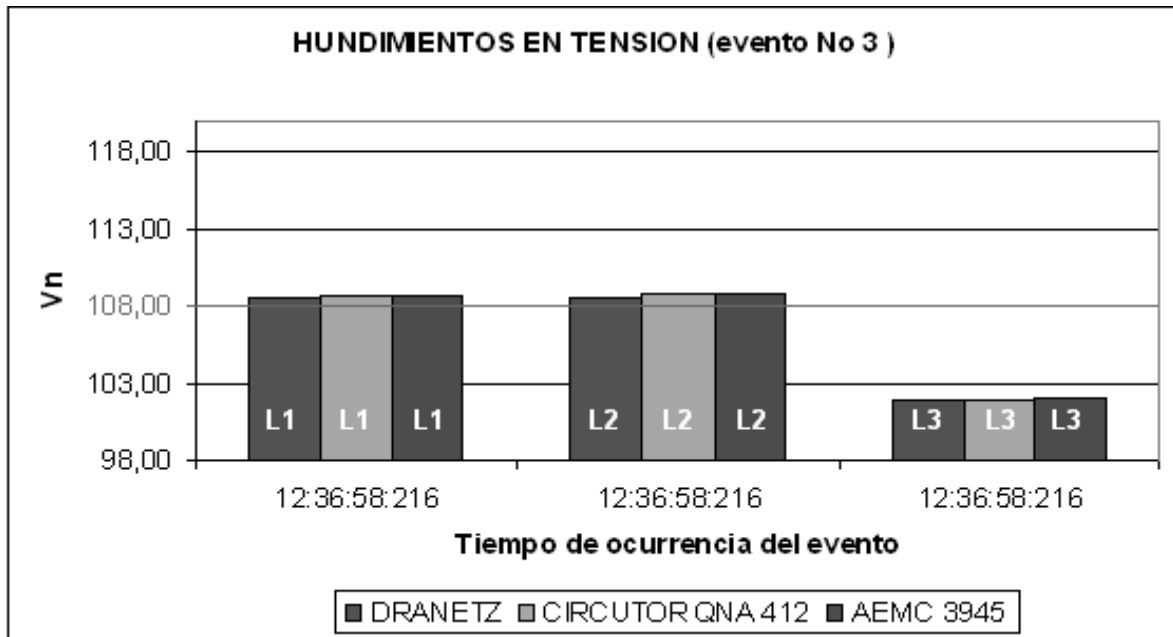
Tabla 24 Duración de los hundimientos presentados en el evento 2

EVENTO 2	L1ms
DRANETZ 440S	-----
CIRCUTOR QNA 412	41,7
AEMC 3945	-----

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945



Gráfica 10 Hundimientos de tensión en las tres fases, en el evento 3



Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Tabla 25 Duración de los hundimientos presentados en el evento 3

EVENTO 3	L3ms
DRANETZ 440S	74,9
CIRCUTOR QNA 412	83,3
AEMC 3945	79,4

Nombre de la fuente: DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945

Como se ilustra en las graficas los tres equipos evaluados cumplen con la medición de hundimientos.

3.1.5. Picos

De las medidas realizadas de tensión con los tres equipos en la acometida principal del Hospital de Tunjuelito no se encontró ningún evento en esta categoría.

3.1.6. Interrupciones

Ninguno de los tres equipos conectados encontró eventos en esta categoría.



3.1.7. Errores en las medidas realizadas con los equipos de calidad de potencia

Los errores que se presentan en estas medidas hechas en campo, son inherentes al acto mismo de la medición. Además los equipos de acuerdo a sus fabricantes cuentan con precisiones y exactitudes diferentes, lo cual hace que se presenten diferencias en las medidas.

En la siguiente tabla se muestran los errores de las medidas por parámetro, realizadas con los equipos DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945, estos errores se obtuvieron al comparar los valores registrados por el Dranetz con respecto a los otros.

Tabla 26 Errores de las medidas realizadas con los equipos medida de calidad de potencia

ERROR	DRANETZ 440S - CIRCUTOR QNA412 %	DRANETZ 440S - AEMC 3945 %
THDV L1	18,08	16,94
THDV L2	17,11	14,07
THDV L3	16,15	9,38
Pst L1	18,15	9,08
Pst L2	19,88	9,94
Pst L3	14,32	7,16
V2/V1	5,7	9,9

Nombre de la fuente: Yurany Melo M. – Claudia Navarro R.

Para la valoración de estos errores cabe aclarar que no hay un patrón definido para calificar la magnitud del error.

3.2. SELECCIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA DE CALIDAD DE POTENCIA MÁS ADECUADO DE ACUERDO A LAS EXIGENCIAS DE LA RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005

Al realizar la evaluación de los equipos de medida de calidad de potencia mostrados en la Tabla 13 y la Tabla 14, se sugiere que el siguiente equipo puede ser utilizado en el sector eléctrico colombiano por parte de los operadores de red ya que cuenta con todas las normas y los requerimientos con los que será evaluado para su utilización según la resolución CREG 024 de 2005, este equipo de medida es el ENCORE SERIES 61000 de la compañía Dranetz-BMI.

Teniendo en cuenta lo anterior, se aclara que en ningún momento se están eliminando equipos de medida del mercado, reconociendo que varios fabricantes poseen equipos con la capacidad de ajustarse a los requerimientos de la resolución de la CREG 024 de 2005 entre ellos el CIRCUTOR QNA 412, A EMC 3945.

Figura 12 Equipo de medida de calidad de potencia Encore Series 61000



Nombre de la fuente: Dranetz BMI

Las razones por las que es seleccionado este equipo es porque su costo actual es de USD\$5300 Dólares Americanos y considerando la valoración económica asignada en la metodología de la resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos con un costo máximo de \$42'865.038,02 (a diciembre de 2005), este equipo se ajusta con el precio reconocido por esta resolución. Además este equipo es de tipo instalación fija y sirve para realizar análisis a largo plazo. este equipo cuenta con una ventaja con respecto a los equipos evaluados en este proyecto ya que ofrece más posibilidades de comunicación como son: Ethernet BaseT 10/100, RS232, RS485, USB, GSM/GPRS, Modem análogo, protocolos: XML, Modbus, TCP/RTU, http, tiempo de sincronización: NTP, GPS; esto es muy importante a la hora de seleccionar el equipo ya que se necesita la integración de los mismos al software administrador, esto permite la integración de los equipos, la concentración archivo de la información, la organización de los archivos y la emisión de reportes requeridos por la CREG. este equipo cuenta con una capacidad de memoria de 1 GB suficiente para almacenar información capturada que brinda seguridad y confiabilidad. Igualmente este equipo cuenta con representación en el país para la obtención de asistencia técnica en el momento que sea necesario.

Las especificaciones del Encore Series 61000 se muestran en la Tabla 27.



Tabla 27 Especificaciones técnicas equipo Dranetz Encore Series 61000

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CUENTA CON
	Fabricante		Dranetz
	Referencia		Encore Series 61000
1	Normas		IEEE 519
			IEEE 1159
			IEEE 1453
			IEEE 1459
			IEC 61000-4-30 Clase A
			IEC 61000-4-15
			IEC 6100-3-6/7
			EN 50160
2	Entrada de Corriente		
	Canales de entrada diferenciales		4
	Corriente Nominal secundaria	A	5
	Corriente Máxima durante 1 s	A	300
3	Entrada de Tensión		
	Canales de entrada diferenciales		4
	Tensión fase – neutro (ac)	V	300
	Tensión fase – fase (ac)	V	600
4	Frecuencia	Hz	47-63
5	Temperatura de operación	°C	-10° hasta +60°
	Temperatura de almacenamiento	°C	"- 40° hasta 85°
	Humedad	%	10 a 95
6	Precisión del equipo	Clase	A IEC 6100-4-30
7	Alimentación auxiliar		
	AC	Vac	91 – 240
	DC	Vdc	12,48,125,220
8	Valores de medida		
	Corriente por fase Ia, Ib, Ic e Io		
	Tensión Va, Vb, Vc, Vo (FF-FN)		
	Potencia activa recibida por fase y trifásica	MW	
	Potencia activa despachada por fase y trifásica	MW	
	Potencia aparente despachada y recibida	MVA	
	Potencia reactiva recibida por fase y trifásica	MVA	
	Potencia reactiva despachada por fase y trifásica	MVA	
	Factor de potencia A, B, C, total	Cos Φ	
	Frecuencia	Hz	16, 20, 50, 60, 400
	Energía activa (recibo, suministro)	MWh	
	Energía reactiva (recibo, suministro)	MVAh	
	Energía aparente	MVAh	



	Distorsión de armónicos totales de tensión y corriente		IEC 61000-4-7
	Hundimientos y Picos		IEC 61000-4-30
	Interrupciones		
	Medida P_{st}		IEC 61000 - 4 -15
	Muestras por ciclo		512
9	Memoria no volátil		
	Capacidad de almacenamiento de datos de medida		1 GB
10	Puertos de comunicación		
	RS 232		1
	RS 485		1
	Ethernet TCP/IP	10/100BT	1
11	Protocolos de comunicación		HTTP
			Modbus
			XML
			TCP/RTU
		Opcional	GSM/GPRS
		Opcional	USB
		MODEM análogo	
12	Lógica programable para Control		Si
13	Cumplimiento Resolución CREG 024/2005		SI
14	Entradas digitales	8	0 a 135 VAC/DC.
15	Salidas digitales	4	8 a 125 V DC.

Nombre de la fuente: Dranetz BMI –Yurany Melo M – Claudia Navarro R.

3.3. SISTEMA DE COMUNICACIONES

Para la implementación de los equipos de medida de calidad de potencia que los OR deben instalar en sus sistemas, no solo es necesario tener en cuenta las características técnicas y funcionales que deben cumplir los equipos, ni el software para la administración de la información, sino que es necesario contar con un sistema de comunicaciones que permita la integración del conjunto.

Por ello se sugirió un esquema general de comunicaciones que según las opciones de accesibilidad que posea cada subestación, variara su configuración con el fin de que sea capturada la información obtenida por los equipos de medida y sea enviada a los centros de control de cada operador de red.

Estos tipos de comunicaciones (fibra óptica, red inalámbrica y red privada virtual) hacen posible la integración de los equipos de medida de calidad de potencia al software

administrador, que permite la interrogación de los equipos, la concentración archivo de la información, la organización de los archivos y la emisión de reportes requeridos por la CREG.

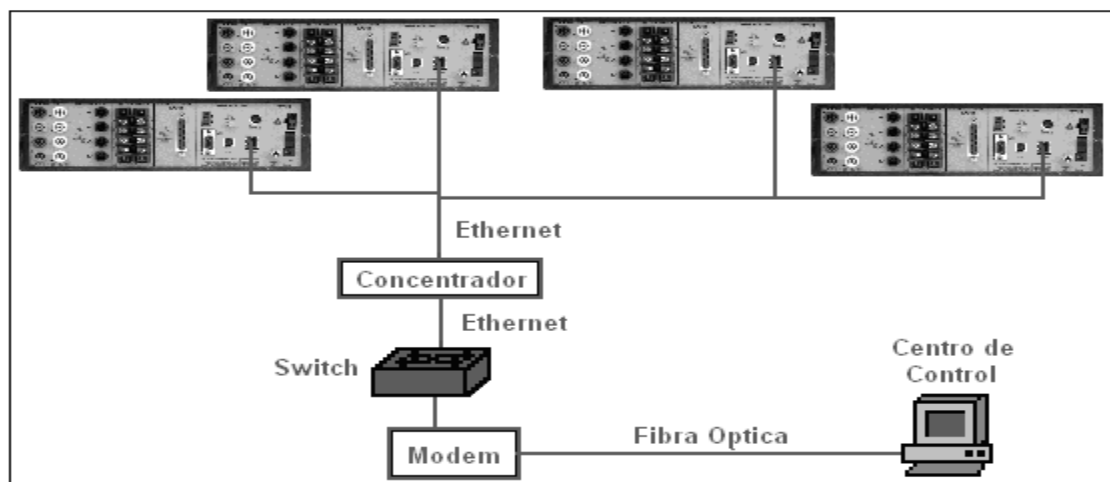
A continuación se proponen opciones de arquitectura de comunicación para el envío de la información desde cada equipo de medida en cada subestación a los centros de control de los operadores de red.

3.3.1. Red de comunicaciones por Fibra Óptica

El uso de la red de fibra óptica para cada una de las subestaciones donde se cuente con este medio de comunicación permite llevar la información al centro de control. Esta infraestructura esta compuesta por un conjunto de dispositivos interconectados cuya arquitectura se muestra en la Figura 13.

Este esquema se utiliza para equipos de la misma subestación en donde se usa un puerto de comunicación Ethernet el cual garantiza que la información suministrada por el equipo de medida sea entregada a un concentrador el cual recibe la información registrada por cada uno de los equipos de medida, para ser enviada al centro de control por medio de fibra óptica.

Figura 13 Red de comunicación por Fibra Óptica

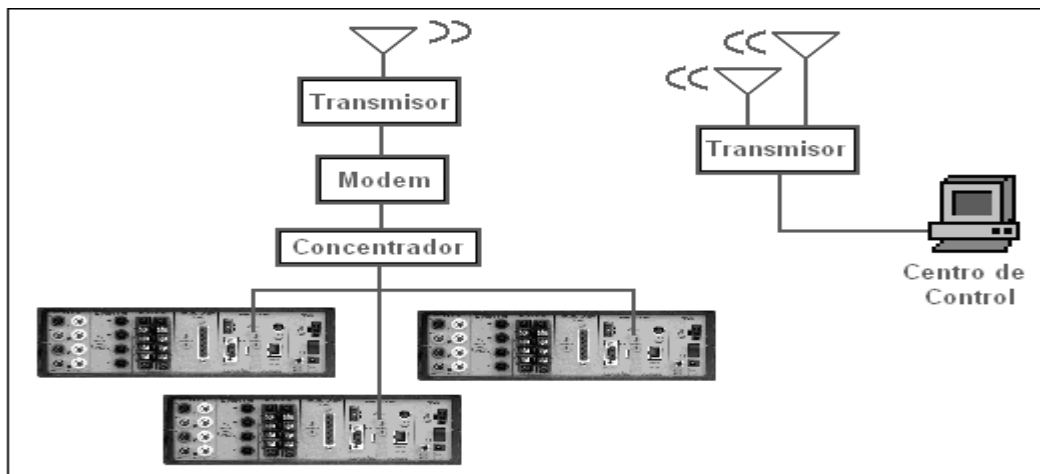


Nombre de la fuente: Yurany Melo – Claudia Navarro

3.3.2. Red de comunicaciones Inalámbrica

En equipos de medida de la misma subestación en la que no se cuente con fibra óptica, se debe tener la posibilidad del envío de la información por medio inalámbrico. Esta es una alternativa que cuenta con un concentrador que recibe la información registrada por cada uno de los equipos, para ser enviada al centro de control, utilizando un MODEM GPRS el cual permite la conexión permanente a Internet, sin necesidad de efectuar una llamada a un proveedor; y por medio de un transmisor envía la información a una antena la cual transmite la información a la antena del centro de control.

Figura 14 Red de comunicación inalámbrica



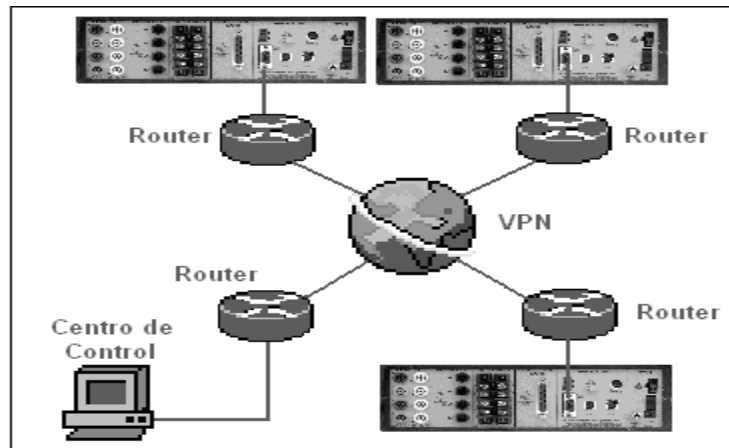
Nombre de la fuente: Yurary Melo – Claudia Navarro

3.3.3. Red de comunicaciones Red Privada Virtual RPV

Esta es una alternativa que puede ser implementada en las subestaciones, la información viaja por medio de una red privada, mediante el uso de infraestructuras públicas de transporte, de una manera segura y con velocidad.



Figura 15 Red de comunicaciones RPV



Nombre de la fuente: Yurary Melo – Claudia Navarro



CONCLUSIONES

- Al desarrollar este proyecto de grado se logró el resultado esperado el cual era encontrar un equipo de monitoreo que cumpliera con las especificaciones de la CREG
- Para cumplir con los resultados esperados de este proyecto de grado, todos los objetivos planteados en este fueron logrados satisfactoriamente.
- Luego de la elaboración de este trabajo de grado se lograron las siguientes metas propuestas:
 1. Análisis de las regulaciones y normatividad actual que regula la calidad de la potencia. En el capítulo 1 fue elaborado un resumen de cada una de las normas o referencias normativas que impactan directamente la escogencia de los equipos de medida exigidos por la CREG 024 de 2005. Otras normas o inclusive algunas partes de las normas consultadas son un complemento de las notas expuestas, por lo que se recomienda que el lector que se encuentre interesado en profundizar siga la bibliografía de este trabajo.
 2. Especificación del equipo de medida. En el capítulo 2 fue realizado un análisis de las características que debe cumplir el equipo de medida, en donde adicional a lo estrictamente exigido fue necesario incorporar aspectos ambientales, físicos y logísticos necesarios para la adquisición de los equipos de medida. Para esto fueron consultados los fabricantes de los equipos y sus representantes en Colombia de donde se obtuvo la información relevante para la especificación integral del equipo de medida.
 3. Análisis del equipo de medida. En el capítulo 3 se realizó el análisis global de las características con las que cuentan diferentes fabricantes respecto a la resolución y se realizaron medidas con tres equipos disponibles para valorar su cumplimiento con las exigencias de la CREG.
 4. A través del desarrollo de este proyecto se determinó que la evaluación económica de la adquisición e instalación de cada equipo de medida tiene un



valor límite de \$42'865.038,02 pesos corrientes a diciembre 2005. Adicionalmente se tiene que este valor fue pagado a los operadores de red vía tarifa según la CREG 082 de 2002 y por tanto la valoración más importante será la técnica, considerando que la evaluación económica constará de un equipo que en su conjunto no supere el valor límite reconocido por esta resolución.

5. Conocimiento en calidad de energía. A través de este trabajo se fundamentaron y entendieron los principales conceptos que afectan la calidad de la energía eléctrica y su relación directa con los equipos de medida, así mismo se pudo determinar que hacia el interior de la carrera se hace necesario aumentar las posibilidades de enseñanza en este campo debido a la importancia y actualidad del tema.
 6. A través del desarrollo de este proyecto se desarrollaron habilidades en la investigación, manejo de los equipos de calidad de potencia, programación e instalación de los mismos, también el aprovechamiento de los recursos que como Internet brindan herramientas de apoyo a la investigación.
 7. En cuanto a la investigación de los equipos, los resultados y la aplicación que se tendrán con respecto a la resolución CREG 024 de 2005, en el corto plazo no será ninguno debido a que en esta etapa las empresas tienen que afrontar las exigencias de la resolución y su implementación al interior de las mismas; a mediano plazo se definirán los límites máximos para Pst a partir de los resultados obtenidos del sistema colombiano, en donde se espera que los operadores de red tomen medidas para el mejoramiento de los circuitos que presenten problemas y se cumplan los límites para este indicador. A largo plazo se espera que todo este estudio y esfuerzo por parte de los operadores de red se vea reflejado en la prestación de un servicio con calidad y confiabilidad.
- En Colombia los operadores de red harán una inversión significativa en la adquisición de los equipos de medida de calidad de potencia que se van a necesitar para establecer los límites de Pst, que serán definidos por la CREG a partir del



estudio de los resultados obtenidos por los equipos de medida y con éstos iniciar una regulación basada en el autocontrol para el cumplimiento de estos límites. Por este motivo se vio la necesidad de realizar un trabajo para que las personas encargadas de tomar la decisión de adquirir estos equipos tengan una guía para realizar una adecuada selección del equipo de medida de calidad de potencia.

- A partir de la consulta del documento CREG 017 de 2005 se concluyó que las nuevas regulaciones que aplican en Colombia con respecto a la calidad de la potencia eléctrica tienden a verse, por parte de las empresas o entidades que tienen que cumplir con ellas, como un problema que obliga a realizar gastos y a tener que enfrentar nuevos inconvenientes. Pero no se tiene en cuenta que estas regulaciones ofrecen la oportunidad de mejorar sensiblemente su operación y obtener resultados superiores en su economía.
- La CREG en su resolución 024 de 2005 pide instalar solamente equipos de medida de calidad de la potencia en el 5% de las cabeceras de los circuitos de nivel 2, cuya unidad constructiva reconozca estos equipos, pero en ninguna parte se establece la escogencia de este 5%, teniendo así los operadores de red la posibilidad de instalarlos en sus mejores circuitos; considerando que la medida se debió implementar en aquellos circuitos que tengan cargas que realmente les afectan las variaciones de la calidad de la potencia como es el caso de cargas industriales, teniendo la posibilidad de plantear soluciones en problemas puntuales con clientes más contaminantes o bien los más afectados económicamente.
- A pesar de que en Colombia existe una variedad de normas utilizadas como referencia, por ejemplo la norma IEEE 519 de 1992 establece los límites para THDV; para los otros parámetros en Colombia no se tienen límites definidos, por lo anterior se hace necesario el cumplimiento de la resolución CREG 024 de 2005 con la que se busca implementar los equipos de medida y establecer límites máximos para Pst, y así iniciar con una regulación basada en el autocontrol para el cumplimiento de los límites.
- Respecto a la CREG 024 de 2005 y su impacto en el mejoramiento de la calidad de la potencia se espera que los valores que arroje este estudio sean convertidos en



medidas correctivas en los puntos donde se presenten problemas y es importante que se implementen resoluciones en las que su fin sea el de entregar un servicio con calidad y confiabilidad a los usuarios finales.

- Las principales dificultades encontradas durante el desarrollo de este proyecto de grado fueron conseguir información con los fabricantes, ya que ellos solo se interesan si saben que sus esfuerzos se verán reflejados en alguna ganancia, además éstos son celosos con la información debido a la competencia que existe en este medio. Por lo anterior por parte de la Universidad se hace necesario contar con un centro de investigación para lograr respaldar los proyectos de los estudiantes y de esta manera facilitar la obtención de la información requerida según la investigación.
- Los operadores de red deben tener en cuenta al momento de adquirir los equipos que cumplen con la CREG: las exigencias mínimas con respecto a la calidad de la potencia, además que cuenten con un software que sea programable para descargar la información como se requiere, que su costo se ajuste con lo definido por la CREG y finalmente que tengan representación en Colombia para la obtención de asistencia técnica.
- Teniendo en cuenta que los equipos de medida actuales, pueden hacer mucho más de lo que pide la resolución CREG 024 de 2005, los operadores de red pueden tomar la información suministrada por estos equipos y por si mismos tomar medidas de corrección en sus sistemas de distribución.
- La información que será enviada a la CREG debe ser descargada, ordenada y enviada semanalmente por los operadores de red de forma automática, lo cual tiene por ventaja que la información estará libre de la intervención de los mismos, como es el caso actual de DES y FES. Por lo anterior los equipos de medida deberán contar con herramientas de software creados especialmente para cumplir con los requisitos de la resolución CREG 024 de 2005, esto representa una ganancia en los procesos de control respecto a los existentes hasta el momento.



- Del total del universo de equipos de medida de calidad de potencia existentes en el mercado se tomo un conjunto de ellos mostrados en la tabla....que representa un cantidad aceptable de fabricantes, los cuales cuentan con los siguientes parámetros a medir: Pst, V2/V1, THDV, Hundimientos, Picos e Interrupciones y además compilan las siguientes normas: IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15, IEEE 1159 de 1995, IEEE 519 de 1992. Teniendo en cuenta lo anterior en la búsqueda realizada se seleccionaron 18 equipos. La valoración de estos se limito; ya que no se contaba con la disponibilidad de todos, a los únicos equipos a los que se logro tener acceso fue a tres de ellos CIRCUTOR QNA 412, AEMC 3945, disponibles en la Universidad de la Salle y DRANETZ 440S disponible en la empresa GENELEC LTDA. Con ellos se realizaron medidas de los parámetros eléctricos en tensión en estado estable, con el fin de determinar si estos podían ser utilizados por los operadores de red en Colombia, para cumplir con la resolución CREG 024 de 2005.
- Teniendo en cuenta los requerimientos de la resolución CREG 024 de 2005 quien define las especificaciones mínimas que deben tener los equipos de medida a instalar por parte de los operadores de red, en las tablas 13 y 14 se puede observar que los equipos de medida Dranetz cuentan con los requerimientos exigidos en cuanto a normas y parámetros; motivo por el cual se selecciono uno de ellos (DRANETZ 440S) para realizar la comparación con los equipos AEMC 3945 y CIRCUTOR QNA 412; de acuerdo con las medidas hechas en campo con los equipos nombrados anteriormente y el análisis de la comparación se concluye que cualquier equipo de medida de calidad de potencia que mida los parámetros exigidos por la resolución puede ser utilizado por los operadores de red.
- De la tabla 13 y 14 se concluye que los equipos de medida encontrados en el mercado nacional e internacional miden los parámetros exigidos por la resolución CREG 024 de 2005 pero no se ajustan exactamente o no especifican la normatividad requerida por ésta, por lo cual al momento de la selección del equipo de medida el evaluador deberá hacer especial énfasis en aquellas normas que no se especifican en los catálogos estándar disponibles en la Web.
- En cuanto a la selección del equipo de medida para la implementación por parte de los operadores de red en sus sistemas, se debe dejar claro que las posibilidades de



escogencia del equipo en este proyecto de grado se limitaron al cumplimiento de normas y parámetros a medir según la resolución CREG 024 de 2005; por ello para el análisis de los equipos de medida solo se tuvieron en cuenta estos parámetros.

- De las medidas de calidad de potencia realizadas con los equipos DRANETZ 440S, CIRCUTOR QNA 412 y AEMC 3945 se concluye que sí muestran la información que se necesita de los parámetros Pst, THDV, hundimientos, picos, interrupciones y $V(2)/V(1)$; y visualizan completamente eventos de calidad de potencia, localizan fallas y descargan la información deseada.
- El equipo Encore Series 61000 que se sugiere para ser utilizado por los operadores de red en Colombia de acuerdo a la resolución CREG 024 de 2005 ya que cuenta con las normas y los parámetros con los que será evaluado para su utilización según esta resolución y solamente se valoró por medio de su software Demo debido a que no se tuvo la disponibilidad del equipo para realizar mediciones.
- Los errores calculados de los valores medidos por los equipos son inherentes al acto mismo de la medición, el porcentaje de error es alto en las comparaciones de medidas de parámetros ya que dependiendo del fabricante estos cuentan con diferentes precisiones y exactitudes en las medidas que registra el equipo.
- Con las opciones de comunicación suministradas, se concluye que cada subestación puede tener un sistema redundante en cuanto a ellas ya que gracias a la configuración física que poseen los equipos de medida, en una subestación se puede tener desde una opción hasta 3 opciones, teniendo así un esquema de respaldo a la hora en la que algún sistema de comunicación falle.
- Existen numerosas diferencias entre los sistemas eléctricos europeos y estadounidenses. Los estándares norteamericanos sugieren que en EEUU los límites armónicos tienen que ser diferentes a los establecidos en los estándares de la IEC (Internacional Electrotechnical Commission) quien establece normas que limitan perturbaciones de baja frecuencia en redes industriales y domésticas, como las normas IEC 61000. El sistema europeo no usa neutro en sistemas de distribución aéreos de media tensión y usa transformadores delta wye para reducir la tensión a 400/230V. Como consecuencia, es menos susceptible a los armónicos triples (3, 6, 9...) que el sistema estadounidense. En EEUU ya está vigente la normativa IEEE 519 del 92 que



limita la cantidad de corriente armónica inyectada a la red general, y responsabiliza al cliente por la misma. Este recomienda prácticas y requisitos para el control de armónicos tanto a nivel de usuario como de redes. De lo anterior el criterio escogido por la CREG para la regulación del nivel de armónicos en la red de distribución fue el de escoger una norma que tuviera este enfoque, es decir, una norma con prácticas y requisitos para el control de armónicos al nivel de usuario y de redes. Por esto, sin desconocer en ningún momento la obvia importancia de la norma IEC que trata sobre el tema no es el objetivo de la CREG escoger una norma que tenga un enfoque en las características de los equipos utilizados por los usuarios.

- Se aclara que el objetivo no es eliminar equipos de medida del mercado, corroborando que varios fabricantes poseen equipos con la capacidad de trabajar bajo los estándares IEC 61000-4-7 y IEEE 519 DE 1992.



RECOMENDACIONES

- Como resultado del análisis de los requerimientos mínimos exigidos por la CREG 024 de 2005 y las especificaciones de los fabricantes consultados en el capítulo 2, se definieron las características técnicas que debe cumplir el hardware y software para el envío de la información a la CREG.
- Debido a que la resolución CREG 024 de 2005 no especifica la clase de precisión del equipo de medida; es recomendable tener en cuenta la norma IEC 61000-4-30 en donde define que la clase A es usada para instrumentos utilizados en medidas contractuales entre el usuario de energía eléctrica y su operador de red, para aclarar cuestiones de cumplimiento de normas y de solución de disputas.
- Para la escogencia del equipo no sólo se deben tener en cuenta los aspectos normativos de las medidas exigidas por la CREG, se deben incluir aspectos ambientales, físicos, de comunicaciones, el software, etc. Ya que estos son importantes de acuerdo a la aplicación que se le de al equipo como el lugar donde se van a instalar.
- Del análisis realizado se encontró que los equipos de calidad de potencia cuentan con características adicionales a las que exige la resolución 024 de 2005, teniendo así los operadores de red una opción de adquirir estos equipos para el control de la calidad de potencia y de esta manera estar preparados para una posible nueva exigencia por parte de la comisión, además de contar con información valiosa para tomar acciones de mejoramiento en las redes medidas.



BIBLIOGRAFÍA

LEYES EMITIDAS POR EL CONGRESO NACIONAL DE COLOMBIA

1. CONGRESO NACIONAL DE COLOMBIA. LEY 142 DE 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C., 1994

2. CONGRESO NACIONAL DE COLOMBIA. LEY 143 DE 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Bogotá D.C., 1994

NORMAS

3. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE 519 DE 1992: Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems. Adam Sicker, 1992

4. THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE 1159 DE 1995: Recommended Practice For Monitoring Electric Power Quality. Adam Sicker, 1992

5. THE INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61000-4-15 DE 2003: Testing and measurement techniques – Flicker meter - Functional and design specifications. 2003

6. THE INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61000-4-30 DE 2003: Testing and measurement techniques – power quality measurement methods. 2003

7. ICONTEC. NTC 1340: Electrotecnia, tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público. 2004



RESOLUCIONES

8. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 025 DE 1995: Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Julio 13 de 1995.
9. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 070 DE 1998: Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Mayo 28 de 1998.
10. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 025 DE 1999: Por la cual se establecen los Indicadores de Calidad DES y FES para el año 1 del Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resolución CREG-070 de 1998), y se modifican algunas normas de esa misma resolución. Junio 09 de 1999.
11. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 089 DE 1999: Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica (Resoluciones CREG 070 de 1998 y 025 de 1999), y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones. Diciembre 22 de 1999.
12. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 082 DE 2002. Por 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. Diciembre 17 de 2002.
13. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 024 DE 2005. Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Abril 26 de 2005.
14. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. RESOLUCIÓN 110 DE 2005. Por la cual se modifica el plazo para la instalación de equipos de medición de Calidad de Potencia Eléctrica. Diciembre 07 de 2005.



15. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. RETIE. RESOLUCIÓN NÚMERO 18 0498 DE 2005: Por la cual se modifica parcialmente la resolución 180398 del 2004. Abril 29 de 2005.

DOCUMENTOS

16. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. DOCUMENTO CREG 042 DE 2004: Calidad de la Potencia. Julio 15 de 2004

17. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. DOCUMENTO CREG 017 DE 2005: Calidad de la potencia. Marzo 8 de 2005

18. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG. DOCUMENTO CREG 115 DE 2005: Modificación resolución CREG 024 de 2005. Diciembre 8 de 2005

ARTICULOS

19. CASTRO FREDY. Análisis comparativo de límites y niveles de armónicos en sectores comerciales e industriales. SICEL 2005

20. FLECHAS JAIRO Y BARRETO OMAR. Efectos de la calidad de la energía eléctrica en la producción industrial. Bogotá 2005

PAGINAS ELECTRÓNICAS

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.creg.gov.co>>.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.superservicios.gov.co>>.

SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.sic.gov.co>>.

S.U.I. (Sistema único de información) [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.sui.gov.co>>.



DRANETZ [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.dranetz-bmi.com>>.

CIRCUTOR [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.circutor.com>>.

SCHNEIDER ELECTRIC [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.schneider-electric.com>>.

SCHNEIDER ELECTRIC [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.powerlogic.com>>.

HIOKI [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.hioki.com>>.

CHAUVIN ARNOUX [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.chauvin-arnoux.es>>.

FLUKE [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.fluke.com>>.

LEM [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.lem.com>>.

EDEC [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.edec.com.co>>.

SIEMENS [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.sea.siemens.com>>.

ION [en línea]. Vigente abril de 2005. Disponible en Internet: <<http://www.pml.com>>.