

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/28211499>

Metodología de evaluación global de la CPE, a la luz de la regulación colombiana

ARTICLE · JANUARY 2007

Source: OAI

READS

21

7 AUTHORS, INCLUDING:



Andrés Emiro Díez

Universidad Pontificia Bolivariana

33 PUBLICATIONS 9 CITATIONS

SEE PROFILE



Mauricio Figueroa

Universidad Pontificia Bolivariana

1 PUBLICATION 0 CITATIONS

SEE PROFILE



J.A. Bohorquez

Universidad Pontificia Bolivariana

8 PUBLICATIONS 6 CITATIONS

SEE PROFILE



Gabriel J. López

Universidad Pontificia Bolivariana

28 PUBLICATIONS 28 CITATIONS

SEE PROFILE

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN GLOBAL DE LA CPE, A LA LUZ DE LA REGULACIÓN COLOMBIANA

A. E. Díez[†], J. A. Lopera^{*}, A. Bohórquez^{*}, S. Mesa^{*}, M. Figueroa^{*}, G. J. Suárez^{*}, G. J. López^{*}

^{*}Universidad Pontificia Bolivariana, Cq. 1 #70-01, of. 11-132, Medellín, Colombia,

Recibido 09 Noviembre 2007; aceptado 18 Diciembre 2007
Disponible en línea: 27 Diciembre 2007

Resumen: El objetivo del artículo es proponer una metodología de evaluación global de la Calidad de la Potencia Eléctrica, CPE, que permita medir el desempeño de sistemas eléctricos que alimenten una gran cantidad de usuarios. El punto de partida será información de la que dispondrán los Operadores de Red –OR- en Colombia, una vez apliquen las exigencias de la regulación actual sobre el sistema de medida de la Calidad de la Potencia; y con base en la información obtenida del sistema de medida, se proponen herramientas para primero, dar una evaluación local y luego un panorama global de la Calidad de la potencia.

Copyright © 2007 UPB

Abstract: The aim of the article is to propose a methodology for assessing the overall quality of the Electric Power to measure the performance of electrical systems that feed a large number of customers. The starting point is the information available to the Operators -OR- in Colombia, once implemented the requirements of the current regulation on the measurement system of the Power Quality and based on information obtained from the system measure, tools are proposed to first give a local assessment and then an overall view of the Power Quality.

Keywords: Power Quality, Regulation, Measurement.

1. INTRODUCCIÓN

Con el fin de que la comisión de regulación

([CREG, 2007](#)), los Operadores de Red y en general los usuarios, puedan evaluar el desempeño de un sistema o subsistema eléctrico, a partir de los registros efectuados, se han definido los siguientes indicadores, que se basan

[†] Autor correspondiente. Tel. (+574) 4159015 ext 9020, fax 4118779.
E-mail: ediez@geo.net.co (A.E. Díez).

en recomendaciones y criterios internacionalmente aceptados.

Los lineamientos a seguir, se basan en que cada indicador definido de Calidad de la Potencia Eléctrica, CPE, tiene un nivel límite de compatibilidad recomendado, por encima del cual se pone en riesgo el adecuado funcionamiento de los equipos y sistemas que se verían sometidos a la perturbación evaluada.

Dichos niveles límites se han definido para un equipo directamente conectado en el punto de análisis, no siendo éste el caso general de las medidas obtenidas por el sistema de registro de CPE. Sin embargo dichos niveles límites pueden ser tomados como referencia para evaluar el impacto potencial que el sistema de alimentación puede tener en equipos conectados en puntos cercanos de la red, principalmente en aquellos que están eléctricamente más alejados de la fuente (aguas abajo).

2. METODOLOGÍA

Se partirá tomando como referencia los valores límites recomendados para los indicadores de CPE, considerando –como lo hace la IEC–, que dichos valores de referencia deberán ser cumplidos durante el 95% del período de evaluación, ya establecido como una semana. Esto es equivalente a que el percentil 95% de los niveles acumulados de la semana deberá estar por debajo del nivel de referencia.

Con los indicadores de lugar único y con estos criterios puede hacerse un diagnóstico por punto de medida, que podría ser considerado como un diagnóstico de usuario. Esta información debe estar disponible cuando sea requerida por los usuarios, y corresponde a cada una de las filas de la tabla de indicadores de lugar único. Estos indicadores presentan el desempeño del suministro en un sitio específico

Los índices de sistema son simplemente un promedio ponderado de los índices de lugar. La dificultad es obviamente la determinación de los factores de peso.

Una manera directa sería la de tomar los clientes como factor de peso, de manera similar, tal como se definió el SAIFI en la norma IEEE Std.1366-1999; en este caso los indicadores de sistema propuestos serán escalados a partir del

número total de medidas efectuadas en el sistema. Este tipo de indicadores puede servir tanto para diagnosticar todo el sistema cubierto por un Operador de Red, así como también, subsistemas pequeños, como por ejemplo un punto de acople común.

La metodología básica es descrita en la Fig. 1.

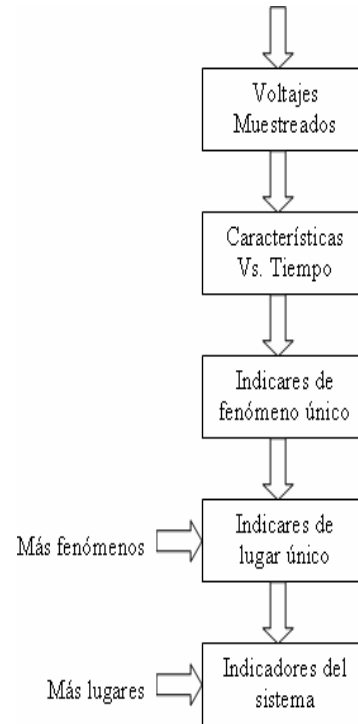


Fig. 1. Metodología básica para la evaluación global de la CPE

2.1. Indicadores de lugar

Los indicadores de lugar único para cada OR corresponden a las filas de la Tabla 1.

Donde:

Barra_K: Identificador de la barra K del operador de red.

PST_{R_{mx,95%,K}}: Valor del indicador PST de la fase R después de aplicarle el proceso 95%,mx a la barra K.

PST_{S_{mx,95%,K}}: Valor del indicador PST de la fase S después de aplicarle el proceso 95%,mx a la barra K.

PST_{T_{mx,95%,K}}: Valor del indicador PST de la fase T después de aplicarle el proceso 95%,mx a la barra K.

V2V1_{mx,95%,K}: Valor del indicador V2/V1 de la fase R después de aplicarle el proceso 95%,mx a

la barra K.

THDV_{mx,95%,K}: Valor del indicador THDV de la fase R después de aplicarle el proceso 95%,mx a la barra K.

DesvE_i: Número de desviaciones estacionarias de tensión registradas durante la semana en la barra K.

Tabla 1. Indicadores de lugar

Barra	PST_ R	PST_ S	PST_ T	V2/ V1	THD V	DesvE
Barra ₁	PST_ R _{mx,95}	PST_ S _{mx}	PST_ T _{mx}	V2V I _{mx,95}	THD V _{mx,9}	DesvE ₁
⋮	% ₁	95% ₁	95% ₁	% ₁	5% ₁	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Barra _K	PST_ R _{mx,95}	PST_ S _{mx}	PST_ T _{mx}	V2V I _{mx,95}	THD V _{mx,9}	DesvE _K
⋮	% _K	95% _K	95% _K	% _K	5% _K	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
Barra _N	PST_ R _{mx,95}	PST_ S _{mx}	PST_ T _{mx}	V2V I _{mx,95}	THD V _{mx,9}	DesvE _N
⋮	% _N	95% _N	95% _N	% _N	5% _N	⋮

El proceso 95%,mx consiste en aplicar los siguientes pasos al Indicador i en la barra K:

- a. Obtener el listado de puntos de medida, PM, asociados a la barra K ($PM \in Barra_K$).
- b. Obtener para cada uno de los puntos de medida PM, asociados a la barra K, el percentil 95% de los valores del indicador i que se encuentran reportados en el archivo “CEL_Semana_j_PM.csv” de que trata el literal f) del Artículo 5o de la Resolución CREG-024 de 2005 (Indicador_{i,95%,PM}).

$$\text{Indicador}_{i,95\%,K} = \max_{PM \in Barra_K} \{ \text{Indicador}_{i,95\%,PM} \} \quad (1)$$

La Tabla 1 permite la evaluación rápida y simplificada de la CPE en los puntos de medida a los OR.

2.2. Indicadores de sistema

Reuniendo la información disponible de todo un sistema eléctrico, se proceden a calcular los siguientes indicadores globales, calculados para cada semana. Cada indicador se calcula tomando la razón entre el número de puntos de medida en los cuales fueron excedidos los niveles de referencia por más del 5% del tiempo, respecto al número de puntos de medidas totales. Se

considera (esto es aproximado debido a que lo ideal es realizar una ponderación del usuario) entonces que la cantidad de puntos de medida en los cuales fueron excedidos dichos valores de referencia, es proporcional a la cantidad de usuarios potencialmente afectados, mientras que la cantidad de puntos de medidas totales es proporcional a la cantidad de usuarios totales. Está aproximación se debe a que se quiere realizar el análisis con la información recopilada por los equipos de medición de la CPE que dice la Regulación, sin depender de datos o información adicional.

Índice del sistema de la frecuencia en que se excedido la distorsión armónica (ISEA):

$$ISEA = \frac{N_{\text{Barras en las THD 95\% excede nivel de referencia}}}{N_{\text{Barras totales}}} \quad (2)$$

Es la relación entre el número total de barras en las cuales se excedió el nivel de referencia dado en la resolución – el percentil al 95% -, y el número total de barras del sistema. Los niveles de referencia para el indicador THD son los dados en la resolución, para cada nivel de tensión.

El ISED: Índice del sistema de frecuencia de exceso en desbalance de voltaje (relación entre el voltaje de secuencia negativa, y el de secuencia positiva).

$$ISED = \frac{N_{\text{Barras en las que Vumb95\% excede el nivel de referencia}}}{N_{\text{Barras totales}}} \quad (3)$$

Es la relación entre el número total de barras en las cuales se excedió el nivel de referencia del indicador desbalance de voltaje – el percentil al 95% -, y el número total de barras del sistema. El nivel de referencia para el desbalance de voltaje (% V2/V1), es el 2%.

ISEF: Índice del sistema de frecuencia de exceso en flicker

$$ISEF = \frac{N_{\text{Circuitos en que Pst95\% excede nivel de referencia}}}{N_{\text{Circuitos totales}}} \quad (4)$$

Es la relación entre el número total de circuitos en los cuales se excedió el nivel de referencia dado en la resolución para el indicador PST – el percentil al 95% -, y el número total de circuitos del sistema. El nivel de referencia para el indicador es PST=1.

Para este indicador en particular, para todo punto de medida en el cual el percentil 95% excedió el nivel de referencia, se debe calcular además el percentil 99%. Cuando la razón entre el percentil 99% y el percentil 95%, sea menor a 1.3, es probable que los problemas sean fácilmente identificables y por lo que solicitar una explicación expedita no debería ser una exigencia exorbitante.

$$ISEF_{CNT} = \frac{N_{\text{Circuitos que exceden Pst Asociables a causas controlables}}}{N_{\text{Circuitos totales}}} ;$$

$$ISEF_{incNT} = \frac{N_{\text{Circuitos que exceden Pst Asociables a causas no controlables}}}{N_{\text{Circuitos totales}}} \quad (5)$$

Índice del sistema de Desviaciones Estacionarias –ISDE: es la relación entre el número total de desviaciones estacionarias de la tensión, y el número total de circuitos del sistema.

$$ISDE = \frac{N_{\text{Desviaciones estacionarias}}}{N_{\text{Circuitos totales}}} \quad (6)$$

La Tabla 2 es un ejemplo de la manera en que deben ser presentados los resultados de estos indicadores:

Tabla 2. Indicadores globales

Indicador	Semana i
ISEA	-
ISED	0.309
ISEF	0.891
ISEF con	0.873
ISEF inc	0.127
ISDE	73.76

Esta tabla ha sido generada a partir de registros obtenidos por un OR siguiendo los lineamientos de la regulación colombiana. No se dispone de reporte del indicador THDv, y por tanto no se calcula su indicador asociado, el ISEA. En general se aprecia que el problema más importante con el cual debe tratar este OR en su sistema, es el impacto de cargas fluctuantes.

La Fig. 2 presenta el comportamiento del indicador PST en un circuito del sistema en el cual el OR puede concluir que las fluctuaciones de voltaje son producidas sistemáticamente por las cargas.

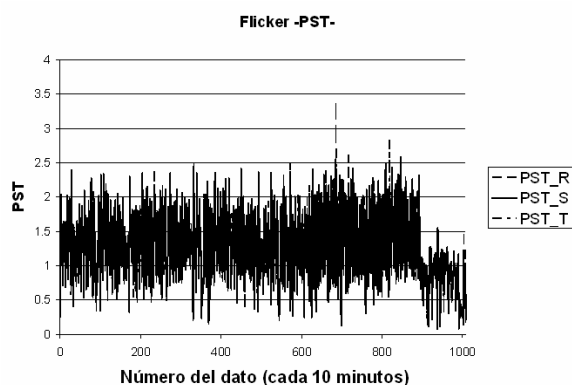


Fig. 2. Registro de flicker de una semana en una barra, al parecer los niveles no compatibles del indicador obedecen a impacto de la carga.

La razón entre los percentiles 99% y 95% del PST es 2.25/2=1.11.

En cambio en la Fig. 3, el registro del indicador PST, sugiere más bien que este otro circuito fue impactado por tres eventos de tensión, posiblemente asociables a descargas atmosféricas. La razón entre los percentiles 99% y 95% del PST es 0.48/0.22=2.18.

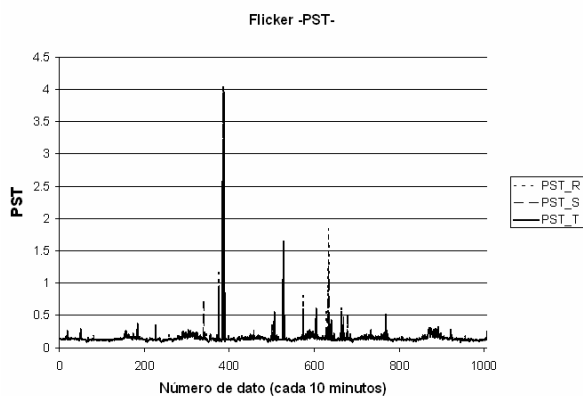


Fig. 3. Registro de flicker de una semana en una barra, al parecer los niveles no compatibles del indicador obedecen a impacto de fenómenos de ocurrencia aleatoria.

Otro de los aspectos importantes que puede ser resaltado es la alta sensibilidad de la señal PST para la fácil detección de problemas causados por otro tipo de fenómenos como los eventos de tensión, los cuales no se consideran como flicker (IEC, 1994). La Fig. 4 sirve para explicar este hecho; el alto valor de PST que se señala con una flecha alarma efectivamente sobre un evento de alto impacto, iniciado en la fase R.

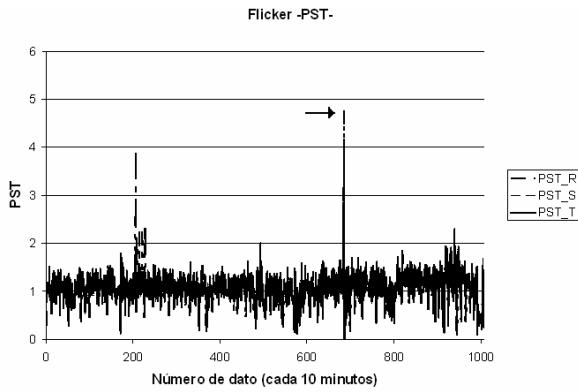


Fig. 4. Registro de flicker de una semana en una barra, el alto valor de PST señalado, alarma sobre eventos ocurridos de gran impacto.

Efectivamente, cuando se correlaciona la información gráfica del registro del PST con el archivo que se reporta según la regulación, el CEL_Semana_j_PM.csv, revela que una desviación estacionaria de tensión que se presentó con duración de 328 segundos, fue a la poste responsable de tres interrupciones del servicio, seguramente por la acción de las protecciones. Esto puede ser observado en la Tabla 3 de los registros de medida.

Tabla 3. Ejemplo de registro del archivo “cel”

Fecha dd/mm/aaaa	Hora hh:mm	N I	D I	N DET	D DEET	PST _R	PST _S	PST _T	V2/V1 %
26/01/2007	17:50	0	0	0	0	0.86	0.96	1.18	0.3957
26/01/2007	18:00	0	0	1	328	4.77	1.34	4.05	0.5486
26/01/2007	18:10	3	212	1	354	0	0	0	0.2113
26/01/2007	18:20	3	879	0	0	0	0	0	0.6856
26/01/2007	18:30	0	0	0	0	1.4	1.34	1.44	0.5972
26/01/2007	18:40	0	0	0	0	0.58	0.59	0.55	0.4447

En donde “dd/mm/aaaa, hh:mm, NI, DI, NDET, DDET, Pst_R, Pst_S, Pst_T, V2/V1”, corresponden a: dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, NI = Número de interrupciones, DI = Duración de interrupciones, NDET = Número de DET, DDET = Duración de las DET, Pst_R S ó T = PST por fases, V2/V1 = relación V(2) / V(1).

La última observación referente a este registro, es que la relación entre el voltaje de secuencia negativa (V2), y el de secuencia positiva (V1), ha sido reportada en este caso de manera porcentual, es decir 100*V2/V1. Los valores en funcionamiento normal mostrados en la tabla del orden de 0.4, serían imposibles si estuvieran expresados en por unidad ya que significarían que hubo un evento catastrófico para la red.

Con la resolución 026 de 2007, que modifica la 024, se exige “Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva (V(2) / V(1)) en el barraje, con desempeño Clase A”, y el estándar IEC 61000-4-30 (2003-02) (Fuller y Fuchs, 2003), señala explícitamente que para esta medida, con desempeño Clase A, el resultado se debe expresar en porcentaje.

2.3. Indicadores del sistema para eventos

Siguiendo la misma metodología, se propone el cálculo de los siguientes indicadores, ya considerados en el mundo, primero se describe la definición del indicador en términos ingleses, y referenciados al estándar IEEE 1159 (IEEE, 1995), luego se presenta su adaptación a la resolución 024 de 2005 (CREG, 2005).

SARFI – Siglas inglesas de System Average RMS (variation) Frequency Index.

EL SARFI, representa el número promedio de un evento específico de variación rms que ocurre sobre el periodo de evaluación por individuo servido. Las perturbaciones específicas cuyas magnitudes sean menores que x son hundimientos o cuyas magnitudes sean superiores que x son picos; y con una duración entre 0.5 y 30 ciclos

$$SARFI_x = \frac{\sum N_i}{N_T} \tag{7}$$

x = umbral de voltaje rms; valores posibles 140, 120, 110, 90, 80, 70, 50 y 10.

Ni = número de individuos que experimentan desviaciones instantáneas de voltaje con magnitudes sobre X% para X>100 ó por debajo X% para X<100 de cada evento i

Nt = número de individuos servidos por sección del sistema a ser evaluado.

SIARFI - Siglas inglesas de System Instantaneous Average RMS (variation) Frequency Index.

El SIARFI representa el número promedio de un evento específico de variación instantánea rms que ocurre sobre el periodo por individuo servido. Las perturbaciones específicas cuyas magnitudes sean menores que x son hundimientos o cuyas magnitudes sean superiores que x son picos, y con una duración entre 0.5 y 30 ciclos

$$SIARFI_x = \frac{\sum NI_i}{N_T} \quad (8)$$

x = umbral de voltaje rms; valores posibles 140, 120, 110, 90, 80, 70, 50 y 10

NI_i = número de individuos que experimentan desviaciones instantáneas de voltaje con magnitudes sobre X% para X>100 ó por debajo X% para X<100 de cada evento i

SMARFI - Siglas inglesas de System Momentary Average RMS (variation) Frequency Index.

De la misma manera que el SIARFI, se define para variaciones instantáneas el SMARFI, el cual considera eventos con duración entre 30 ciclos y 3 segundos como hundimientos y picos y las interrupciones entre 0.5 ciclos y 3 segundos .

$$SMARFI_x = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (9)$$

x = umbral de voltaje rms; valores posibles 140, 120, 110, 90, 80, 70, 50 y 10

NM_i = número de individuos que experimentan desviaciones momentáneas de voltaje con magnitudes sobre X% para X>100 ó por debajo X% para X<100 de cada evento i.

STARFI - Siglas inglesas de System Temporary Average RMS (variation) Frequency Index.

STARFI se define para variaciones temporales con duración entre 3 segundos y 60 segundos.

$$STARFI_x = \frac{\sum NT_i}{N_T} \quad (10)$$

x = umbral de voltaje rms; valores posibles 140, 120, 110, 90, 80, 70, 50 y 10

NT_i = número de individuos que experimentan desviaciones momentáneas de voltaje con magnitudes sobre X% para X>100 ó por debajo X% para X<100 de cada evento i.

Para ser consecuentes con las definiciones de la resolución CREG 024 (CREG, 2005), los siguientes indicadores equivalentes se define, en correspondencia con los anteriormente señalados:

ISVMR → SIARFI

ISMR → SMARFI

ISVL → STARFI

Donde:

ISVMR: índice del sistema de variaciones de voltaje (rms) muy rápidas.

ISVR: índice del sistema de variaciones de voltaje (rms) rápidas.

ISVL: índice del sistema de variaciones de voltaje (rms) lentas.

Calculados – para el caso de la resolución 024 (CREG, 2005), así:

ISVMR:

$$ISVMR_{30} = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (11)$$

Donde:

x = magnitud porcentual del cambio de voltaje (rms), utilizando referencia deslizante.

NM_i = número de desviaciones muy rápidas (duración entre 0.5 ciclos y 30 ciclos) de voltaje cuya magnitud medida respecto a la tensión deslizante es mayor al 30%. (Valor que se recomienda como referencia de diagnóstico inicial)

N_t = número de circuitos totales servidos por sección del sistema a ser evaluado.

ISVR:

$$ISVR_{20} = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (12)$$

x = magnitud porcentual del cambio de voltaje (rms), utilizando referencia deslizante.

NM_i = número de desviaciones rápidas de voltaje (duración entre 30 ciclos y 3 segundos) cuya magnitud medida respecto a la tensión deslizante es mayor al 20%.

N_t = número de circuitos totales servidos por sección del sistema a ser evaluado.

ISVL:

$$ISVL_{10} = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (13)$$

x = magnitud porcentual del cambio de voltaje (rms), utilizando referencia deslizante.

NMi = número de desviaciones lentas de voltaje (duración entre 3 segundos y 60 segundos) cuya magnitud medida respecto a la tensión deslizante es mayor al 10%.

Nt = número de circuitos totales servidos por sección del sistema a ser evaluado.

Nuevamente en estas definiciones, es necesario aproximar la cantidad de usuarios afectados a la cantidad de circuitos afectados, y la cantidad de usuarios totales a la cantidad de circuitos totales. Así mismo, como el sistema de registro de eventos de voltaje se hace utilizando referencia deslizante, es necesario clasificarlos a partir de la misma.

Así mismo los valores de referencia escogidos, no pueden ser considerados como niveles límites en principio. En este caso fueron escogidos observando los límites ofrecidos por las curvas ITIC, pero para la definición de límites definitivos, se requiere realimentar estas referencias con la información obtenida del estudio de diagnóstico.

Desafortunadamente, la cantidad de información disponible por los autores no les permitió elaborar un ejemplo representativo; sin embargo se incluirá la forma en que el archivo de eventos de tensión ET_Semana_j_PM.csv registró el mismo acontecimiento descrito anteriormente. Ver Tabla 4.

Tabla 4. Ejemplo de registro del archivo "ET"

dd/mm/aaaa	hh:mm	DV_R	DV_S	DV_T	TET
26/01/2007	17:54	0	0	-98.9	682
26/01/2007	18:08	100	0	0	364
26/01/2007	18:08	0	0	100	364
26/01/2007	18:08	0	100	0	364

Donde dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, DV_R, S ó T = Mayor desviación -positiva o negativa- por fase, TET = duración del evento). Los parámetros enunciados se deben calcular usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02), ([Fuller y Fuchs, 2003](#)). Se aprecia –confirmando las suposiciones anteriores- que un evento resultado muy seguramente de una falla en la fase T, ocasionó una desviación estacionaria en las fases no falladas, y su posterior desconexión, tal y

como se puede apreciar en la tabla presentada.

Con respecto a esto hay que señalar que si se sigue estrictamente la metodología para el cálculo de las desviaciones por encima y por debajo, dada en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02), ([Fuller y Fuchs, 2003](#)), los valores negativos en este reporte indican caídas de tensión y los positivos subidas.

3. CONCLUSIONES

Con los indicadores presentados se pretende afrontar el primer diagnóstico de la Calidad de la Potencia, siendo importante resaltar que los niveles de referencia inicialmente adoptados deberán ser revisados a partir de los resultados obtenidos. Se recomienda que los OR implementen un sistema para que la información relacionada con las reclamaciones de los usuarios, pueda ser relacionada con la de los registros de CPE.

Es importante cotejar los registros de eventos de tensión en Colombia, región por región, para encontrar la correlación y la incidencia que factores externos a los sistemas eléctricos, como el clima, tienen en dichos fenómenos. De esto depende en buena medida que puedan adoptarse a futuro, valores de referencia para indicadores como el SARFI, los cuales ya se han planteado en algunos lugares del mundo.

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos especiales al grupo PAAS de Universidad Nacional por ser pioneros y gestores de la Calidad de la Potencia en Colombia, éste trabajo debe mucho a sus aportes.

REFERENCIAS

- CREG, (2005), "Resolución CREG 024 de 2005", Comisión de regulación de energía y gas, Colombia.
- CREG, (2007), "Resolución CREG 016 de 2007", Comisión de regulación de energía y gas, Colombia.
- Fuller, J.F., Fuchs, E.F., (2003) "Measurement techniques –Power quality measurement methods", IEC 61000-4-30:2003.

IEC 61000-3-3, (1994) “Electromagnetic Compatibility (EMC). Part 3: Limits. Section 3: Limitation of Voltage Fluctuations and Flicker in Low-Voltage Supply Systems for Equipment with Rated Current 16 A”, Bureau Central de la Commission Electrotechnique International, Geneva.

IEEE, (1995), “IEEE Recommended Practice on Monitoring Electrical Power Quality”, IEEE 1159.

SOBRE LOS AUTORES

Andrés E. Diez

Ingeniero Electricista y MSc de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor de tiempo completo e Investigador en la Facultad de IEE. Actualmente adelanta sus estudios de PhD en UPB con la asesoría de Univ. of Kempten, Alemania. Ha trabajado en múltiples proyectos industriales.

Jairo A. Lopera

Ingeniero Electricista y MSc de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor de tiempo completo e Investigador en la Facultad de IEE. Actualmente es el coordinador del CIDI de la U.P.B. y Decano de la escuela de formación avanzada de la U.P.B.

Armando Bohóquez

Ingeniero Electricista y MSc de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor de tiempo completo e Investigador en la Facultad de IEE. Actualmente es el coordinador de los posgrados en Transmisión y Distribución de la U.P.B.

Santiago Mesa

Ingeniero Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Actualmente labora en XM y colabora en investigación con el Grupo de Transmisión y Distribución de la U.P.B.

Mauricio Figueroa

Ingeniero Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor e Investigador en la Facultad de IEE.

Gabriel J. Lopez

Ingeniero Electricista y MSc en 2002 y 2007 respectivamente de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia, donde es Profesor Asistente de medio tiempo e Investigador en la Facultad de IEE desde 2004. Trabajó para H-MV Ingenieros y actualmente es Consultor en Unión Eléctrica Ltda.

Iván C. Diez

Ingeniero Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Actualmente labora en el CIDET y colabora en investigación con el Grupo de Transmisión y Distribución de la U.P.B.

Gabriel J. Suárez

Ingeniero Electricista de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Actualmente labora en H-MV Ingenieros y colabora en investigación con el Grupo de Transmisión y Distribución de la U.P.B.