



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CALIDAD DE LA POTENCIA

DOCUMENTO CREG-017
MARZO 8 DE 2005

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

CALIDAD DE LA POTENCIA

1 INTRODUCCIÓN.

El artículo segundo de la Ley 142 de 1994 estableció que corresponde al Estado intervenir en la prestación de los servicios públicos domiciliarios para garantizar que se haga en condiciones de calidad y continuidad. Así mismo el artículo 73 de la ley ordenó a la Comisión fijar las normas de calidad que deben cumplir las empresas en la prestación del servicio de energía. Adicionalmente la ley establece que las tarifas del servicio tienen un carácter integral el cual supone unas condiciones de calidad y de cobertura que corresponde definir a las comisiones de regulación.

Por su parte la Ley 143 de 1994 estableció que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y definir los criterios técnicos de calidad con que debe suministrarse el servicio de energía a los usuarios finales.

La Resolución CREG 082 de 2002 reconoció dentro de las Unidades constructivas, el costo de registradores para controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica.

Teniendo en cuenta que la masificación del uso de equipo electrónico con alta susceptibilidad a las fluctuaciones de tensión (Computadores Personales, Servidores, televisores, videos, juegos, etc.), así como el alto impacto que tienen las discontinuidades por desviaciones de la forma de onda estándar sobre el aparato productivo, se hace necesario reflejar estos fenómenos con indicadores de calidad de la continuidad del servicio, complementarios a los existentes (Frecuencia y Duración de las interrupciones). Con el fin de diseñar un indicador que permita condensar la gran cantidad de información en el tiempo y cuantificar adecuadamente el impacto de las fluctuaciones de tensión en el corto plazo, la IEC propone el indicador P_{ST} .

Este documento presenta una propuesta regulatoria, sobre un indicador de continuidad del servicio, medido como continuidad de la forma de onda, conocida también como Calidad de la Potencia, la cual se ve afectada por Fluctuaciones de Tensión. La propuesta se basa en la evaluación de un indicador de continuidad de la forma de onda, entendiendo como discontinuidad la desviación de la onda real en relación con la forma estándar senoidal pura de la tensión, denominado Perceptibilidad de Corto Plazo, P_{ST} .

El documento contiene las definiciones, los antecedentes, las ventajas de usar el P_{ST} , la metodología usada para medir fluctuaciones de tensión, los equipos de medición, una propuesta para discusión, el plan para instalar el sistema de medición y registro del indicador P_{ST} , y el plan de recolección de datos.

2 DEFINICIONES.

Para efectos del presente Documento, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

CBEMA (Computer and Business Equipment Manufacturers Association). Asociación de Fabricantes de Computadores y Equipo de Negocios.

Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE). Conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión, que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas.

Curva de Susceptibilidad de un equipo. Curva Magnitud de tensión contra duración del Hundimiento (Sag), o Pico (Swell), la cual caracteriza la susceptibilidad de un equipo a que su funcionamiento se degrade frente a hundimientos o picos, de forma rectangular.

EPRI (Electric Power Research Institute). Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica.

Fluctuación de tensión. Fenómeno que origina distorsión transitoria de la forma de onda de tensión, respecto de su forma estándar. Se dice que existe una discontinuidad del servicio cuando la tensión no sigue la forma de onda estándar.

Forma y Frecuencia estándar. Forma en el tiempo de una onda senoidal pura de amplitud constante, igual a la tensión nominal, y a una frecuencia de 60 Hz.

Hundimiento (Sag). Fluctuación de tensión caracterizada por producir una depresión transitoria de tensión respecto de la onda estándar, en un punto del SIN.

IFL (Instantaneous Flicker Level). Es un indicador del nivel instantáneo de parpadeo obtenido a partir del tratamiento de la señal de tensión. La forma de calcularlo se define en la norma IEC-61000-4-15 (2003-02).

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

Parpadeo (Flicker). Impresión de inestabilidad de la sensación visual causada por un estímulo luminoso, cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo. (En el diccionario IEC corresponde a la definición IEV number: 161-08-13)

Pico (Swell). Fluctuación de tensión caracterizada por producir un aumento transitorio de tensión respecto de la onda estándar, en un punto del SIN.

P_{ST} (Percibility Short Time). Es un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión durante un período de tiempo corto (10 minutos), obtenido de forma estadística a partir del tratamiento de la señal de tensión. La forma de calcularlo se define en el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02).

Sistema lámpara-ojo-cerebro. Sistema formado por los elementos Lámpara Incandescente, ojo humano y cerebro humano.

THDV (Total Harmonic Distortion of Voltage). Es un indicador de la Distorsión Armónica Total del Voltaje, respecto de la onda estándar. expresada en porcentaje. La forma de calcularlo se define en el Estándar IEEE 519 [1992].

Variaciones de corta duración. Los fenómenos transitorios cubiertos por el indicador P_{ST} a que se refiere esta resolución, son, entre otros, los que se relacionan en la siguiente tabla, basada en el Estándar IEEE 1159 [1995]:

Tipos de Variaciones de corta duración		
1. Muy Rápidos	Duración	Magnitud Típica (pu)
1.1 Hundimiento	0.5 – 30 ciclos	0.1 - 0.9
1.2 Pico	0.5 – 30 ciclos	1.1 - 1.8
2. Rápidos		
2.1 Interrupción	0.5 ciclos - 3 s	< 0.1
2.2 Hundimiento	30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9
2.3 Pico	30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4
3. Lentos		
3.1 Interrupción	3 s - 1 min	< 0.1
3.2 Hundimiento	3 s - 1 min	0.1 - 0.9
3.3 Pico	3 s - 1 min	1.1 - 1.2

3 ANTECEDENTES.

La Comisión considera, tal como se expuso en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, que se sólo se deben monitorear permanentemente indicadores de Calidad de Tensión. Un resumen de los puntos expuestos se presenta a continuación:

- En la Calidad de la Tensión se refleja el impacto de la Calidad de la Corriente en el Punto de Acople Común. Por lo tanto al medir la Calidad de la Tensión se está midiendo toda la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- Al medir la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión se mide el impacto por calidad sobre una mayor cantidad de usuarios.
- Controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión simplifica la labor de vigilancia y control.

Existen actualmente varias metodologías para analizar la severidad de los eventos. Una de estas metodologías se basa en la obtención de las llamadas Cartas de Coordinación, descritas en la guía IEEE P1564. Estas cartas presentan la frecuencia acumulada de ocurrencia de los eventos (Hundimientos), caracterizados por su magnitud y duración, para un intervalo de tiempo determinado (Usualmente un mes). Un ejemplo de estas

cartas, también denominadas Iso-Sag, y de la forma de interpretarlas se presenta en la Figura 1:

S

Figura 1 Carta Iso-Sag

Superponiendo esta carta con la curva de susceptibilidad de un equipo (Curvas CBEMA, EPRI, etc) es posible obtener el número de veces que ese equipo es susceptible de operar incorrectamente. Un ejemplo de este procedimiento se presenta en la Figura 2:

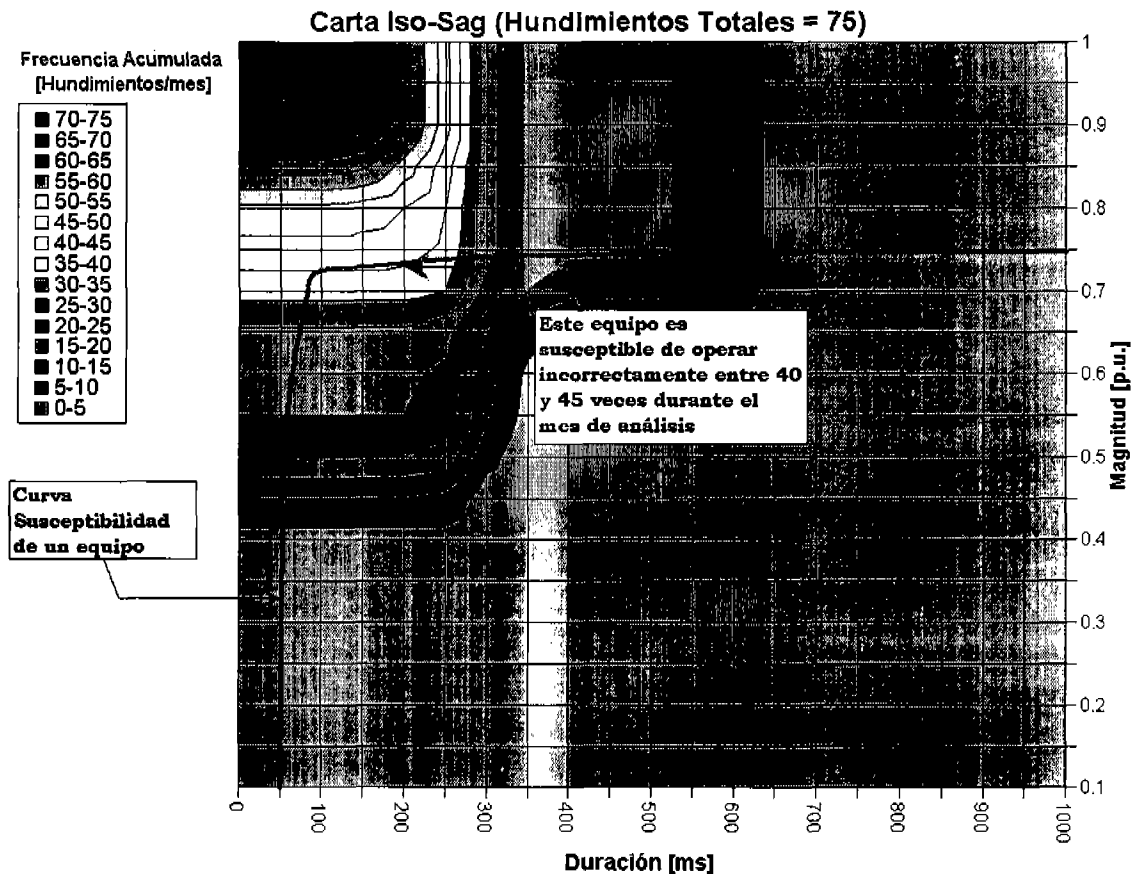


Figura 2 Superposición Carta Iso-Sag y curva de susceptibilidad de un equipo

Sin embargo, la CREG necesita un indicador que cumpla los siguientes requerimientos:

- Indicador único para fluctuaciones de tensión (hundimientos, picos, etc.) y parpadeo.
- Asigna una mayor perceptibilidad a los Picos que a los Hundimientos (con igual ΔV y demás parámetros).
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad a eventos repetitivos.
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad en función de la severidad del evento.
- Puede ser usado fácilmente para cuantificar el período de tiempo durante el cual los equipos son susceptibles de operar incorrectamente debido a fluctuaciones de tensión y parpadeo.

Otra metodología para analizar la severidad de los eventos se basa en los estándares IEC del modelo para fluctuaciones de tensión y parpadeo (Flicker). Esta metodología permite al usuario y al OR medir la severidad de las fluctuaciones de tensión, así como el intervalo de tiempo en el cual ocurren, sin necesidad de almacenar una enorme cantidad de información para su posterior análisis. (p.e. Hundimientos de todo un mes, como en el caso de la metodología anterior).

Los estudios de la IEC en este tema, se centran en la susceptibilidad del sistema lámpara-ojo-cerebro. Con base en la respuesta de este sistema a los cambios en la luminosidad, establece requerimientos de compatibilidad para la señal de tensión, logrando de esta forma establecer límites para las fluctuaciones de tensión. Estos requerimientos se basan en el algoritmo ilustrado en el numeral 5, el cual a partir de la señal de tensión, calcula un indicador físico - estadístico que asigna un nivel de severidad al conjunto de fenómenos que se presentan en un período de tiempo dado. Este indicador se llama P_{ST} .

Originalmente los estándares de la IEC no fueron diseñados para considerar eventos como Hundimientos (Sags) y Picos (Swells), razón por la cual estos estándares no fueron muy conocidos en el campo de la CPE. Sin embargo al superponer una curva a P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, se observa que su forma es bastante similar, como se ilustra en la Figura 3.

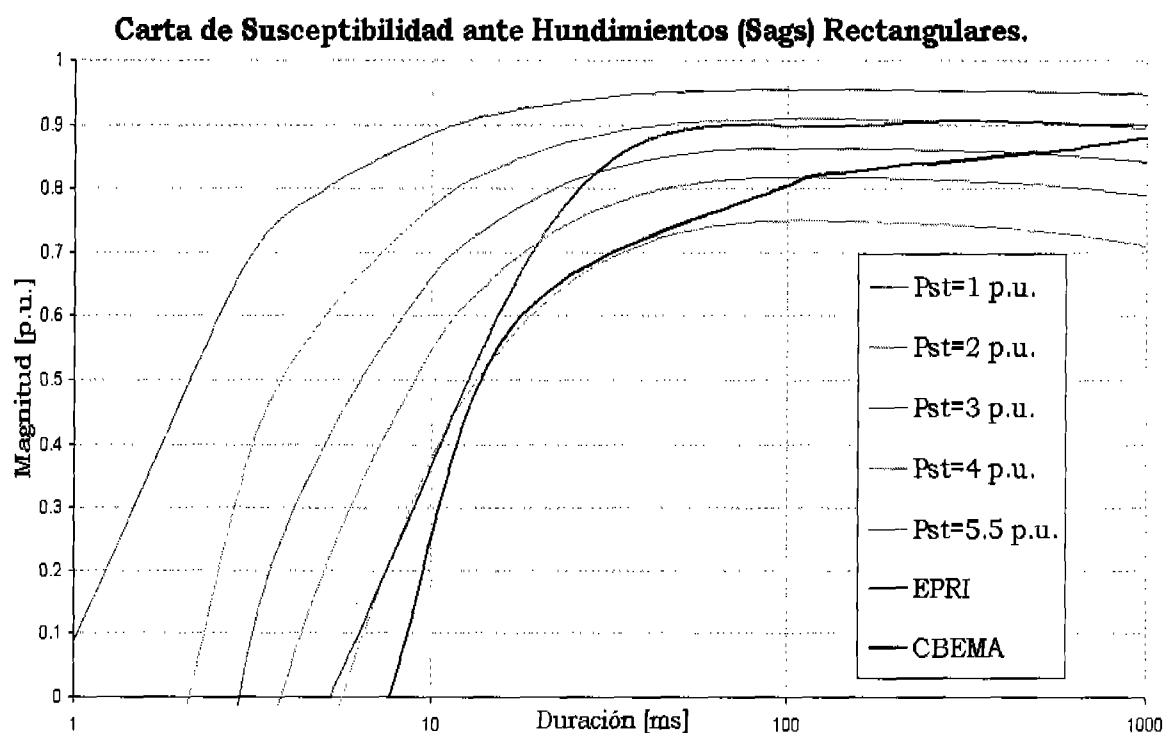


Figura 3 Curvas P_{ST} constante, CBEMA y EPRI

Siendo un indicador originalmente diseñado para medir el parpadeo (flicker) es importante comprobar que el indicador P_{ST} sí permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión.

La severidad de las fluctuaciones de tensión se incrementa al aumentar el valor de variables como el número de eventos, ΔV , la duración y el tipo de las fluctuaciones de tensión. Esta última afirmación es aceptada internacionalmente, lo cual se refleja en el hecho de que organizaciones como CBEMA, EPRI, IEEE, IEC, etc modelan la severidad en función de estas variables.

Para analizar la veracidad de la propuesta se muestran a continuación algunas de las figuras presentadas en la jornada informativa sobre Calidad, llevada a cabo el día miércoles 25 de agosto en las instalaciones de la CREG. En estas figuras se muestra el comportamiento de la señal IFL (Definida en el numeral 5) en el tiempo (Variable intermedia) y el valor de P_{ST} (Resultado), así como las características de las fluctuaciones de tensión simuladas (Parámetros de entrada), ya sea de forma gráfica, como en la Figura 4, o de forma descriptiva.

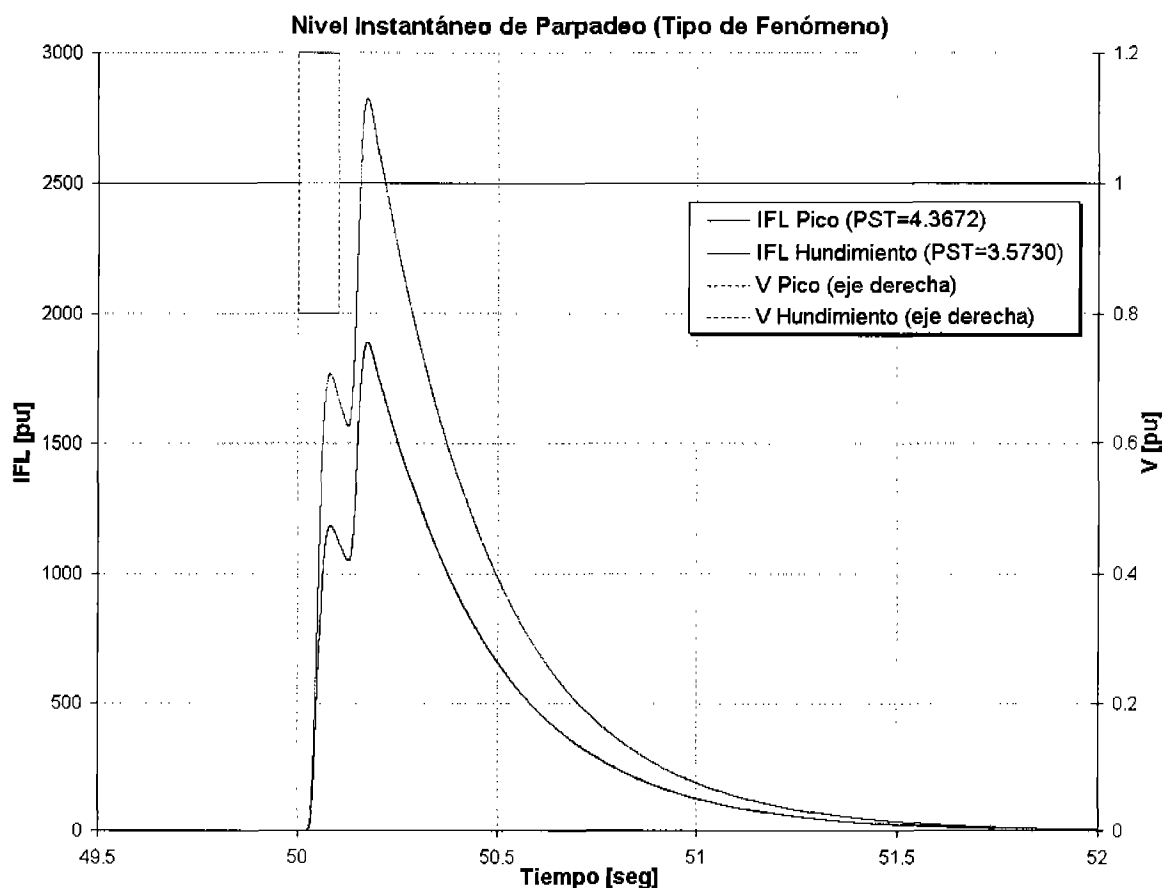


Figura 4 P_{ST} en función del Tipo de fluctuación de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Pico ("Swell") es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Hundimiento ("Sag") ($P_{ST}(\text{Tipo=Pico}) > P_{ST}(\text{Tipo=Hundimiento})$). La Figura 4 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Tipo de fluctuación de tensión.

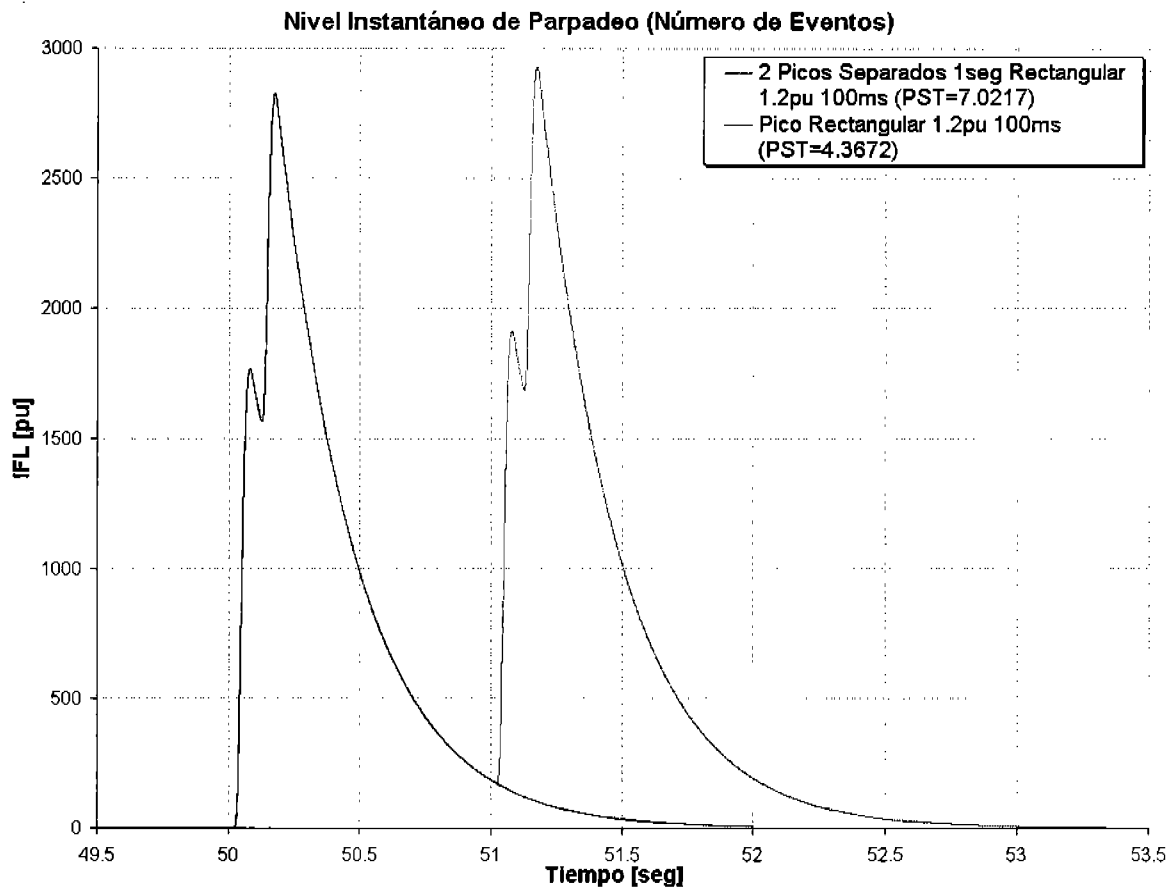


Figura 5 P_{ST} en función del número de eventos (n)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse 2 eventos, en el intervalo de evaluación (10 min), es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un único evento ($P_{ST}(n=2) > P_{ST}(n=1)$). La Figura 5 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable número de eventos.

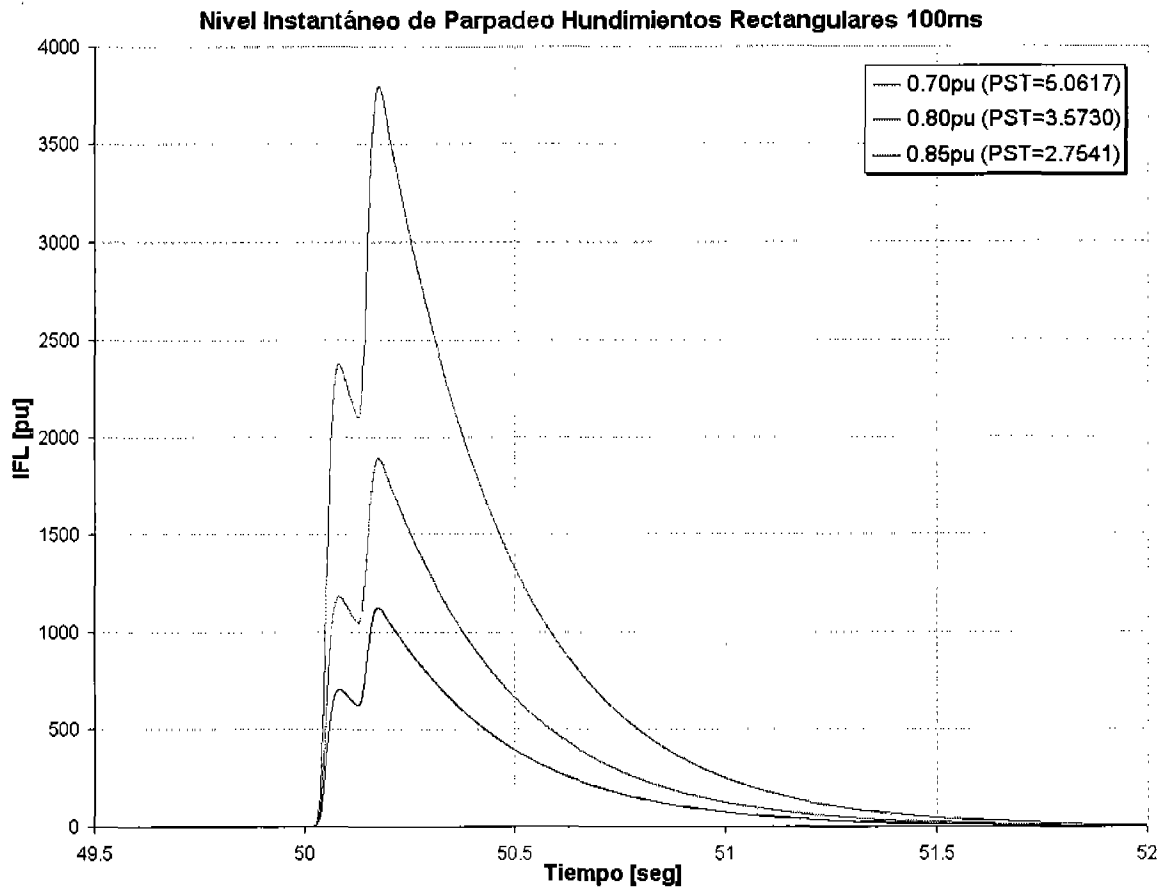


Figura 6 P_{ST} en función del ΔV de las fluctuaciones de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.7 pu ($\Delta V=0.3$ pu) es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.8 pu ($\Delta V=0.2$ pu), el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.85 pu ($\Delta V=0.15$ pu). ($P_{ST}(\Delta V=0.3\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.2\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.15\text{pu})$). La Figura 6 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable ΔV .

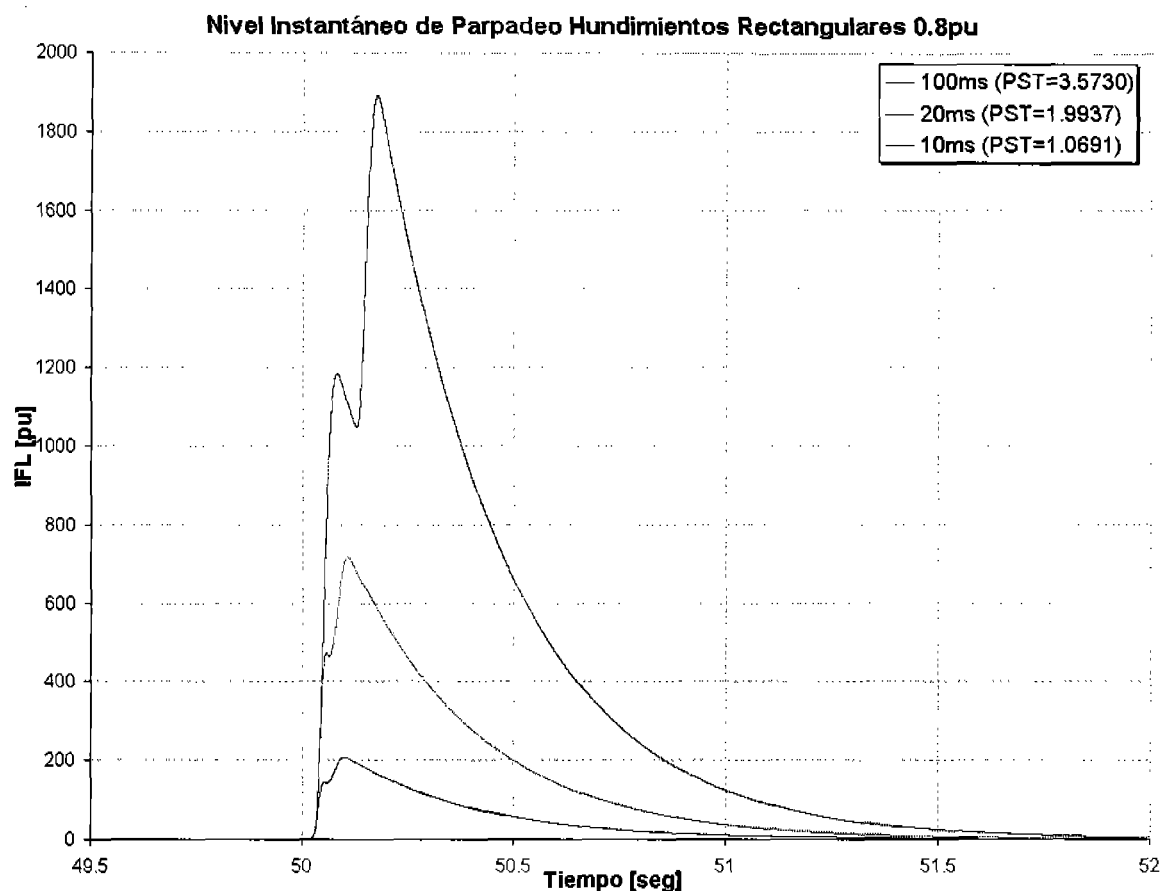


Figura 7 P_{ST} en función de la duración de las fluctuaciones de tensión (Δt)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de 100 ms de duración es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 20 ms de duración, el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 10 ms de duración. ($P_{ST}(\Delta t=100 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=20 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=10 \text{ ms})$). La Figura 7 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Δt .

Al comprobarse que el P_{ST} es función creciente en las variables n , ΔV , Δt y Tipo de fluctuación de tensión se comprueba que el indicador P_{ST} sí permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión.

4 VENTAJAS DE USAR EL P_{ST} .

A continuación se enumeran las ventajas de usar el indicador P_{ST} , propuesto en la norma IEC-61000-4-15 (2003-02).

- Cumple los requerimientos de la CREG (descritos en el numeral 3.).
- Independencia de la distorsión armónica del voltaje. Para medir la distorsión armónica se usa el indicador THDV.
- Uso del rango de percepción del ojo humano.

- Comparabilidad para P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, es decir, relación directa con la susceptibilidad de equipos electrónicos.
- Metodología automática, que no requiere cálculos externos, y es capaz de entregar una evaluación de la severidad relativa¹ 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).
- Uso de tratamientos estadísticos para llevar a cabo el análisis histórico y el seguimiento del sistema.

5 METODOLOGÍA USADA PARA MEDIR FLUCTUACIONES DE TENSIÓN.

A continuación se muestra el resumen del algoritmo usado para obtener el indicador P_{ST} a partir de la señal de Tensión contra el tiempo. Este algoritmo se encuentra descrito de manera detallada en la norma IEC-61000-4-15 (2003-02).

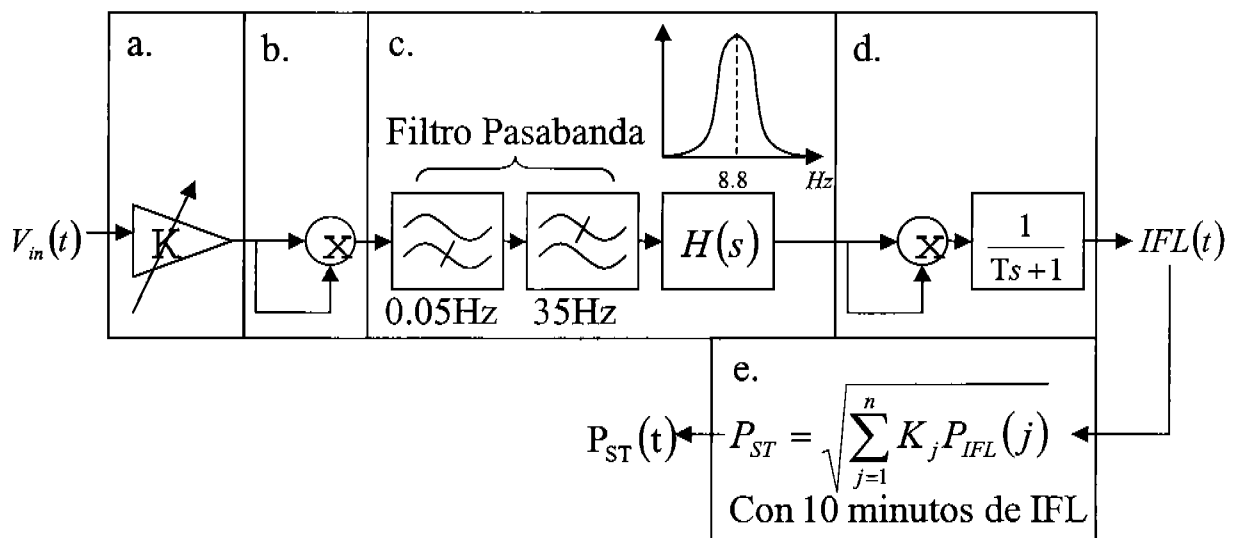


Figura 8 Resumen Algoritmo Medidor de Pardadeo IEC 61000-4-15 (2003-02)

- Adaptador de Entrada:** Bloque de ganancia usado para ajustar la magnitud de la señal de entrada.
- Demodulador Cuadrático:** Bloque cuya función es que el medidor no dependa de la frecuencia fundamental (50Hz ó 60Hz).
- Filtros de Ponderación:** Limitan el ancho de banda de las perturbaciones muestreadas. Consideran la sensibilidad en relación con las diferentes frecuencias de la perturbación.

¹ Relativa a la sensibilidad del sistema lámpara-ojo-cerebro. La IEC asigna $P_{ST}=1$ p.u. al nivel de perturbaciones que percibe el 50% de las personas.

- d. **Estimador No Lineal de la Varianza:** Modela la sensibilidad cuadrática en relación con la Amplitud de la perturbación y la retención posterior a cada evento. A la salida de este bloque se obtiene la señal IFL.
- e. **Tratamiento Estadístico:** Mediante la raíz cuadrada de la suma ponderada (Mediante los coeficientes K_j) de Percentiles ($P_{IFL}(j)$), calculados sobre una muestra de 10 minutos de IFL, se calcula el P_{ST} .

6 EQUIPOS DE MEDICIÓN.

Los equipos de medición a usar, para medir la calidad de la potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082-2002, así:

- Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$ 19,248,000 de diciembre 2001.
- Unidad de adquisición de datos¹, valorada en \$ 22,339,005 de diciembre 2001, según las siguientes tablas² (Costos (FOB) en pesos de diciembre de 2001), incluyendo sistema de procesamiento.

Código de la Unidad Constructiva		N2S1		N2S2	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	47,427,426	1.00	47,427,426	1.00	47,427,426
Seccionador	7,212,635	1.00	7,212,635	2.00	14,425,269
Seccionador con cuchilla	8,935,602	1.00	8,935,602	0.00	0
Transformador de corriente Nivel II	6,243,466	3.00	18,730,397	3.00	18,730,397
Transformador de tensión Nivel II	5,620,285	0.00	0	0.00	0
Pararrayos Nivel II	1,823,779	3.00	5,471,338	3.00	5,471,338
Gabinete control, medida y protección Línea	45,617,394	1.00	45,617,394	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	45,617,394	0.00	0	1.00	45,617,394
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1072.00	2,554,391	1072.00	2,554,391
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	3,390,969	1.00	3,390,969	1.00	3,390,969
Total FOB			179,089,833		177,366,865

¹ Reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19, N3S20 y N4S1 a N4S18 ; según lo enunciado en el numeral 2.7.3 del Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003), fundamento de la Resolución CREG 082-2002. Los cálculos originales se encuentran en dólares de los Estados Unidos de diciembre de 2001. Para calcular el valor en pesos se utilizó la tasa de cambio representativa de mercado del día diciembre 31 de 2001, publicada por el Banco de la República.

² Estas tablas forman parte de los estudios en los cuales se fundamenta el Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003) y por ende la Resolución CREG 082-2002.

DOBLE BARRA Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S3		N2S4	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	47,427,426	1.00	47,427,426	1.00	47,427,426
Seccionador	7,212,635	2.00	14,425,269	3.00	21,637,904
Seccionador con cuchilla	8,935,602	1.00	8,935,602	0.00	0
Transformador de corriente Nivel II	6,243,466	3.00	18,730,397	3.00	18,730,397
Transformador de tensión Nivel II	5,620,265	0.00	0	0.00	0
Pararrayos Nivel II	1,823,779	3.00	5,471,338	3.00	5,471,338
Gabinete control, medida y protección Línea	45,617,394	1.00	45,617,394	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	45,617,394	0.00	0	1.00	45,617,394
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	5,320,716	1.00	5,320,716	1.00	5,320,716
Total FOB			189,299,720		187,576,753

BARRA PRINCIPAL & TRANSFERENCIA Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S5		N2S6	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	47,427,426	1.00	47,427,426	1.00	47,427,426
Seccionador	7,212,635	2.00	14,425,269	3.00	21,637,904
Seccionador con cuchilla	8,935,602	1.00	8,935,602	0.00	0
Transformador de corriente Nivel II	6,243,466	3.00	18,730,397	3.00	18,730,397
Transformador de tensión Nivel II	5,620,265	0.00	0	0.00	0
Pararrayos Nivel II	1,823,779	3.00	5,471,338	3.00	5,471,338
Gabinete control, medida y protección Línea	45,617,394	1.00	45,617,394	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	45,617,394	0.00	0	1.00	45,617,394
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	5,320,716	1.00	5,320,716	1.00	5,320,716
Total FOB			189,299,720		187,576,753

BAHIA DE ACOPLE O SECCIONAMIENTO Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S8	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de Acople	
		Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	47,427,426	1.00	47,427,426
Seccionador	7,212,835	2.00	14,425,269
Seccionador con cuchilla	8,935,602	0.00	0
Transformador de corriente Nivel II	6,243,466	3.00	18,730,397
Transformador de tensión Nivel II	5,620,265	0.00	0
Pararrayos Nivel II	1,823,779	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Línea	45,617,394	1.00	45,617,394
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	45,617,394	0.00	0
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para módulo de acople o transferencia (Global)	5,385,602	1.00	5,385,602
Total FOB			174,957,667

SUBESTACIONES METAL CLAD BARRA SENCILLA Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S9		NSS10	
ITEM	Costo Unitario	Celda Salida circuito		Celda Llegada Trafo	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Celda Circuito de salida	61,806,872	1.00	61,806,872	0.00	0
Celda llegada transformador	63,985,784	0.00	0	1.00	63,985,784
Celda de Interconexión	59,281,991	0.00	0	0.00	0
Celda de medida o auxiliares	52,584,872	0.00	0	0.00	0
Gabinete de protección de barras	125,982,823	0.00	0	0.00	0
Ducto de Barras o cables llegada trafo	62,019,951	0.00	0	0.00	0
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Metal Clad	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Total FOB			88,499,119		90,678,031

Código de la Unidad Constructiva		N2S11		N2S12	
ITEM	Costo Unitario	Celda de Interconexión		Celda Medida o Auxiliares	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Celda Circuito de salida	61,806,872	0.00	0	0.00	0
Celda llegada transformador	63,985,784	0.00	0	0.00	0
Celda de Interconexión	59,281,991	1.00	59,281,991	0.00	0
Celda de medida o auxiliares	52,584,872	0.00	0	1.00	52,584,872
Gabinete de protección de barras	125,982,823	0.00	0	0.00	0
Ducto de Barras o cables llegada trafo	62,019,951	0.00	0	0.00	0
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Metal Clad	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Total FOB			85,974,238		79,277,119

SUBESTACIONES METAL CLAD DOBLE BARRA Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S15		N2S16	
ITEM	Costo Unitario	Celda Salida circuito		Celda Llegada Trafo	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Celda Circuito de salida	67,987,559	1.00	67,987,559	0.00	0
Celda llegada transformador	70,384,362	0.00	0	1.00	70,384,362
Celda de Interconexión	65,210,190	0.00	0	0.00	0
Celda de medida o auxiliares	57,843,359	0.00	0	0.00	0
Gabinete de protección de barras	125,982,823	0.00	0	0.00	0
Ducto de Barras o cables llegada trafo	62,019,951	0.00	0	0.00	0
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Metal Clad	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Total FOB			94,679,806		97,076,609

SUBESTACIONES METAL CLAD DOBLE BARRA Nivel II

Código de la Unidad Constructiva		N2S17		N2S18	
ITEM	Costo Unitario	Celda de Interconexión		Celda Medida o Auxiliares	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Celda Circuito de salida	67,987,559	0.00	0	0.00	0
Celda llegada transformador	70,384,362	0.00	0	0.00	0
Celda de Interconexión	65,210,190	1.00	65,210,190	0.00	0
Celda de medida o auxiliares	57,843,359	0.00	0	1.00	57,843,359
Gabinete de protección de barras	125,982,823	0.00	0	0.00	0
Ducto de Barras o cables llegada trafo	62,019,951	0.00	0	0.00	0
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Metal Clad	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Total FOB			91,902,437		84,535,606

BARRA SENCILLA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S1		N3S2	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	49,498,653	1.00	49,498,653	1.00	49,498,653
Seccionador tripolar	11,751,462	1.00	11,751,462	2.00	23,502,924
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,864	1.00	13,456,864	0.00	0
Transformador de corriente Nivel III (1600 A, 4 nucleos mas caja)	8,423,905	3.00	25,271,715	3.00	25,271,715
Transformador de tensión Nivel III	8,142,854	0.00	0	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,787	3.00	10,271,360	3.00	10,271,360
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	1.00	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	0.00	0	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,383	1340.00	3,192,988	1340.00	3,192,988
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	3,213,151	1.00	3,213,151	0.00	0
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de transformador (Global)	3,213,151	0.00	0	1.00	3,213,151
Total FOB			205,517,319		204,430,536

DOBLE BARRA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S3		N3S4	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea	Bahía de transformador		
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	49,498,653	1.00	49,498,653	1.00	49,498,653
Seccionador tripolar	11,751,462	2.00	23,502,924	3.00	35,254,387
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,864	1.00	13,456,864	0.00	0
Transformador de corriente Nivel III (1600 A, 4 nucleos mas caja)	8,423,905	3.00	25,271,715	3.00	25,271,715
Transformador de tensión Nivel III	8,142,854	0.00	0	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,787	3.00	10,271,360	3.00	10,271,360
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	1.00	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	0.00	0	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	5,185,032	1.00	5,185,032	0.00	0
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	5,185,032	0.00	0	1.00	5,185,032
Total FOB			219,669,571		218,582,788

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S5		N3S6	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	49,498,653	1.00	49,498,653	1.00	49,498,653
Seccionador tripolar	11,751,462	2.00	23,502,924	3.00	35,254,387
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,864	1.00	13,456,864	0.00	0
Transformador de corriente Nivel III (1600 A, 4 nucleos mas caja)	8,423,905	3.00	25,271,715	3.00	25,271,715
Transformador de tensión Nivel III	8,142,854	0.00	0	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,787	3.00	10,271,360	3.00	10,271,360
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	1.00	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	0.00	0	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	5,185,032	1.00	5,185,032	0.00	0
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	5,185,032	0.00	0	1.00	5,185,032
Total FOB			219,669,571		218,582,788

BARRA SENCILLA ENCAPSULADA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S7		N3S8	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Módulo genérico - Línea, Transformador	160,107,658	1.00	160,107,658	1.00	160,107,658
Pararrayos	3,569,658	3.00	10,708,975	3.00	10,708,975
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	1.00	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	0.00	0	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1340.00	3,192,988	1340.00	3,192,988
Cables de Control y Fuerza módulo - Sub Encapsulada (Global)	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Material conexión A.T. para subestaciones encapsuladas (Global)	3,213,151	1.00	3,213,151	1.00	3,213,151
Terminales SF6	27,063,418	1.00	27,063,418	1.00	27,063,418
Total FOB			280,089,881		280,708,500

DOBLE BARRA ENCAPSULADA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S9		N3S10	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Módulo genérico - Línea, Transformador	160,107,658	1.00	160,107,658	1.00	160,107,658
Pararrayos	3,569,658	3.00	10,708,975	3.00	10,708,975
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	1.00	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	0.00	0	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza módulo - Sub Encapsulada (Global)	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Material conexión A.T. para subestaciones encapsuladas (Global)	3,213,151	1.00	3,213,151	1.00	3,213,151
Terrinales SF6	27,063,418	1.00	27,063,418	1.00	27,063,418
Total FOB			280,518,790		281,137,409

METAL CLAD Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S11		N3S12	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de Línea		Bahía de Transf. o Acopli	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Celda - Línea	113,683,769	1.00	113,683,769	0.00	0
Celda - Transformador	101,936,889	0.00	0	1.00	101,936,889
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Cables de Control y Fuerza Módulo - Sub Metalclad (Global)	4,353,242	1.00	4,353,242	1.00	4,353,242
Total FOB			140,376,016		128,629,136

CONVENCIONAL REDUCIDA TIPO 1 Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S13		N3S14	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Reconector	32,802,824	1.00	32,802,824	1.00	32,802,824
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,100	1.00	13,456,100	1.00	13,456,100
Seccionador - Fusible	13,753,954	1.00	13,753,954	1.00	13,753,954
Transformador de Corriente	8,423,905	0.00	0	0.00	0
Transformador de Tensión	8,142,854	0.00	0	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,023	3.00	10,269,069	3.00	10,269,069
Gabinete control, medida y protección	49,111,443	1.00	49,111,443	1.00	49,111,443
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	2144.00	5,108,782	2144.00	5,108,782
Cables de Control y Fuerza módulo - Sub Convencional reducida (Global)	8,706,484	1.00	8,706,484	1.00	8,706,484
Material conexión A.T. para Sub. Convencional Reducida -Línea o Trafo-	3,213,151	1.00	3,213,151	1.00	3,213,151
Total FOB			158,760,811		158,760,811

CONVENCIONAL REDUCIDA TIPO 2 Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S15		N3S16	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Reconector	32,802,824	0.00	0	0.00	0
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,100	1.00	13,456,100	1.00	13,456,100
Seccionador - Fusible	13,753,954	1.00	13,753,954	1.00	13,753,954
Transformador de Corriente	8,423,905	0.00	0	0.00	0
Transformador de Tensión	8,142,854	0.00	0	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,023	3.00	10,269,069	3.00	10,269,069
Gabinete control, medida y protección	49,111,443	1.00	49,111,443	1.00	49,111,443
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	2144.00	5,108,782	2144.00	5,108,782
Cables de Control y Fuerza módulo - Sub Convencional reducida (Global)	8,706,484	1.00	8,706,484	1.00	8,706,484
Material conexión A.T. para Sub. Convencional Reducida -Línea o Trafo-	3,213,151	1.00	3,213,151	1.00	3,213,151
Total FOB			125,957,987		125,957,987

MÓDULO DE ACOPLE CONVENCIONAL Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S19	
ÍTEM	Costo Unitario	Bahía de Acople	
		Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	49,498,653	1.00	49,498,653
Seccionador tripolar	11,751,462	2.00	23,502,924
Seccionador tripolar con cuchilla a tierra	13,456,864	0.00	0
Transformador de corriente Nivel III (1600 A, 4 nucleos mas caja)	8,423,905	3.00	25,271,715
Transformador de tensión Nivel III	8,142,854	0.00	0
Pararrayos tipo estación Nivel III (48 kV)	3,423,787	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	1520.00	3,621,897
Cables de Control y Fuerza Modulo - Sub Convencional (Global)	17,410,677	1.00	17,410,677
Material conexión A.T. para módulo de acople o transferencia (Global)	5,249,918	1.00	5,249,918
Total FOB			196,624,852

MÓDULO DE ACOPLE SUB. ENCAPSULADA Nivel III

Código de la Unidad Constructiva		N3S20	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de Acople	
		Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO			
Módulo genérico - Línea, Transformador	160,107,658	1.00	160,107,658
Pararrayos	3,569,658	3.00	10,708,975
Gabinete control, medida y protección Línea	49,111,443	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	49,730,062	1.00	49,730,062
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	0.00	0
Cables de Control y Fuerza módulo - Sub Encapsulada (Global)	4,353,242	1.00	4,353,242
Material conexión A.T. para subestaciones encapsuladas (Global)	3,213,151	0.00	0
Terminales SF6	27,063,418	0.00	0
Total FOB			247,238,943

BARRA SENCILLA Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S1		N4S2	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	1.00	15,447,136	2.00	30,894,271
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1600 A	12,729,796	3.00	38,189,388	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	0.00	0
Pararrayos tipo estación QNZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	2850.00	6,791,058	2850.00	6,791,058
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	4,524,393	1.00	4,524,393	0.00	0
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de transformador (Global)	2,885,054	0.00	0	1.00	2,885,054
Total FOB			410,189,268		325,946,016

DOBLE BARRA Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S3		N4S4	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	2.00	30,894,271	3.00	46,341,407
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1600 A	12,729,796	3.00	38,189,388	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	0.00	0
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864	4550.00	10,841,864
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	11,607,118	1.00	11,607,118	0.00	0
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	8,525,252	0.00	0	1.00	8,525,252
Total FOB			436,769,935		351,084,156

DOBLE BARRA CON BY PASS Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S5		N4S6	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	4.00	61,788,542	5.00	77,235,678
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1600 A	12,729,796	3.00	38,189,388	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	0.00	0
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	5100.00	12,152,419	5100.00	12,152,419
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	11,607,118	1.00	11,607,118	0.00	0
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	8,525,252	0.00	0	1.00	8,525,252
Total FOB			468,974,761		383,288,982

BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S7		N4S8	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	2.00	30,894,271	3.00	46,341,407
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1800 A	12,729,796	3.00	38,189,388	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	0.00	0
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864	4550.00	10,841,864
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	11,607,118	1.00	11,607,118	0.00	0
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de transformador (Global)	8,525,252	0.00	0	1.00	8,525,252
Total FOB			436,769,935		351,084,156

INTERRUPTOR Y MEDIO Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S9		N4S10	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.50	121,891,922	1.50	121,891,922
Seccionador Tripolar	15,447,136	3.00	46,341,407	4.00	61,788,542
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1800 A	12,729,796	6.00	76,378,776	6.00	76,378,776
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	3.00	33,494,760
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864	7350.00	17,513,780
Cables de Control y Fuerza Modulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para Interruptor y medio o anillo módulo de línea (Global)	8,813,024	1.00	8,813,024	0.00	0
Material conexión A.T. para Interruptor y medio o anillo módulo de transformador (Global)	9,390,401	0.00	0	1.00	9,390,401
Total FOB			528,243,005		486,383,146

ANILLO Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S11		N4S12	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	2.00	30,894,271	3.00	46,341,407
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	1.00	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1800 A	12,729,796	3.00	38,189,388	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	3.00	33,494,760	3.00	33,494,760
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	3.00	15,657,924	3.00	15,657,924
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864	7350.00	17,513,780
Cables de Control y Fuerza Modulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para Interruptor y medio o anillo módulo de línea (Global)	8,813,024	1.00	8,813,024	0.00	0
Material conexión A.T. para Interruptor y medio o anillo módulo de transformador (Global)	9,390,401	0.00	0	1.00	9,390,401
Total FOB			433,975,841		392,115,982

BARRA SENCILLA Nivel IV Encapsulada (SF6)

Código de la Unidad Constructiva		N4S13		N4S14	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Modulo Genérico - Línea, Transformador o Acople	1,520,889,866	1.00	1,520,889,866	1.00	1,520,889,866
Pararrayos	6,784,184	3.00	20,352,552	3.00	20,352,552
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Terminales SF6 - Aire	67,656,254	1.00	67,656,254	1.00	67,656,254
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	2850.00	6,791,058	2850.00	6,791,058
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	13,057,435	1.00	13,057,435	1.00	13,057,435
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de línea (Global)	4,524,393	1.00	4,524,393	0.00	0
Material conexión A.T. para barra sencilla módulo de transformador (Global)	8,813,024	0.00	0	1.00	8,813,024
Total FOB			1,794,868,483		1,757,356,826

DOBLE BARRA Nivel IV Encapsulada (SF6)

Código de la Unidad Constructiva		N4S15		N4S16	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO					
Modulo Genérico - Línea, Transformador o Acople	1,520,889,866	1.00	1,520,889,866	1.00	1,520,889,866
Pararrayos	6,784,184	3.00	20,352,552	3.00	20,352,552
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	1.00	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	0.00	0	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005	1.00	22,339,005
Terminales SF6 - Aire	67,656,254	1.00	67,656,254	1.00	67,656,254
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864	4550.00	10,841,864
Cables de Control y Fuerza Modulo (Global)	13,057,435	1.00	13,057,435	1.00	13,057,435
Material conexión A.T. para conf con 2 barras módulo de línea (Global)	11,607,118	1.00	11,607,118	0.00	0
Material conexión A.T. Conf. con 2 barras módulo de transformador (Global)	2,885,054	0.00	0	1.00	2,885,054
Total FOB			1,806,002,014		1,755,479,662

MODULOS DE MANIOBRA Nivel IV (Aciple, Transferencia o seccionamiento)

Código de la Unidad Constructiva		N4S17	
ITEM	Costo Unitario	de Acople/Transf./Secc	Cantidad Costo Total
EQUIPOS DE PATIO			
Interruptor	81,261,281	1.00	81,261,281
Seccionador Tripolar	15,447,136	2.00	30,894,271
Seccionador Tripolar con Cuchilla de Puesta a Tierra	22,756,000	0.00	0
Transformador de corriente 1600 A	12,729,796	3.00	38,189,388
Transformador de tensión	11,164,920	0.00	0
Pararrayos tipo estación ONZ 96 kV	5,219,308	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	4550.00	10,841,864
Cables de Control y Fuerza Módulo (Global)	30,470,403	1.00	30,470,403
Material conexión A.T. para módulo de acople, transferencia o secc. (Global)	8,525,252	1.00	8,525,252
Total FOB			319,979,096

MODULO DE MANIOBRA SF6 Nivel IV

Código de la Unidad Constructiva		N4S18	
ITEM	Costo Unitario	Bahía de Acople	
		Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO NIVEL IV - S/E Encapsulada			
Modulo Genérico - Línea, Transformador o Acople	1,520,889,866	1.00	1,520,889,866
Pararrayos	6,784,184	3.00	20,352,552
Gabinete control, medida y protección Línea	139,257,920	0.00	0
Gabinete control, medida y protección Transformador o Acople	97,457,632	1.00	97,457,632
Unidad de adquisición de datos	22,339,005	1.00	22,339,005
Terminales SF6 - Aire	67,656,254	0.00	0
Estructura metálica del módulo (Costo Acero por kg estruc.)	2,382.83	0.00	0
Cables de Control y Fuerza Modulo (Global)	13,057,435	1.00	13,057,435
Total FOB			1,674,096,491

Los equipos de medición a utilizar deben al menos, respecto a la calidad de la potencia:

- Medir el indicador THDV, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 [1992].
- Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ($V^{(2)} / V^{(1)}$).
- Medir hundimientos y picos, de acuerdo con el 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 1 minuto) por debajo o por encima de la permitida en el numeral 6.2.1 del Anexo 1 del Proyecto de Resolución.
- Estar en capacidad de medir el indicador P_{ST} , 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 del voltaje, para ser procesada en otra parte del sistema, como se describe en el numeral 9., 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 en el literal e) del numeral 9.

Los equipos de medida y su sistema de procesamiento de datos forman el sistema de medición y registro. El sistema completo de medición y registro debe 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 al SUI.

7 PROPUESTA

Los límites máximos exigidos para P_{ST} serán definidos por la CREG a partir de los resultados obtenidos de un estudio de diagnóstico del sistema colombiano. Los valores del indicador P_{ST} deberán ser reportados, tal como se hace con los otros indicadores de calidad (Frecuencia y Duración de las interrupciones).

Se propone iniciar con una regulación basada en el Autocontrol para el indicador P_{ST} . El fundamento de esta propuesta es hacer que las propias empresas dirijan esfuerzos a resolver los problemas de la Calidad de la 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 resultados permitirá establecer si el sistema de Autocontrol funciona o si se requiere implementar incentivos económicos para alcanzar las metas propuestas.

Para que el sistema de autogestión funcione, se requiere mucha automatización, fluidez y confiabilidad de la información reportada por los agentes, tanto de los resultados estadísticos históricos del indicador propuesto como de las medidas adoptadas por las empresas para ajustarlos a las metas.

Con el fin de calibrar las metas y diseñar sendas de ajuste para el P_{ST} , se propondrá una gradualidad mediante un plan, para instalar el sistema de medición y registro del indicador, en conjunto con la recolección y reporte de datos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

El cumplimiento de los indicadores P_{ST} y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos del usuario, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía. Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa. Esto se debe a que los indicadores P_{ST} y THDV no miden la totalidad de los fenómenos de CPE (p.e. no miden adecuadamente fenómenos transitorios de muy corta duración) y a la dificultad económica de medir CPE en la frontera del usuario.

Finalmente, con el fin de obtener una mayor claridad conceptual acerca de los motivos técnicos que han llevado a la CREG a proponer el P_{ST} como un indicador de fluctuaciones de tensión y parpadeo se recomienda la lectura de la siguiente literatura:

1. Artículo "Voltage and Lamp Flicker Issues: Should the IEEE Adopt the IEC Approach?", en el cual se concluye:

"Existen muchas situaciones prácticas donde la metodología existente de "curva de parpadeo" no puede ser aplicada de forma consistente. El IEC se ha dirigido hacia una técnica de medición estandarizada y ha desarrollado límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en ésta técnica. Experiencia significativa con ésta técnica de medición ha validado la aproximación para sistemas de potencia Europeos y las modificaciones necesarias requeridas para adaptar el procedimiento de medición y los límites para sistemas de potencia Norteamericanos se encuentran ahora disponibles. Los casos de estudio presentados en el artículo demuestran la correlación entre las quejas del usuario y el registro del medidor de parpadeo, lo cual indica que los límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en metodologías IEC pueden ser usados de forma efectiva en Norteamérica." (hemos subrayado - traducción no oficial)

Los autores de éste artículo son:

S. Mark Halpin - Mississippi State University, Starkville, MS

Roger Bergeron - Hydro Quebec, Varennes (Quebec), Canada
Tom Blooming - Cooper Power Systems, Franksville, WI
Reuben F. Burch - Alabama Power Company, Birmingham, AL
Larry E. Conrad (Chair, TF on Light Flicker) - Cinergy Corp., Plainfield, IN
Thomas S. Key (Secretary, TF on Light Flicker) - EPRI Power Electronic Applications Center, Knoxville, TN

Este artículo puede ser consultado en la siguiente dirección:
<http://grouper.ieee.org/groups/1453/drpaper.html>

2. Tesis de Maestría "Evaluación de Fenómenos Calificadores de la Calidad de la Potencia Eléctrica CPE", en la cual se concluye, entre otras:

"...Los indicadores de severidad de flicker que propone la IEC, son en realidad indicadores de severidad de fluctuaciones de tensión y sus niveles de compatibilidad, cobijan a la mayoría de los equipos del sistema de potencia." (hemos subrayado)

El autor de ésta tesis es:

IE Msc José Armando Bohórquez Cortazar – UPB, Medellín.

Esta tesis puede ser solicitada al correo de la Especialización y Maestría en T&D de la UPB, Medellín: transmision@logos.upb.edu.co

3. Tesis de Pregrado "Estudio de los Principales Problemas que afectan la Calidad de la Potencia Eléctrica (Casos de aplicación en Antioquia)", en la cual se concluye, entre otras:

"...Los estándares IEC (61000-4-15, 61000-3-3, 61000-3-5, 61000-3-7) son los más adecuados para la regulación, no sólo de flicker, sino también de fluctuaciones de tensión, emitidas por causas controlables. A partir de estos estándares se puede entrar a regular en Colombia, en un principio considerando los límites que señala como niveles de referencia, y en un futuro estableciendo dichos valores de acuerdo con la realidad colombiana." (hemos subrayado)

Los autores de ésta tesis son:

IE Andrés Emiro Díez Restrepo – UPB, Medellín

IE Pablo Uribe Gómez – UPB, Medellín

IE Sara Inés Betancur Tirado – UPB, Medellín

Esta tesis puede ser solicitada al correo de la Especialización y Maestría en T&D de la UPB, Medellín: transmision@logos.upb.edu.co

En la propuesta final se incluye el monitoreo de algunos indicadores adicionales. Esto debido a la recepción de varios comentarios y los análisis técnicos, acerca de su conveniencia, realizados por la Comisión. Un resumen de ellos se reseña a continuación:

- El reporte simultaneo de interrupciones se incluyó para facilitar el análisis de los valores de P_{ST} , dado que su impacto sobre el P_{ST} debe ser descontado.

- El reporte de desviaciones estacionarias de tensión se incluye debido al consenso en todo el sector de la gravedad de estas desviaciones, tanto de las sobretensiones como de las bajas tensiones, y de la necesidad de medirlo constantemente. Es bien conocido, a manera de ejemplo, que una sobretensión puede dañar un equipo por exceso de energía, y una baja tensión puede quemar un motor por falta de energía en el arranque.
- La medición del voltaje de secuencia negativa se incluye a solicitud de la academia, teniendo en cuenta que un gran desbalance en la tensión de suministro tiene efectos negativos, a nivel de incremento de pérdidas y problemas en el arranque de maquinaria trifásica.
- La medición de hundimientos y picos, según el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02) se incluyó dado que podrá ser utilizada para depurar las mediciones de P_{ST} .

8 PLAN PARA INSTALAR EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DEL INDICADOR P_{ST} .

El Plan consiste en instalar Equipos de Registro, que cumplan las condiciones enumeradas anteriormente, de forma tal que para enero de 2006, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 5 % de los circuitos a 13.2 kV cuya unidad constructiva reconozca esos equipos, y en la totalidad de los circuitos donde esto ocurra, en un plazo de 2 años más.

9 PLAN DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Para cada punto de medida se usará la siguiente metodología para procesar la información cada 10 minutos:

- a) Descarga de Información:** Se descargan 10 minutos de la señal Tensión contra Tiempo del registrador. Posteriormente a esto, la memoria del registrador destinada a almacenar ésta información puede ser borrada.
- b) Almacenamiento de fluctuaciones estacionarias de tensión:** Las desviaciones, en valor absoluto, de la tensión r.m.s de duración superior 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 P_{ST} . Se dejará constancia de la existencia de estas en los registros de P_{ST} según lo indicado en el literal f).
- c) Almacenamiento de interrupciones:** Las discontinuidades en la prestación del servicio, superiores a un minuto y con tensión menor al 10% de la tensión nominal, serán almacenadas en forma separada y su impacto sobre el P_{ST} será descontado en el período de los 10 minutos correspondientes para efectos de la evaluación de los valores obtenidos de P_{ST} . Se dejará constancia de la existencia de estas en los registros de P_{ST} según lo indicado en el literal f).
- d) Cálculo del P_{ST} :** Usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02) se calcula el P_{ST} a partir de la información descargada. El ejecutable para calcular el P_{ST} a partir de la información, en medio magnético, de la señal de tensión, podrá ser tomado de la página web de la CREG.

- e) **Almacenamiento Voltaje de Secuencia Negativa:** Se tomará al menos una medida de la relación $V^{(2)} / V^{(1)}$ (Voltaje de Secuencia Negativa sobre Voltaje de Secuencia Positiva). En caso que $V^{(1)}$ y $V^{(2)}$ sean menores al 10%, la relación tomará el valor de cero. Se dejará constancia de la existencia de estas en los registros de P_{ST} según lo indicado en el literal f).
- f) **Almacenamiento de P_{ST} :** La información es almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado CEL_OR_Semana_j_PM.csv; donde OR corresponde al nombre del Operador de Red, j corresponde al número de la semana, y PM corresponde al nombre del punto de medida. Para efectos de administración de esta información, el administrador del SUI, con el concepto de los operadores, determinará los nombres definidos en éste literal. Para cada intervalo de tiempo se registra la Fecha y Hora en la cual comienza el período de evaluación del P_{ST} , el número de interrupciones que comenzaron en el intervalo y la duración total de las interrupciones durante éste (en segundos), el número de desviaciones estacionarias de tensión (DET) que comenzaron en el intervalo y la duración total de las FET durante éste (en segundos), el valor del P_{ST} para cada fase medida, con cuatro cifras decimales, y el valor de la relación $V^{(2)} / V^{(1)}$, con cuatro cifras decimales, utilizando el siguiente formato: "dd/mm/aaaa, hh:mm, NI, DI, NDET, DDET, Pst_R, Pst_S, Pst_T, V2V1". (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 = P_{ST} por fase, V2V1 = relación $V^{(2)} / V^{(1)}$).
- g) **Almacenamiento de eventos:** La información de los eventos de tensión es almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado ET_OR_Semana_j_PM.csv; donde OR corresponde al nombre del Operador de Red, j corresponde al número de la semana, y PM corresponde al nombre del punto de medida. Para efectos de administración de esta información, el administrador del SUI, con el concepto de los operadores, determinará los nombres definidos en éste literal. Para cada intervalo de tiempo se registra la Fecha y Hora en la cual comienza el evento, la mayor desviación (positiva o negativa) normalizada respecto al voltaje U_{SR} definido en el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02), por fase, con cuatro cifras decimales y la duración del evento (en segundos) con dos cifras decimales, utilizando el siguiente formato: "dd/mm/aaaa, hh:mm, DV_R, DV_S, DV_T, TET". (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 calculan usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02).

Si el Registrador está en capacidad de medir el P_{ST} directamente, en el literal a) se realiza la descarga del valor del P_{ST} . Por lo tanto, en este caso, no es necesario llevar a cabo el literal d),. La semana 1 corresponde a la semana que se inicia el 2 de enero del año 2006

El Operador de Red deberá enviar semanalmente al Sistema Único de Información, un archivo comprimido de tipo "zip", que contenga únicamente los archivos "csv" con las 1008 medidas y los eventos de tensión (para cada semana y para cada punto de medida) usando el formato explicado anteriormente. El archivo comprimido será llamado CEL_OR_Semana_j.zip; donde OR corresponde al nombre del Operador de Red y j corresponde al número de la semana. Se entiende 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 de la semana anterior será de 3 días. El estudio de diagnóstico preliminar durará 27 semanas contadas a partir del 2 de enero de 2006.

10 PROCESO DE DISCUSIÓN EXTERNO

Los siguientes son los puntos más relevantes del proceso de discusión externo:

- a) El 30 de julio de 2004 se publica, en el Diario Oficial, la Resolución CREG 058 de 2004, por la cual se somete a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados la propuesta regulatoria sobre Calidad de la Potencia –CPE-, contenida en el Documento CREG 042 del 15 de julio de 2004, titulado "Calidad de la Potencia".
- b) El 25 de agosto de 2004 se realiza la jornada informativa sobre la propuesta metodológica sobre calidad de la potencia eléctrica resolución CREG 058 de 2004, citada mediante Circular CREG 020 de 2004.
- c) El 4 de diciembre de 2004 se publica, en el Diario Oficial, la Resolución CREG 083 de 2004, por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, "Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica."

11 ANÁLISIS COMENTARIOS

A continuación se presenta una reseña de los comentarios realizados y del análisis realizado por la Comisión.

11.1 Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación –ICONTEC-

Radicados CREG: E-2004-006806 y E-2005-001074

Recibidas: 25 de agosto de 2004 y 15 de febrero de 2005

Firmas: HORACIO TORRES SÁNCHEZ, Presidente Comité CT129 – Calidad de la energía eléctrica (2004); GLORIA MARIA ACERO GARIBELLO, Profesional de normalización y JAIRO FLECHAS V., Presidente Comité CT129 – Calidad de la energía eléctrica (2005).

11.1.1. "1. Las definiciones allí establecidas, por ejemplo el correspondiente con "sag" y "swell" no corresponde con los establecidos en las Normas Técnicas Colombianas."

Las definiciones establecidas en el Documento CREG 042 de 2004 fueron ampliamente discutidas y cotejadas al interior de la Comisión. Por ejemplo las enunciadas para Hundimiento ("Sag") y Pico ("Swell") corresponden a la traducción, adaptada a la regulación colombiana, de las definiciones dadas por IEEE para estos fenómenos. Sin embargo, si usted considera que esas definiciones no son correctas agradeceríamos enviara las que considera correctas, así como su fuente, con el fin de analizarlas.

11.1.2. "2. El índice Pst propuesto, únicamente permite detectar si hubo o no variaciones durante un periodo de monitoreo, pero no permite diferenciar entre sags o swells ni tampoco, establecer la severidad de la perturbación."

Antes de analizar este numeral es importante considerar que el indicador a usar para medir simultáneamente fluctuaciones de tensión y parpadeo debe ser una función creciente, es decir, entre más severas sean las fluctuaciones de tensión, se debe obtener un mayor valor del indicador. Ahora bien, también se debe considerar que la severidad de las fluctuaciones de tensión se incrementa al aumentar el valor de variables como el número de eventos, ΔV , la duración y el tipo de las fluctuaciones de tensión. Esta última afirmación es aceptada internacionalmente, lo cual se refleja en el hecho de que organizaciones como CBEMA, EPRI, IEEE, IEC, etc modelan la severidad en función de estas variables.

Para analizar la veracidad de la propuesta se muestran a continuación algunas de las figuras presentadas en la jornada informativa sobre Calidad, llevada a cabo el día miércoles 25 de agosto en las instalaciones de la CREG. En estas figuras se muestra el comportamiento de la señal IFL (Definida en el Documento CREG 042 de 2004) en el tiempo (Variable intermedia) y el valor de P_{ST} (Resultado), así como las características de las fluctuaciones de tensión simuladas (Parámetros de entrada), ya sea de forma gráfica, como en la Figura 9, o de forma descriptiva.

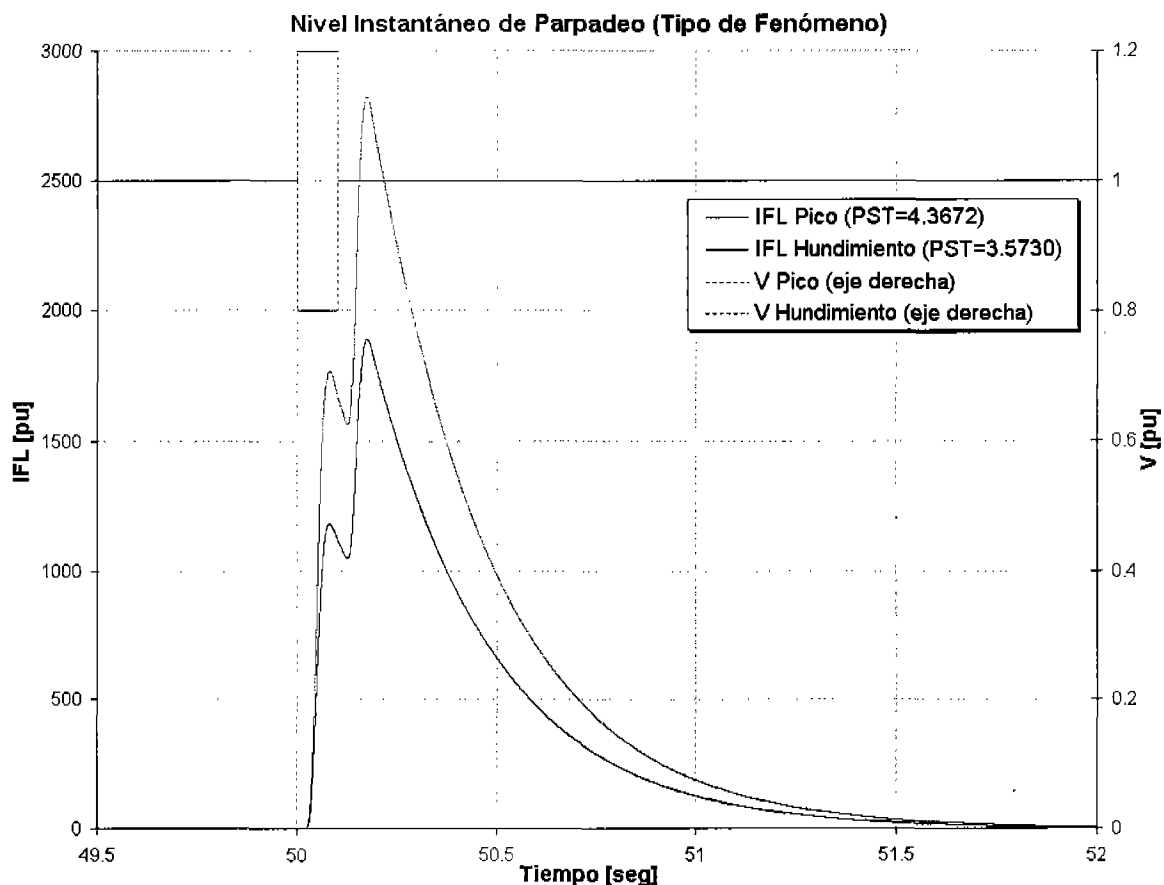


Figura 9 P_{ST} en función del Tipo de fluctuación de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Pico ("Swell") es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Hundimiento ("Sag")

($P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Pico}) > P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Hundimiento})$). La Figura 9 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Tipo de fluctuación de tensión.

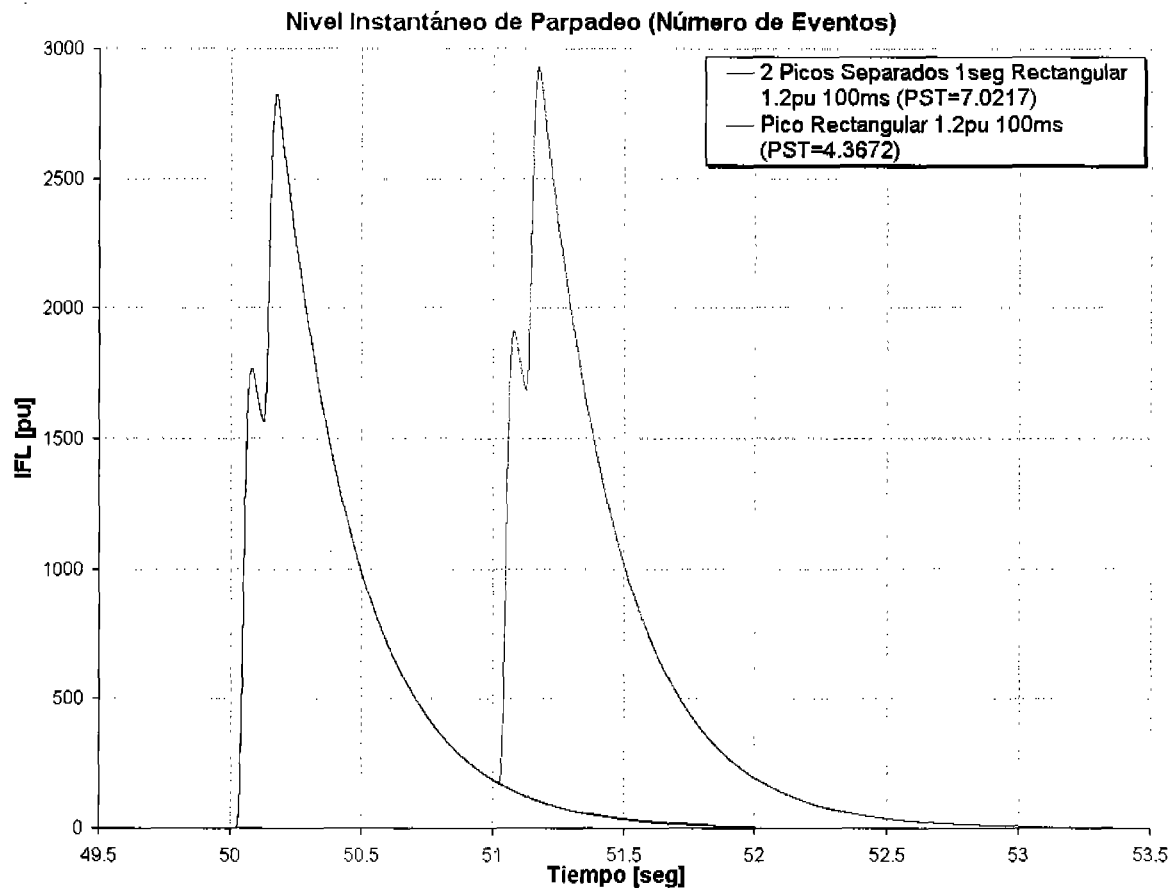


Figura 10 P_{ST} en función del número de eventos (n)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse 2 eventos, en el intervalo de evaluación (10 min), es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un único evento ($P_{ST}(n=2) > P_{ST}(n=1)$). La Figura 10 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable número de eventos.

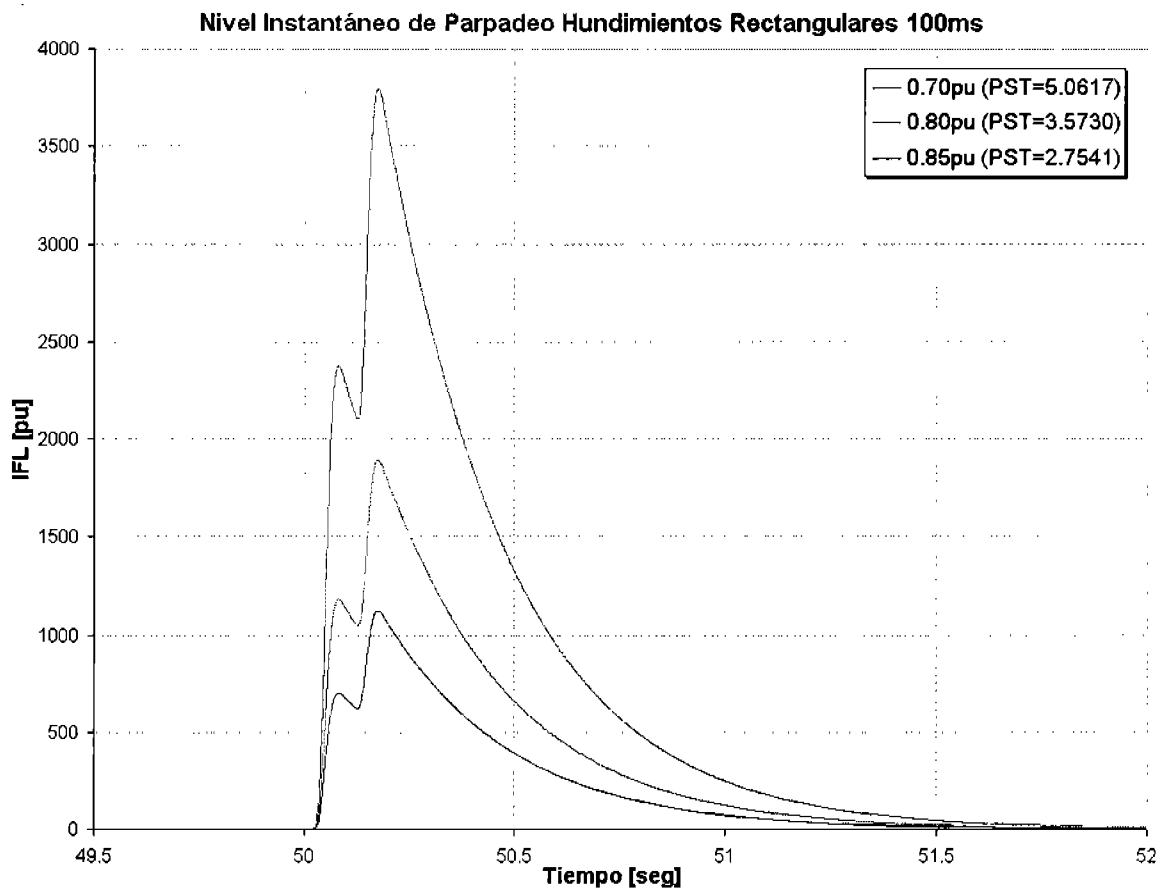


Figura 11 P_{ST} en función del ΔV de las fluctuaciones de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.7 pu ($\Delta V=0.3$ pu) es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.8 pu ($\Delta V=0.2$ pu), el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.85 pu ($\Delta V=0.15$ pu). ($P_{ST}(\Delta V=0.3\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.2\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.15\text{pu})$). La Figura 11 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable ΔV .

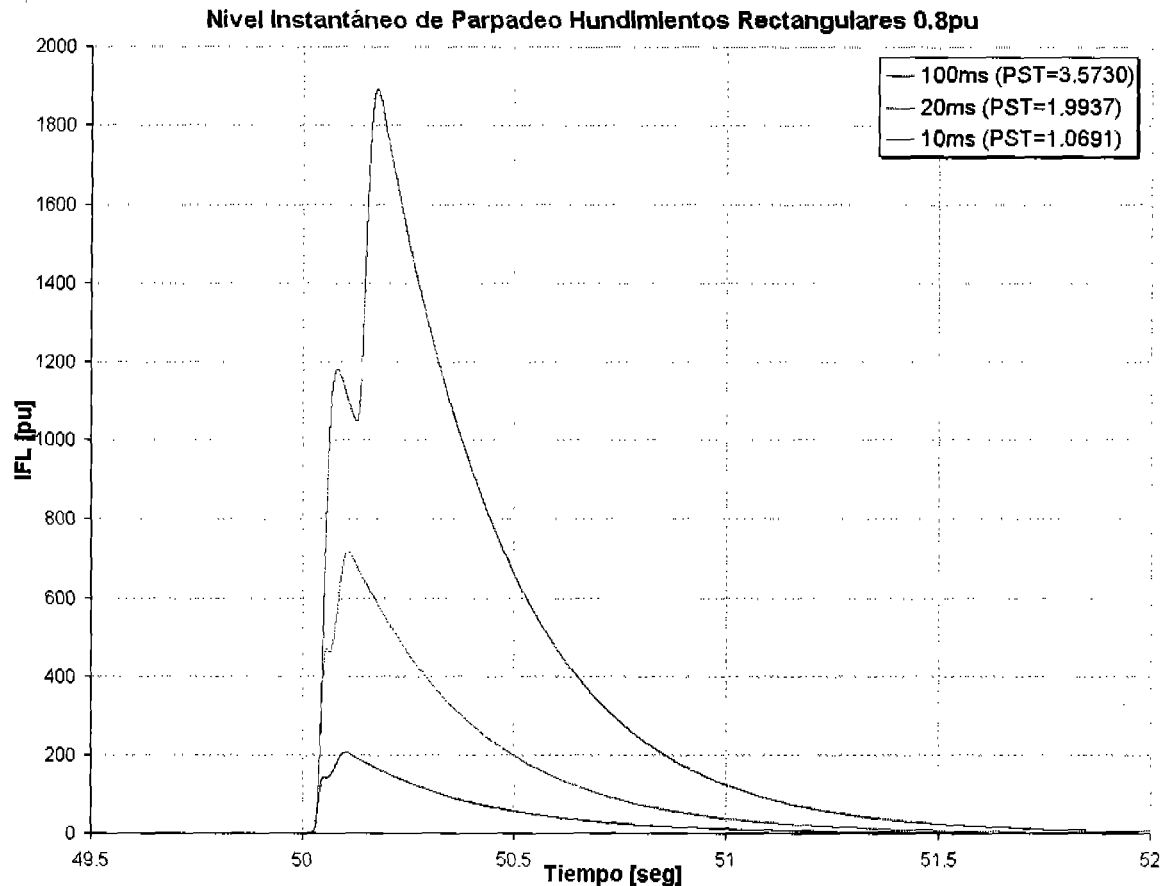


Figura 12 P_{ST} en función de la duración de las fluctuaciones de tensión (Δt)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de 100 ms de duración es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 20 ms de duración, el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 10 ms de duración. ($P_{ST}(\Delta t=100 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=20 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=10 \text{ ms})$). La Figura 12 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Δt .

Al comprobarse que el P_{ST} es función creciente en las variables n , ΔV , Δt y Tipo de fluctuación de tensión se comprueba que:

- El indicador P_{ST} si permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión.
- Si el P_{ST} permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión, entonces la capacidad del P_{ST} no sólo se limita a detectar si hubo o no variaciones durante un período de monitoreo.
- Además se comprueba como el indicador P_{ST} permite diferenciar la severidad de un Pico y un Hundimiento, dado que le asigna una mayor severidad al Pico que al Hundimiento.

Debe tenerse en cuenta que muchas veces los fenómenos que se presentan no se pueden clasificar como Hundimientos ("Sags") o Picos ("Swells") de manera inequívoca, dado que frecuentemente los fenómenos presentan combinaciones de comportamientos,

de tal forma que lo que debe buscarse es que sean detectados como distorsiones transitorias de la forma de onda, respecto de su forma estándar, y no una clasificación estricta de subidas o bajadas. En este sentido, obviamente lo ideal sería contar con la forma de onda completa registrada, para poder hacer análisis temporales completos. El costo de dichos registros o su comparación con cartas resultaría en valores de inversión prohibitivos (que no están siendo considerados en la remuneración actual de la actividad), por lo que no se considera viable todavía.

11.1.3. "3. El índice P_{ST} propuesto, no indica nada acerca de la frecuencia de ocurrencia de un Sag o un Swell, ni tampoco de su magnitud o duración. (Factores importantes para el correcto desempeño de un equipo ante perturbaciones eléctricas)."

Los parámetros duración, magnitud, forma, etc son usados para determinar el correcto desempeño de un equipo ante perturbaciones eléctricas. Ya se mostró claramente cómo el P_{ST} mide la severidad en función de la frecuencia de ocurrencia, la magnitud y la duración.

De otro lado, lo importante, tal como ustedes lo expresan en su comunicación, desde el punto de vista de la Calidad, no es tener un registro de estas variables (Parámetros de Entrada) sino un registro de la medida de la severidad de estas (Resultado), denominada perceptibilidad, ya que es ésta variable la que eventualmente puede ser cuantificada por un inversionista con el fin de tomar decisiones. Una forma simple de hacerlo es tomando un valor umbral para sus equipos y, usando una serie histórica (como las que se obtienen con la propuesta actual) o sintética (calculada a partir de una histórica) de P_{ST} , determinar variables como la indisponibilidad por deficiencias en CPE o estrategias para optimizar su plan de mantenimiento, y sus efectos económicos.

11.1.4. "4. El cálculo del P_{ST} está basado en un estudio sobre la percepción y la irritabilidad en una muestra de personas ante variaciones de tensión que ocasionan cambios en la luminosidad, de tal forma que cuando el indicador tiene un valor igual a 1, el 50% de las personas sufren irritabilidad. De ser empleado un indicador de este estilo debería estar soportado en el nivel de susceptibilidad de los equipos."

Es importante considerar que, desde el punto de vista histórico, el P_{ST} fue diseñado originalmente para medir el efecto del Parpadeo en el sistema lámpara-ojo-cerebro (Definido en el Documento CREG 042 de 2004) y que dado el alto comportamiento estocástico de sus variables (Por tener este sistema, entre otras, una alta componente humana) es claro que un tratamiento con criterios totalmente determinísticos no es el más adecuado. Sin embargo, dada la aproximación metodológica general usada por IEC para medir este efecto particular, el valor umbral de susceptibilidad del sistema lámpara-ojo-cerebro ($P_{ST}=1$ pu) termina siendo al final un simple punto de referencia (P_{ST} Base) en la escala de unidades de medición de severidad de las fluctuaciones de tensión y parpadeo (Muy al estilo del punto de ebullición del agua, a presión estándar, en la escala de unidades Celsius, 100°C). Es claro que el otro punto de referencia lo constituye la medición de la forma de onda estándar ($P_{ST}=0$ pu), muy al estilo del punto de fusión del agua, a presión estándar, en la escala de grados Celsius, 0°C.

Ahora bien, citando el Documento CREG 042 de 2004:

“...al superponer una curva a P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, se observa que su forma es bastante similar, como se ilustra en la Figura 3.

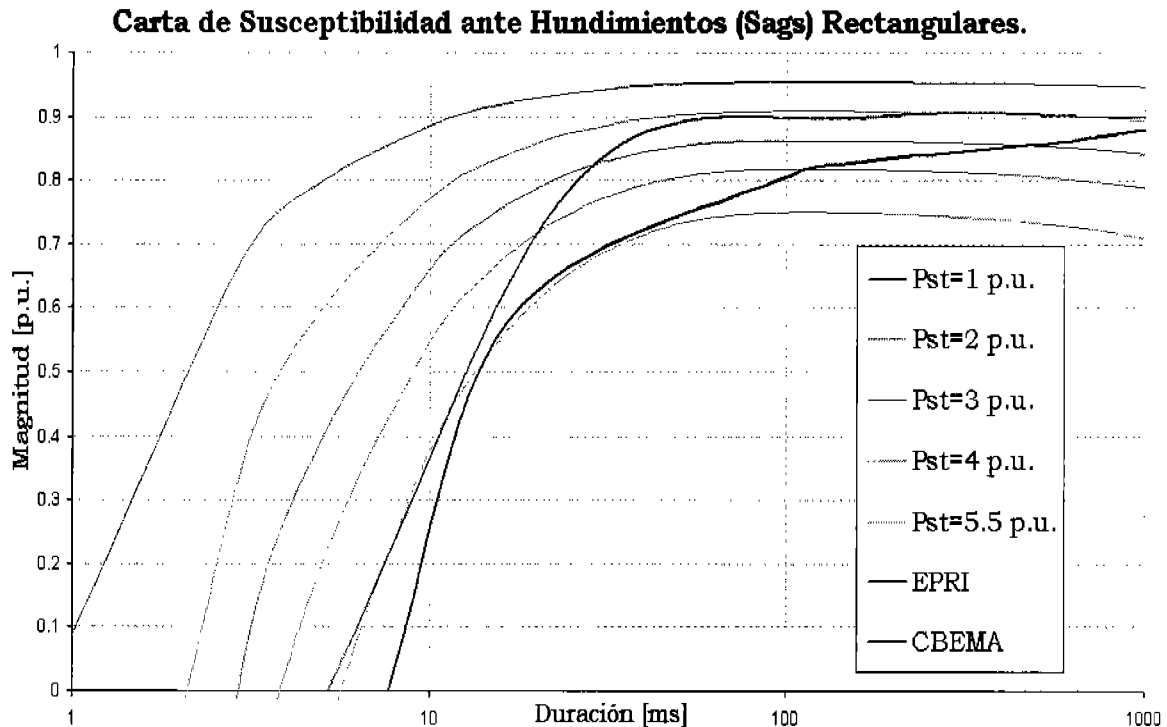


Figura 3 Curvas P_{ST} constante, CBEMA y EPRI"

De esta figura se deduce que no es difícil obtener un valor umbral de P_{ST} para un equipo particular a partir de su curva de susceptibilidad, dado que este valor umbral se puede obtener al comparar la curva del equipo con la familia de curvas de nivel a P_{ST} constante.

11.1.5. "5. El filtro pasabanda alrededor de 8.8 Hz corresponde al nivel de percepción ante variaciones de tensión de 5 a 10 Hz; con este filtro se atenuarían perturbaciones en frecuencia del orden de 1 Hz o de 0.5 Hz, que corresponden a un Sag o Swell de 1 o 2 segundos de duración, lo cual resulta perjudicial para un equipo y no es molesto al ojo humano."

Antes de analizar este punto consideramos importante brindar claridad conceptual, en relación a que en el filtro mencionado (Denominado H(s) en el Documento CREG 042 de 2004) las **Componentes** de las desviaciones con respecto a la forma de onda estándar de frecuencias fuera del rango 5.6 Hz a 13.1 Hz se encuentran fuera del Ancho de Banda del filtro, y por lo tanto, según el criterio que define el ancho de banda, se pueden considerar atenuadas. Esto se ilustra en la Figura 13.

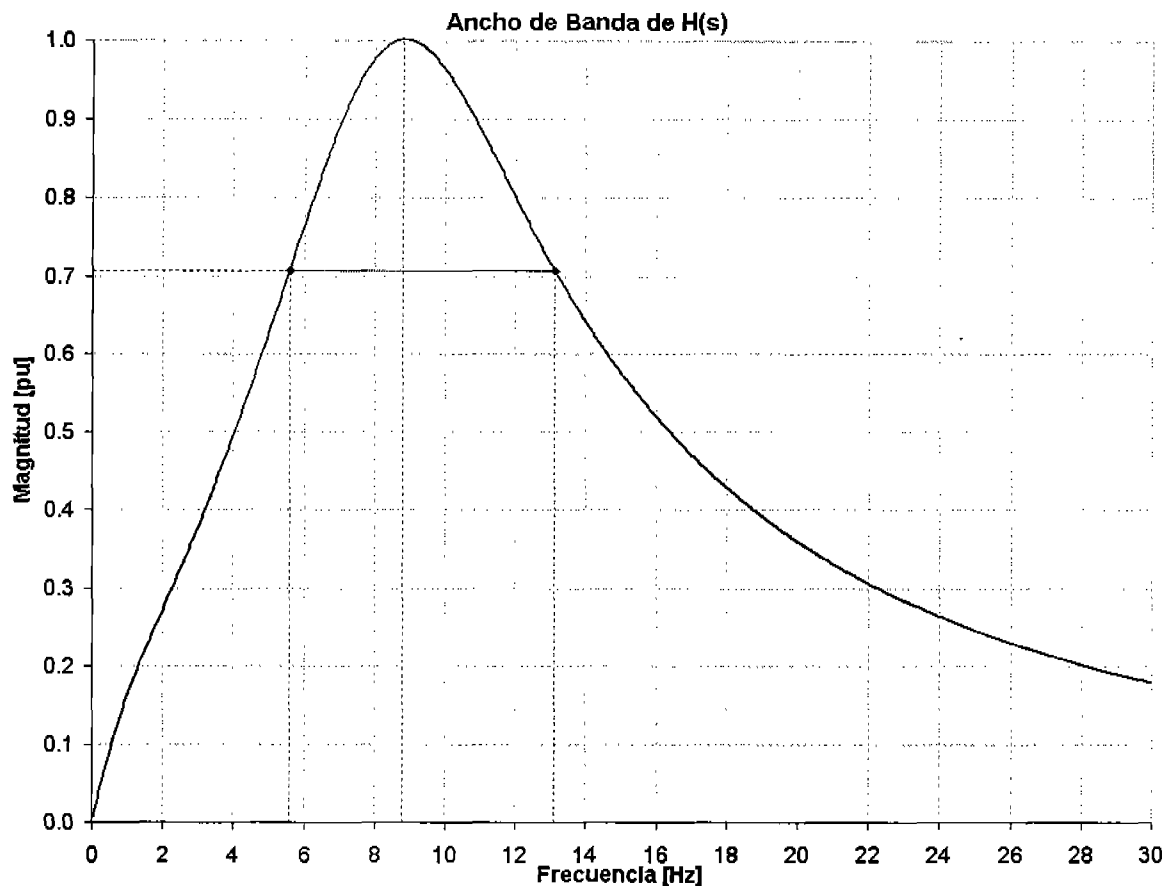


Figura 13 Magnitud $H(s)$ en el dominio de la frecuencia

Ahora bien, la teoría de la Transformada de Fourier (En el caso particular se la Serie de Fourier) dice que siempre que una perturbación **periódica** no tenga forma senoidal pura, tiene componentes en algunas frecuencias múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. En el caso de perturbaciones **no periódicas**, como los Picos y los Hundimientos, la teoría de la Transformada de Fourier dice que tienen componentes en algunos rangos de frecuencias. La Transformada de Fourier de un pulso rectangular de 1 s de duración (aproximación aceptable de la señal obtenida a la salida del Filtro Pasabanda 0.05-35 Hz, ilustrado en el Documento CREG 042 de 2004, cuando se presenta un Pico rectangular de 1 s de duración), denominado en este ejemplo $p(t)$ (Y siguiendo la notación $P(s=j\omega)$ es la Transformada de Fourier de $p(t)$), se ilustra en la Figura 14.

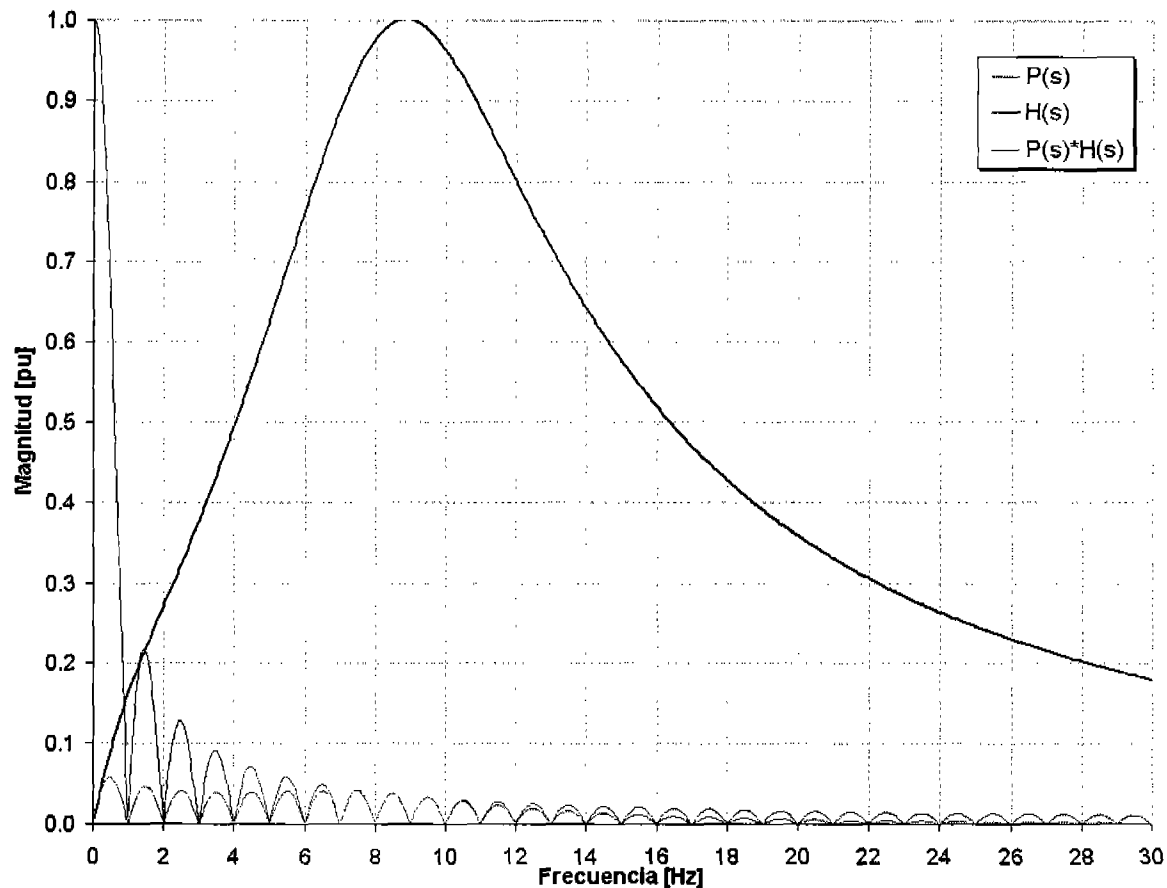


Figura 14 Transformada de Fourier Pulso Rectangular 1 s

Se concluye de la Figura 14. que a pesar de tener una gran cantidad de componentes cerca de la frecuencia de 1 Hz, las componentes restantes tienen un peso suficiente para que al simular un Hundimiento Rectangular de 1 s de duración y $\Delta V=0.2$ pu se obtenga el valor de $P_{ST} = 4.0612$ pu. Dado que, fundamentado en lo expuesto en el punto anterior, la curva $P_{ST}= 4$ pu ilustrada es muy similar a las curvas propuestas por CBEMA y EPRI, y por lo tanto puede tomarse como un valor umbral, tener un P_{ST} mayor a 4 (Superar el valor umbral) resulta perjudicial para un equipo que tenga asociada una curva similar a las curvas CBEMA y EPRI ilustradas.

Finalmente, queda comprobado que el valor de P_{ST} , al superar un valor umbral, sí muestra cuando las fluctuaciones de tensión resultan perjudiciales para un equipo.

Si, de todas maneras, ustedes consideran que el filtro $H(s)$ no es el más idóneo, entonces el lugar más adecuado para exponerlo es el IEC, teniendo en cuenta que según la información suministrada por IEC en su página web:

- Colombia es un Miembro Asociado ("Associate Member") de IEC.
- ICONTEC es el Comité Nacional ("National Committee") de IEC en Colombia.
- ICONTEC es un Miembro Participante ("P-MEMBER") del Subcomité SC 77A "LOW FREQUENCY PHENOMENA", y por lo tanto tienen derecho a acceder y a realizar

comentarios a todos los documentos técnicos IEC publicados en éste subcomité (desde trabajos nuevos hasta Borradores Finales de Estándares Internacionales – “Final Draft International Standards”).

- El SC 77A trata, entre otros, temas de técnicas de medición - emisión (“measurement techniques – emission”) de perturbaciones de baja frecuencia conducidas (“LF conducted disturbances”) tales como IEC 61000-4-7 “Harmonics, interharmonics” e IEC 61000-4-15 “Flickermeter”

11.1.6. *“6. Se recomienda trabajar con las cartas ISO-SAG las cuales incluyen tanto la magnitud como la duración y frecuencia de ocurrencia de las perturbaciones.”*

De la Figura 3 del Documento CREG 042 de 2004, donde se comparan curvas de susceptibilidad de equipos como CBEMA y EPRI con curvas de nivel a P_{ST} constante y se observa que su forma es bastante similar, se concluye que el indicador P_{ST} no sólo mide de forma directa, automática y simple la susceptibilidad de los equipos ante Hundimientos, Picos y Parpadeo; sino que además su metodología es coherente con las demás metodologías existentes.

Finalmente, no se ve una razón de peso para trabajar con cartas ISO-SAG, en lugar del P_{ST} , por lo que sugerimos soportar mejor su solicitud.

11.1.7. *“7. Con base en lo expuesto por la Ley 143 de 1994 que estableció que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y definir los criterios técnicos de calidad con que debe suministrarse el servicio de energía a los usuarios finales; en el documento CREG-042, al hablar de los Equipos de Medición para medir la calidad de la Potencia propuestos en el punto 6, solamente se habla de equipos para adquisición de datos en las subestaciones de las empresas de energía o los OR pero no se menciona nada acerca de equipos que permitan medir en las fronteras de los usuarios finales.”*

Es importante agregar a los fundamentos jurídicos de este punto que la Ley 142 de 1994 establece, además, que las tarifas del servicio tienen un carácter integral el cual supone unas condiciones de calidad y de cobertura que corresponde definir a las comisiones de regulación. Por lo tanto el nivel de calidad suministrada y su medición corren por cuenta del usuario.

Por razones, principalmente económicas, la CREG considera que este no es el momento para llegar a medir CPE, de forma permanente, a todos los usuarios en sus fronteras. Sin embargo, la CREG considera que la metodología y el indicador propuestos, además de permitir la mejora de la calidad al usuario vía optimización de los planes de mantenimiento del OR, dan señales claras a éste para que mida CPE a los usuarios que considere posibles causantes de problemas a su sistema y les permita corregirlos. Además, la CREG considera que la metodología y el indicador propuestos pueden dar, después de obtener datos históricos, las señales para que se pueda hacer la medición en el usuario final.

11.1.8. *“Además, los requisitos de los equipos de medición a usar son específicos para medir P_{st} y no garantizan una adecuada capacidad de almacenamiento, resolución y*

precisión, que capturen en forma simultánea los eventos de la calidad de potencia de la red.”

Los requisitos son específicos para P_{ST} porque el indicador propuesto es el P_{ST} .

Agradeceríamos indicarnos por qué creen que la precisión y resolución indicada no es suficiente, al igual que la capacidad de almacenamiento. El comentario es muy general mientras los parámetros exigidos están claramente indicados en el Documento CREG 042 de 2004.

11.1.9. *“8. La reglamentación del tema de Calidad de la Potencia en Colombia es muy importante y para ello es también importante contar con una norma que le sirva de referencia para su mejor control y aplicación.”*

Estamos totalmente de acuerdo y estaremos atentos a sus invitaciones con el fin de lograr, en particular, que esta norma armonice con la regulación. Sin embargo, debe dejarse claro que eso no cuestiona la idoneidad del P_{ST} .

En cuanto a los casos en los cuales indica que *“el uso del Pst como se propone en el documento elaborado por la CREG no darían buenos resultados”* procedemos a analizar cada uno de estos casos:

11.1.10. *“1. Que pasaría si hubo una variación de tensión de 0.8 en p.u. de 20 minutos de duración?. Al aplicar los filtros en frecuencia para aislar la componente de 60 Hz y obtener la onda moduladora no se vería ninguna fluctuación porque la variación estuvo todo el tiempo en 60 Hz; mostrando que no hubo flickers.”*

Se debe tener en cuenta que:

- La mayoría del tiempo la variación se encuentra en estado estable y por lo tanto, según la Definición planteada en el Documento CREG 042 de 2004, el fenómeno analizado no puede ser definido como una fluctuación de tensión y menos como parpadeo.
- Este fenómeno debe ser calificado como un problema de Desviación de la magnitud de la Tensión estacionaria, y por lo tanto analizado con otro indicador.
- El problema causado en este caso debe ser analizado bajo la óptica de este último fenómeno calificador de la CPE.

11.1.11. *“2. Que pasaría si hubo una variación de tensión de gran magnitud y de muy corta duración (no transitorio)?. El coeficiente que acompaña al percentil 1% (100 ms 5 ciclos) empleado para eventos muy poco frecuentes; es muy bajo y el Pst no reflejaría este tipo de perturbación al ser contrastado con los valores límite recomendadas. Este tipo de perturbación puede llegar a ser muy crítico para el funcionamiento de un equipo eléctrico o electrónico.”*

El análisis del caso planteado, en lo concerniente a un fenómeno de 100 ms de duración, ya fue ilustrado en la Figura 12 del presente documento, denominada P_{ST} en función de la duración de las fluctuaciones de tensión (Δt). En esta figura se muestra cómo a una fluctuación de tensión de 100 ms de duración se le asigna un gran valor de P_{ST} . Ahora

bien, la interpretación planteada en éste caso de los percentiles ilustrados en el literal e. numeral 5. del Documento CREG 042 de 2004 es totalmente incorrecta, ya que al ser usados para encontrar el valor de P_{ST} a partir de la señal IFL, se entiende que estos percentiles reflejan valores de IFL con cierta probabilidad de ser superados en el intervalo de evaluación (Por ejemplo el percentil 1% representa un valor de IFL con una probabilidad del 1% de ser superado en el intervalo de evaluación).

11.1.12. *“...se propone que se obtengan todos los parámetros que describen la calidad de la potencia en un número inferior de puntos de los que el proyecto de resolución actual menciona”*

El reporte de indicadores de otros fenómenos (Fluctuaciones estacionarias de tensión, desbalance, ...) se considera en la propuesta final.

En cuanto al número de puntos estos son acorde a la remuneración de la actividad. Finalmente, como se dijo en la jornada informativa y en la reunión con su comité la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Proyecto de Resolución.

11.2 Universidad Industrial de Santander – UIS -

Radicado CREG: E-2004-008495

Recibida: 20 de octubre de 2004

Firma: GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA, Director Grupo GISEL

11.2.1. *“En el documento se establecen definiciones de términos que ya se han propuesto en la Norma Técnica Colombiana NTC 5000, y que pueden generar por tanto, ambigüedad en su interpretación. Las diferencias encontradas se listan a continuación en una tabla comparativa.”*

Las definiciones establecidas en el Documento CREG 042 de 2004 fueron ampliamente discutidas y cotejadas al interior de la Comisión. Por ejemplo las enunciadas para Parpadeo (Flicker), Hundimiento (“Sag”) y Pico (“Swell”) corresponden a la traducción, adaptada a la regulación colombiana, de las definiciones dadas por IEC e IEEE para estos fenómenos.

En cuanto a la posible ambigüedad en la interpretación, es importante tener en cuenta el hecho que las definiciones planteadas serán usadas para interpretar y aplicar las normas del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, el cual es establecido por la CREG según lo consignado en el literal i) del Artículo 23 de la Ley 143 de 1994. Por lo tanto no se generaría la ambigüedad planteada, dado que es competencia de la Comisión establecer dicho reglamento.

11.2.2. *“Los términos a emplear deben estar en español . No se deben utilizar palabras provenientes de traducciones inadecuadas del inglés al español. Los cambios que proponemos realizar son:*

*El término **voltaje** cambiarlo por **tensión** (o tensión eléctrica)*

*El término forma y frecuencia **estándar**, cambiarlo por forma y frecuencia de referencia de la calidad de la onda”*

Estamos de acuerdo que la regulación debe procurar el empleo de términos en español. Sin embargo las palabras **voltaje** y **estándar** son reconocidas por la Real Academia Española de la Lengua, y por lo tanto no son consideradas traducciones inadecuadas del inglés al español. Lo invitamos a que consulte la página web de la Real Academia Española: <http://www.rae.es/>.

11.2.3. *“El título del documento: calidad de la potencia no refleja para nada lo que realmente contiene, que es calidad de la tensión de suministro, ya que para nada se hace referencia a la señal de corriente.”*

Las razones por las cuales no se hace referencia a la señal de corriente en el documento fueron expuestas en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004. Entre otras se encuentran:

- En la Calidad de la Tensión se refleja el impacto de la Calidad de la Corriente en el Punto de Acople Común. Por lo tanto al medir la Calidad de la Tensión se está midiendo toda la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- Al medir la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión se mide el impacto por calidad sobre una mayor cantidad de usuarios.
- Controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión simplifica la labor de vigilancia y control.

La Comisión, fundamentada en estos y otros puntos, considera innecesario, para efectos de evaluar la calidad de la potencia suministrada, utilizar indicadores de corriente. Ahora bien, los operadores de red pueden, si lo desean, utilizar otros indicadores en su gestión interna (p.e. al buscar la causa de una deficiencia de CPE).

11.2.4. *“Este índice cuantifica un fenómeno que no ocurre con frecuencia en el sistema eléctrico colombiano, es decir, esta perturbación se presenta esporádicamente, entonces ¿para qué utilizar este índice?”*

Después de leer todo su comunicado entendemos que el fenómeno al cual se refiere la presente observación es el parpadeo (*Flicker*). Ahora bien, citando el Documento CREG 042 de 2004, y tal como se mostró en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, una de las ventajas de usar el P_{ST} es:

*“Indicador único para fluctuaciones de tensión y parpadeo (*Flicker*). Cubre tanto sobretensiones como subtensiones con el mismo indicador a diferencia de otros indicadores.”*

El hecho que alguno de los fenómenos medidos por el P_{ST} no ocurriera con frecuencia en el SIN no es razón para desistir de utilizar este indicador, dado que otros fenómenos medidos con el indicador, como las fluctuaciones de tensión, si lo hacen.

11.2.5. *“Adicionalmente, el índice PST es un indicador de una (el FLICKER) de las diferentes perturbaciones que se presentan en la calidad de la onda de tensión, pero no es índice más adecuado para caracterizar otros tipos de perturbaciones como caídas o elevaciones de tensión.”*

Tal como se mostró en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, el P_{ST} es función creciente en la variables número de eventos, ΔV , duración y Tipo de fluctuación de tensión. Estas variables son utilizadas por organizaciones como CBEMA, EPRI, IEEE, IEC, etc para modelar la severidad de las fluctuaciones de tensión. Usando estas tesis se deduce que el indicador P_{ST} es adecuado para caracterizar perturbaciones como picos y hundimientos. Algunas de las figuras mostradas en la jornada informativa se ilustran en el numeral 11.2.7 del presente documento.

Con el fin de obtener una mayor claridad conceptual acerca de los motivos técnicos que han llevado a la CREG a proponer el P_{ST} como un indicador de fluctuaciones de tensión y parpadeo les recomendamos la lectura de la siguiente literatura:

1. Artículo “Voltage and Lamp Flicker Issues: Should the IEEE Adopt the IEC Approach?”, en el cual se concluye:

“Existen muchas situaciones prácticas donde la metodología existente de “curva de parpadeo” no puede ser aplicada de forma consistente. El IEC se ha dirigido hacia una técnica de medición estandarizada y ha desarrollado límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en ésta técnica. Experiencia significativa con ésta técnica de medición ha validado la aproximación para sistemas de potencia Europeos y las modificaciones necesarias requeridas para adaptar el procedimiento de medición y los límites para sistemas de potencia Norteamericanos se encuentran ahora disponibles. Los casos de estudio presentados en el artículo demuestran la correlación entre las quejas del usuario y el registro del medidor de parpadeo, lo cual indica que los límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en metodologías IEC pueden ser usados de forma efectiva en Norteamérica.” (hemos subrayado - traducción no oficial)

Los autores de éste artículo son:

S. Mark Halpin - Mississippi State University, Starkville, MS

Roger Bergeron - Hydro Quebec, Varennes (Quebec), Canada

Tom Blooming - Cooper Power Systems, Franksville, WI

Reuben F. Burch - Alabama Power Company, Birmingham, AL

Larry E. Conrad (Chair, TF on Light Flicker) - Cinergy Corp., Plainfield, IN

Thomas S. Key (Secretary, TF on Light Flicker) - EPRI Power Electronic Applications Center, Knoxville, TN

Éste artículo puede ser consultado en la siguiente dirección:

<http://grouper.ieee.org/groups/1453/drpaper.html>

2. Tesis de Maestría "Evaluación de Fenómenos Calificadores de la Calidad de la Potencia Eléctrica CPE", en la cual se concluye, entre otras:

"...Los indicadores de severidad de flicker que propone la IEC, son en realidad indicadores de severidad de fluctuaciones de tensión y sus niveles de compatibilidad, cobijan a la mayoría de los equipos del sistema de potencia." (hemos subrayado)

El autor de ésta tesis es:

IE Msc José Armando Bohórquez Cortazar – UPB, Medellín.

Esta tesis puede ser solicitada al correo de la Especialización y Maestría en T&D de la UPB, Medellín: transmision@logos.upb.edu.co

3. Tesis de Pregrado "Estudio de los Principales Problemas que afectan la Calidad de la Potencia Eléctrica (Casos de aplicación en Antioquia)", en la cual se concluye, entre otras:

"...Los estándares IEC (61000-4-15, 61000-3-3, 61000-3-5, 61000-3-7) son los más adecuados para la regulación, no sólo de flicker, sino también de fluctuaciones de tensión, emitidas por causas controlables. A partir de estos estándares se puede entrar a regular en Colombia, en un principio considerando los límites que señala como niveles de referencia, y en un futuro estableciendo dichos valores de acuerdo con la realidad colombiana." (hemos subrayado)

Los autores de ésta tesis son:

IE Andrés Emiro Díez Restrepo – UPB, Medellín

IE Pablo Uribe Gómez – UPB, Medellín

IE Sara Inés Betancur Tirado – UPB, Medellín

Esta tesis puede ser solicitada al correo de la Especialización y Maestría en T&D de la UPB, Medellín: transmision@logos.upb.edu.co

11.2.6. *"El algoritmo que obtiene este índice requiere de un procesamiento más complejo que otros índices que evalúan perturbaciones en la onda de tensión, y no permite establecer características de varios eventos, ni la severidad de los mismos, y no puede diferenciar entre una caída de tensión y una subida de tensión de magnitudes iguales con relación al valor considerado como referencia. Esto se debe a que para obtener este índice es necesario realizar un filtrado y cálculos estadísticos que consumen bastantes recursos computacionales. Por el contrario existen algoritmos más sencillos para estimar caídas de tensión como el cálculo del valor eficaz de la tensión y la duración de la perturbación. (IEC 61000-4-30)."*

Si bien el algoritmo para calcular el P_{ST} , contenido en el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), reviste de una moderada complejidad, su ejecución no requiere de enormes recursos computacionales por lo que una máquina con especificaciones relativamente bajas puede calcular el P_{ST} usando información digital de la señal de tensión. Esta afirmación es confirmada por la existencia de muchos medidores modernos (inclusive portátiles) con la capacidad de medir directamente el P_{ST} .

Ahora bien, respecto a la capacidad de establecer la severidad de varios eventos, en la Figura 16 (siguiente Observación) se comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable número de eventos y por lo tanto si establece la severidad de varios eventos en el intervalo de evaluación (10 min).

Finalmente, la capacidad del P_{ST} para diferenciar hundimientos y picos fue ilustrada en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004. En la Figura 15 (siguiente Observación) se muestra como el P_{ST} diferencia entre un pico y un hundimiento con parámetros similares asignándole un mayor valor de P_{ST} , y por lo tanto una mayor severidad, al primero.

11.2.7. *“Adicionalmente, el P_{ST} no permite establecer características del evento, como la severidad del mismo. Por ejemplo, se puede estimar el mismo P_{ST} para un caída de tensión con una severidad muy alta (0,1 p.u.) en un intervalo de corto tiempo que para una caída de tensión de poca severidad (0,9 p.u.) durante un largo intervalo de tiempo; además el P_{ST} clasifica igual una caída de tensión (0,8 p.u.) y una subida de tensión (1,2 p.u.) con igual duración y diferencias con relación al valor eficaz de referencia.”*

Antes de analizar la primera afirmación es importante considerar que el indicador a usar para medir simultáneamente fluctuaciones de tensión y parpadeo debe ser una función creciente, es decir, entre más severas sean las fluctuaciones de tensión, se debe obtener un mayor valor del indicador. Ahora bien, también se debe considerar que la severidad de las fluctuaciones de tensión se incrementa al aumentar el valor de variables como el número de eventos, ΔV , la duración y el tipo de las fluctuaciones de tensión. Esta última afirmación es aceptada internacionalmente, lo cual se refleja en el hecho de que organizaciones como CBEMA, EPRI, IEEE, IEC, etc modelan la severidad en función de estas variables.

Para analizar la veracidad de la propuesta se muestran a continuación algunas de las figuras presentadas en la jornada informativa sobre Calidad, llevada a cabo el día miércoles 25 de agosto en las instalaciones de la CREG. En estas figuras se muestra el comportamiento de la señal IFL (Definida en el Documento CREG 042 de 2004) en el tiempo (Variable intermedia) y el valor de P_{ST} (Resultado), así como las características de las fluctuaciones de tensión simuladas (Parámetros de entrada), ya sea de forma gráfica, como en la Figura 15, o de forma descriptiva.

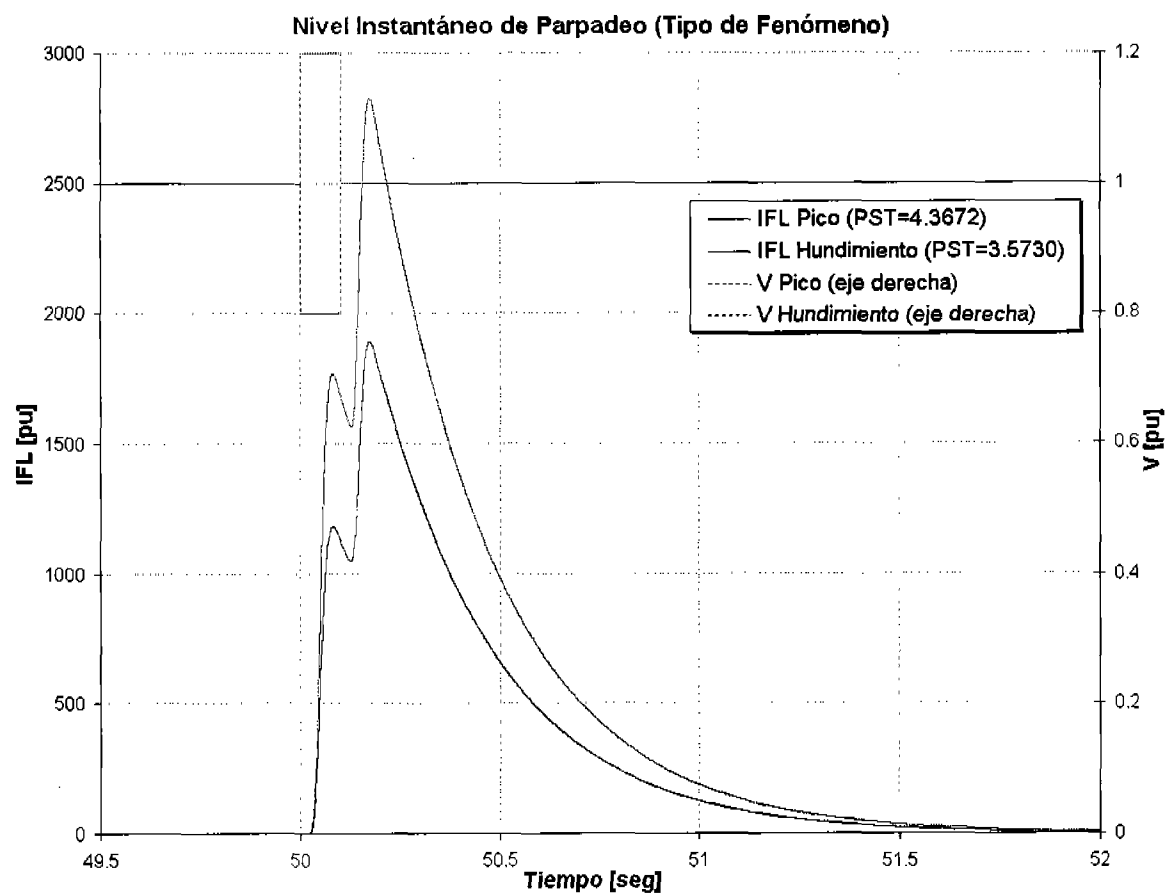


Figura 15 P_{ST} en función del Tipo de fluctuación de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Pico ("Swell") es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Hundimiento ("Sag") ($P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Pico}) > P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Hundimiento})$). La Figura 15 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Tipo de fluctuación de tensión.

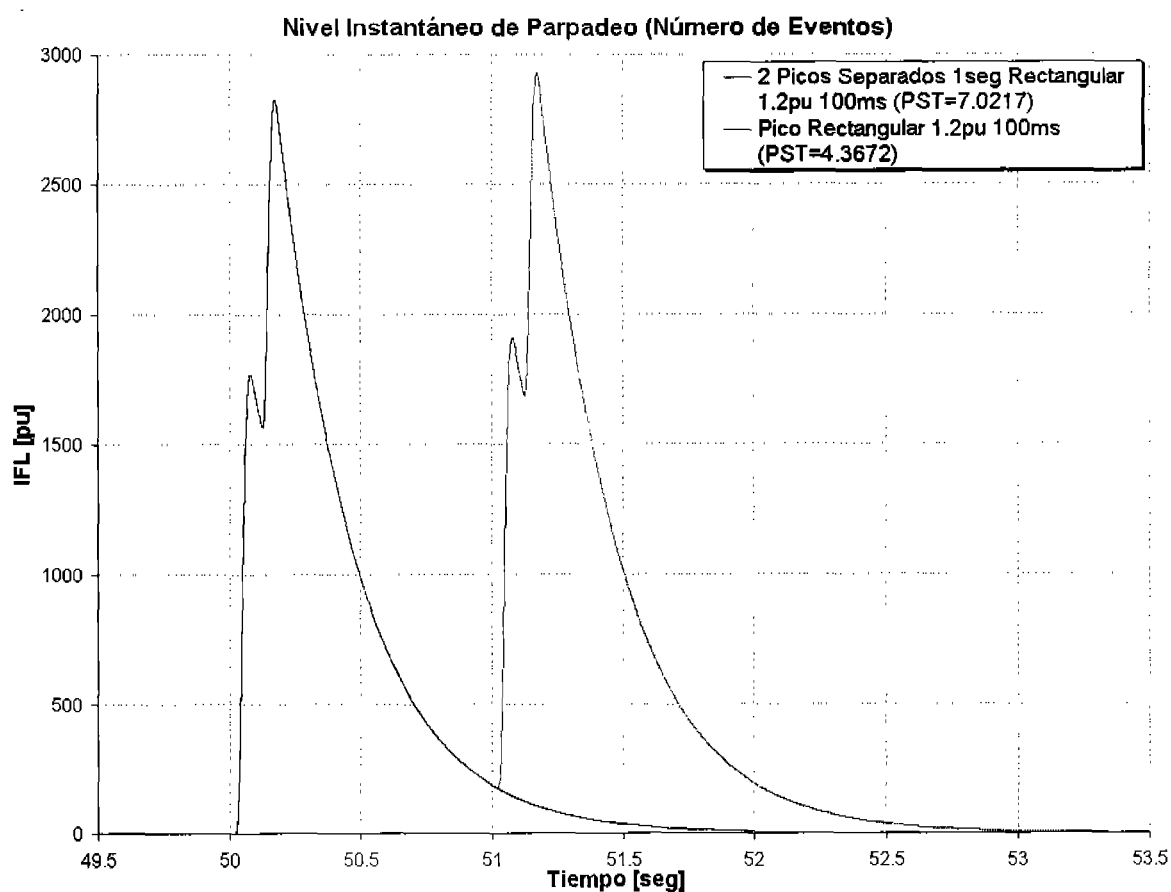


Figura 16 P_{ST} en función del número de eventos (n)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse 2 eventos, en el intervalo de evaluación (10 min), es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un único evento ($P_{ST}(n=2) > P_{ST}(n=1)$). La Figura 16 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable número de eventos.

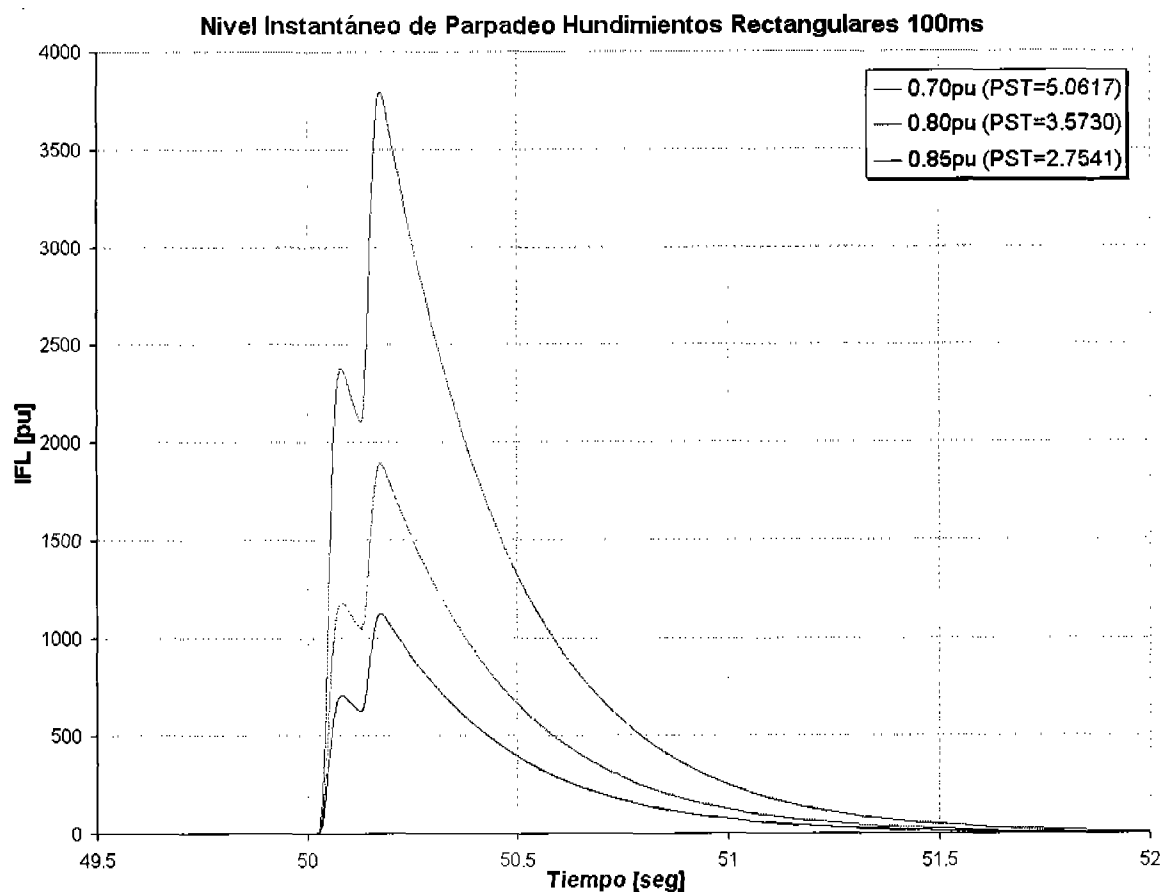


Figura 17 P_{ST} en función del ΔV de las fluctuaciones de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.7 pu ($\Delta V=0.3$ pu) es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.8 pu ($\Delta V=0.2$ pu), el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.85 pu ($\Delta V=0.15$ pu). ($P_{ST}(\Delta V=0.3\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.2\text{pu}) > P_{ST}(\Delta V=0.15\text{pu})$). La Figura 17 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable ΔV .

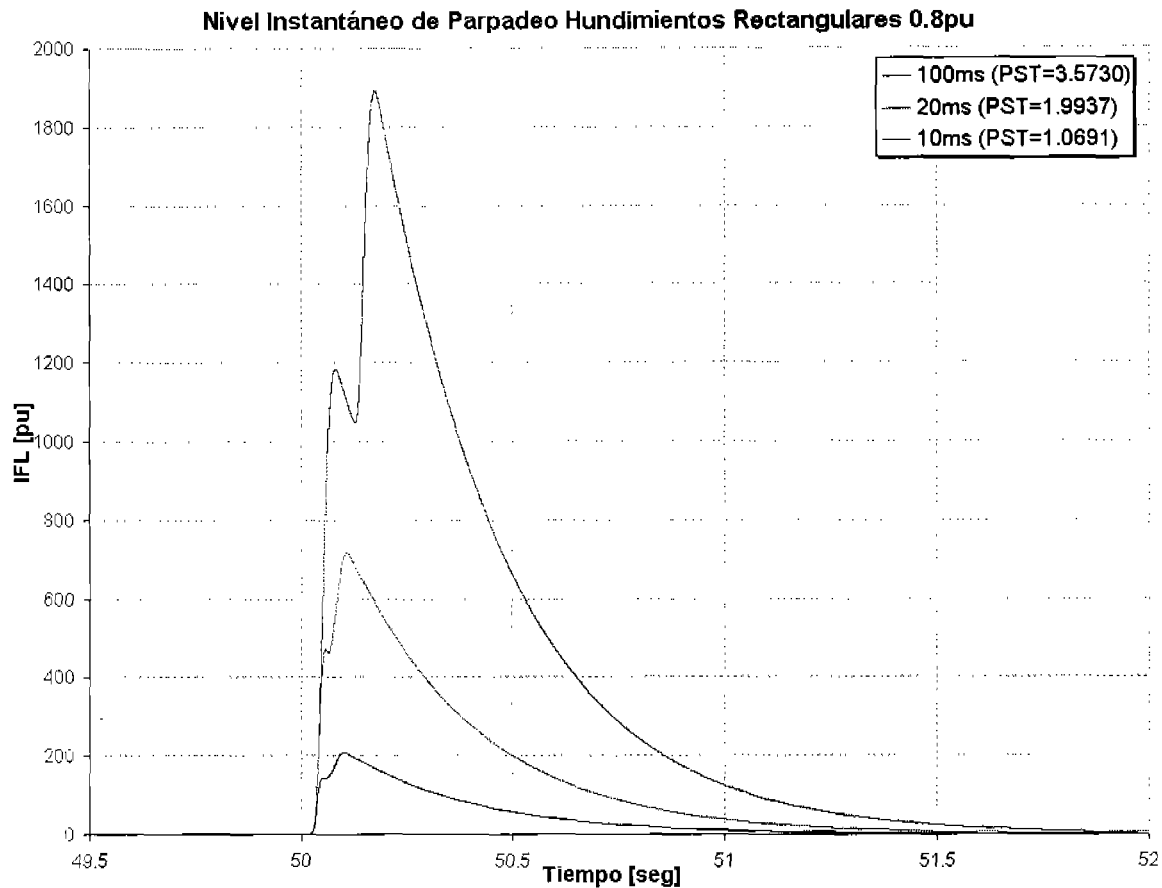


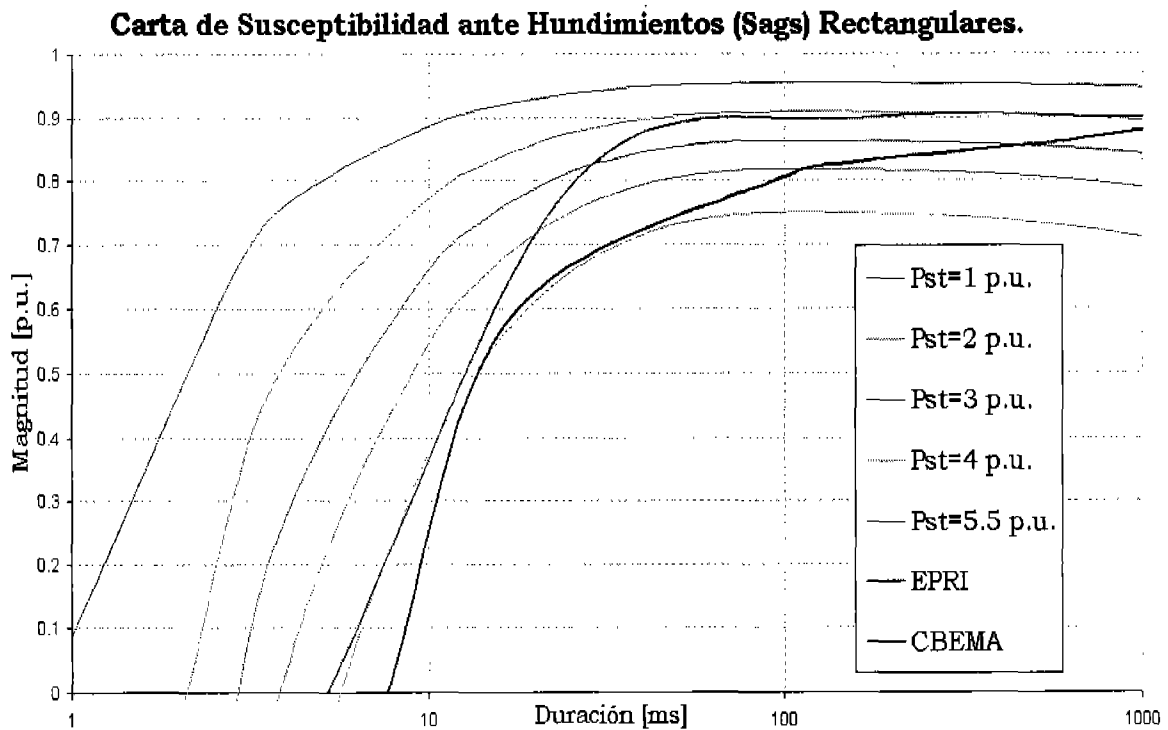
Figura 18 P_{ST} en función de la duración de las fluctuaciones de tensión (Δt)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de 100 ms de duración es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 20 ms de duración, el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 10 ms de duración. ($P_{ST}(\Delta t=100 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=20 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=10 \text{ ms})$). La Figura 18 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Δt .

Al comprobarse que el P_{ST} es función creciente en la variables n , ΔV , Δt y Tipo de fluctuación de tensión se comprueba que el indicador P_{ST} sí permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión.

En cuanto al ejemplo planteado acerca de perturbaciones de igual severidad y parámetros diferentes, nos permitimos citar de nuevo el Documento CREG 042 de 2004:

"...al superponer una curva a P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, se observa que su forma es bastante similar, como se ilustra en la Figura 3.



El hecho que a partir de un hundimiento con un ΔV alto y de corta duración se obtenga el mismo valor de P_{ST} que para hundimiento con un ΔV bajo y de mayor duración confirma la teoría citada. Ahora bien, obtener un mismo valor de P_{ST} implica simplemente que ambos fenómenos tienen la misma severidad.

En cuanto a la segunda afirmación del presente numeral, tal como se mostró en la Figura 15, el valor de P_{ST} asignado a un pico de 1.2 pu es mayor al asignado a un hundimiento de 0.8 pu., y por la tricotomía de los números reales, el P_{ST} no los califica igual.

11.2.8. *"Si se piensa en implementar el algoritmo de P_{st} en un analizador de redes o algún equipo que mida la calidad de la energía eléctrica, hay que tener en cuenta que la normativa internacional establece parámetros de medición de perturbaciones (IEC 61000-4-30) y que en la construcción de equipos es necesario tener presente los algoritmos que permiten estimar los indicadores de los eventos de la calidad de la energía eléctrica que puedan medirse en cualquier parte del mundo."*

Antes que nada es importante tener en cuenta que en Colombia las normas y recomendaciones técnicas *persé* no son de obligatorio cumplimiento. Se requiere que un acto (ley, decreto, resolución, etc.) promulgado por una institución con suficientes atribuciones legales establezca esta condición.

Finalmente, el comentario es muy general, por lo que agradeceríamos fuera más específico al momento de indicar las posibles falencias de la propuesta regulatoria.

11.3 Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. – EPSA E.S.P.-

Radicados CREG: E-2004-008845 y E-2004-010252

Recibidas: 29 de octubre de 2004 y 22 de diciembre de 2004

Firma: BERNARDO NARANJO O., Representante Legal

11.3.1. "Consideramos que para el proceso de diagnóstico no es necesario instalar medidores de calidad de la potencia en todos los barrajes y alimentadores dado que no todos los clientes requieren la misma calidad, pues ésta los puede afectar en mayor o menor manera, dependiendo de si son residenciales, industriales, rurales, etc. y de la vulnerabilidad de los equipos que utilicen; igualmente, es probable que después del diagnóstico planteado en la propuesta se encuentre que los equipos instalados no cumplen las necesidades del sistema y que se llegue a la conclusión que se requieren equipos de medición con mayores especificaciones por lo que existiría el riesgo de perder las inversiones realizadas. Por lo anterior, proponemos que se calcule una muestra representativa que tenga en cuenta criterios orientados a estandarizar la medición, tales como número de barras, barras de diferente nivel de tensión en una misma subestación, número de circuitos, demanda industrial atendida por alimentador, número de clientes industriales en el alimentador, quejas y/o demandas recibidas por mala calidad que afecten los procesos de producción, etc. Lo anterior se refuerza con el hecho de que los estudios de calidad de la potencia que hemos efectuado nos han arrojado resultados que se encuentran dentro de los límites de la guía IEEE-519-92 e IEEE-1159-92; en este sentido, EPSA E.S.P. ha adelantado acciones para mejorar puntualmente circuitos que atienden clientes especiales con procesos muy sensibles, donde mediante la instalación de equipos analizadores de redes se tienen resultados que permiten identificar y caracterizar muy claramente la carga instalada y los procesos que son muy vulnerables a disturbios asociados al sistema eléctrico, y, a partir de los resultados, establecer acciones remediables conjuntas con los clientes con el fin de mitigar los impactos sobre los procesos de producción."

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

Quisiéramos agregar que uno de los objetivos primordiales de la metodología propuesta en el Documento CREG 042 de 2004 es precisamente estandarizar las metodologías de medición de calidad de la potencia (en lo concerniente a variables eléctricas), usando para esto el menor número de indicadores y el menor número de puntos de medida. Ahora bien, teniendo en cuenta el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de emplear los datos obtenidos (con la metodología propuesta) en las estrategias que consideren más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

11.3.2. *"El comentario anterior se refuerza con la consideración que las unidades de adquisición de datos instaladas en las subestaciones solamente tienen la funcionalidad del telecontrol, tal como lo presentó el Comité de Distribución en el estudio de Unidades Constructivas de distribución presentadas a consideración da la CREG, y se les estaría exigiendo una especificación de múltiples propósitos cuya función y desempeño no fue prevista, lo que implica instalar equipos nuevas y adicionales para cumplir la nueva funcionalidad. Adicionalmente, para adelantar la propuesta del regulador se requiere un medio de comunicación al menos por cada subestación y un sistema de almacenamiento (servidor, licencias y software), tecnología que no está reconocida en el valor de las Unidades Constructivas, pues la unidad CCS9 de los CLDs esta dedicada a las aplicaciones de análisis de calidad de potencia. Adicional a las inversiones, se requeriría de más recurso humano."*

Antes de analizar este comentario es importante tener en cuenta el siguiente aparte del documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2002:

"...dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico "Unidades de adquisición de datos", las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores."

La Comisión considera que la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 FOB) no corresponde a un equipo cuya única funcionalidad sea el telecontrol; por el contrario (teniendo en cuenta los precios de los equipos disponibles en el mercado) se considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación) es acorde con la valoración económica de este elemento. En cuanto a la instalación de estos equipos, la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 tiene en cuenta factores de instalación (para las unidades constructivas que incluyen estos registradores) del orden de 1.9, por lo que se considera que los costos de instalación están totalmente cubiertos.

11.3.3. *"El regulador debe tener en cuenta que a pesar de que las unidades constructivas sean reconocidas por él mismo, no implica que realmente se estén remunerando a los Operadores de Red, pues con el acotamiento derivado de la eficiencia relativa entre OR's se perjudica a los que han realizado inversiones para mejoramiento de la calidad. Para el caso de EPSA E.S.P., el nivel de acotamiento en el concepto "Otros del nivel de tensión 2" es tan alto, que la empresa no está en posibilidad de invertir más en este nivel de tensión. El mismo comentario lo habíamos realizado para calidad del servicio. De otro lado, no consideramos válido el argumento de que las nuevas inversiones se paguen con los ahorros en penalizaciones para aquellas empresas con cargos acotados, pues entonces el valor óptimo de inversión dependería del nivel de penalización aplicada, incentivándose inversiones que el sistema realmente no requiere."*

El Regulador tuvo en cuenta temas como el acotamiento al conceder un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció (de forma total o acotada) la reposición a nuevo y el AOM de las unidades de

adquisición de datos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

En cuanto al tema de las penalizaciones, es importante recalcar que la metodología propuesta para CPE está fundamentada en el Autocontrol por lo que inicialmente no se hablaría de éstas. Sin embargo, la evaluación histórica de resultados permitirá establecer si el sistema de Autocontrol funciona o si se requiere implementar incentivos económicos para alcanzar las metas propuestas. Ahora bien, las penalizaciones son reconocidas como una metodología adecuada para intervenir en un sector, dado que estas se fundamentan en el concepto económico del costo de oportunidad. Una prueba de esta afirmación la constituye el hecho que inclusive metodologías de otras áreas del conocimiento, como el denominado "Aprendizaje por Refuerzo" (inteligencia artificial), requieran de una función de incentivos (positivos o negativos).

11.3.4. "La resolución final debe incentivar la adopción por parte de los clientes de mecanismos o técnicas que permitan minimizar los efectos sobre sus procesos industriales, dado que puede ser más óptima la opción de que quienes originan los problemas efectúen las inversiones para su corrección, en lugar de obligar a las empresas a instalar equipos de monitoreo en todos sus barrajes y circuitos, evitándose de esta forma afectar la red e incrementar el costo de la tarifa, especialmente la de los clientes residenciales, quienes no requieren de parámetros tan estrictos en términos de la calidad de la potencia."

Es claro que la opción más óptima es que quienes originen los problemas efectúen las inversiones para su corrección. Sin embargo, uno de los grandes problemas de la CPE es precisamente encontrar quien origina los problemas y contar con pruebas de esto. Este es uno de los hechos que han llevado a la Comisión a proponer la metodología contenida en el Documento CREG 042 de 2004. Es importante tener en cuenta que el usuario no es la única fuente de desviaciones respecto a la forma de onda estándar. Problemas como las fluctuaciones de tensión pueden tener su origen en la red de distribución y pueden degenerar, con el tiempo, en interrupciones (penalizadas en el esquema vigente).

En cuanto a los incentivos para la adopción por parte de los usuarios de mecanismos para corregir los problemas de CPE originados por éstos, la Resolución CREG 070 de 1998 dice, entre otras:

"Previo a la puesta en servicio de una conexión, el OR deberá verificar que la Acometida y, en general, todos los equipos que hacen parte de la conexión del Usuario, cumplan con las normas técnicas exigibles. Así mismo, deberá verificar que la operación de los equipos de los Usuarios no deteriorarán la calidad de la potencia suministrada a los demás Usuarios."

...

"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 SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte."

En cuanto a los medidores, como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.4 Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica – ASOCODIS -

Radicados CREG: E-2004-008846 y E-2004-010213

Recibidas: 29 de octubre de 2004 y 21 de diciembre de 2004

Firma: ABRAHAM KORMAN K., Director Ejecutivo

11.4.1. "Proceso de diagnóstico, teniendo en cuenta que es en los circuitos con cargas Industriales donde se presenta mayor afectación a la calidad de la potencia, no encontramos necesario la instalación de medidores en todos los barrajes y alimentadores por lo que proponemos que se calcule una muestra representativa que tenga en cuenta criterios como: i) demanda industrial atendida por alimentador, ii) número de clientes industriales en el alimentador y III) quejas y/o demandas recibidas por mala calidad que afecten los procesos de producción.

Lo anterior permitiría concentrar los esfuerzos en los puntos en los cuales existen los problemas y se evitan costos innecesarios, no despreciables en la mayoría de los circuitos que son de usuarios residenciales.

Adicionalmente, es probable que después del diagnóstico se llegue a la conclusión que se requieren equipos de medición con diferentes especificaciones."

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

Quisiéramos agregar que uno de los objetivos primordiales de la metodología propuesta en el Documento CREG 042 de 2004 es precisamente estandarizar las metodologías de medición de calidad de la potencia (en lo concerniente a variables eléctricas), usando para esto el menor número de indicadores y el menor número de puntos de medida. Ahora bien, teniendo en cuenta el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de emplear los datos obtenidos (con la metodología propuesta) en las estrategias que consideren más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

11.4.2. “Usuarios residenciales, de los estudios adelantados por las empresas, se concluye que lo relevante en el tema de la calidad de la potencia para los usuarios residenciales son los parámetros de voltaje, que son de seguimiento permanente a través de los centros de control.”

La propuesta metodológica del Documento CREG 042 de 2004 enfoca la CPE como un Conjunto de calificadores de fenómenos inherentes a la forma de onda de la tensión (voltaje), que permiten juzgar el valor de las desviaciones de la tensión instantánea con respecto a su forma y frecuencia estándar, así como el efecto que dichas desviaciones pueden tener sobre los equipos eléctricos u otros sistemas. Por lo tanto los estudios realizados por las empresas corroboran la propuesta. Ahora bien, si se refería a la magnitud de la tensión estacionaria, en la propuesta definitiva se incluye el monitoreo de este indicador.

11.4.3. “Reconocimiento de las inversiones, aunque los nuevos equipos solicitados para medir calidad de la potencia, son reconocidos en su mayoría en la resolución 082 de 2002, no vemos claridad en los siguientes temas: i) con el acotamiento se perjudicó a las empresas que han realizado inversiones para mejoramiento de la calidad, por lo que la empresa no está en posibilidad de invertir más en el nivel acotado, ¿Cómo se van a remunerar estos equipos?, y ii) al momento de expedir la resolución 082/02, la mayoría de empresas no tenían los equipos señalados en esta resolución, aquellas que hablan hecho inversiones en equipos para la calidad de la potencia, tienen especificaciones diferentes a lo propuesto y son móviles, ¿Qué va a pasar con estas inversiones realizadas?”

El Regulador tuvo en cuenta temas como el acotamiento al conceder un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció (de forma total o acotada) la reposición a nuevo y el AOM de las unidades de adquisición de datos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

En cuanto a los equipos para medir CPE que tenían las empresas al momento de expedir la Resolución CREG 082 de 2002, muchos de estos son denominados unidad constructiva de centro de control CCS9, y a quien se le reconoció esta unidad ya se le está remunerando.

11.4.4. “Reconocimiento del AOM, el esquema de reporte de Información semanal va a tener costos adicionales de AOM superiores a los reconocidos en casi 6 veces, dado que será necesario una mayor frecuencia de reportes de las diferentes variables, medios de comunicación y demás software y hardware para la administración de la información.”

La Comisión considera que la remuneración por concepto de AOM tiene en cuenta los procedimientos propuestos en el Documento CREG 042 de 2004, máxime teniendo en cuenta que el Regulador concedió un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE.

11.4.5. “Aspectos económicos, el procedimiento propuesto tiene implicaciones económicas para las empresas y los Usuarios, por lo que antes de incurrir en estas inversiones se deberían realizar evaluaciones preliminares (beneficio — costo) que permitan focalizar el programa. **Efecto en tarifas,** la regulación debe incentivar la adopción de mecanismos o técnicas que permitan minimizar los efectos de la calidad de la potencia sobre procesos industriales, pero debe tratar de afectar lo menos posible la tarifa de los clientes residenciales que no requieren parámetros tan estrictos en esa materia.”

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.4.6. “Acreditación del equipo, el documento se limita a referir la norma IEC para la especificación del equipo de medida pero no dice nada sobre la acreditación y certificación de dicho equipo.”

Los equipos deben ser certificados ante cualquiera de las entidades aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2269 de 1993. Éstas entidades certificarán que el instrumento cumple los Estándares requeridos.

11.5 Areva T&D S.A.

Radicados CREG: E-2004-008852

Recibida: 2 de noviembre de 2004

Firma: JUAN-JORGE CELIS, T&D Country Manager

11.5.1. “La calidad de la potencia es afectada por aspectos diferentes a aquellos que ocasionan el “flicker”. En consecuencia, la medición de otros parámetros de Calidad de Potencia pueden ser indicadores igualmente significativos”

Citando el Documento CREG 042 de 2004 una de las ventajas de utilizar el indicador P_{ST} es:

“Indicador único para fluctuaciones de tensión y parpadeo (Flicker). Cubre tanto sobretensiones como subtensiones con el mismo indicador a diferencia de otros indicadores.”

Esta afirmación fue comprobada en la jornada informativa sobre Calidad, llevada a cabo el día miércoles 25 de agosto en las instalaciones de la CREG, citada mediante Circular CREG 020 de 2004. Por lo tanto, el indicador P_{ST} mide, además del parpadeo (flicker), la severidad de las fluctuaciones de tensión. Ahora, fenómenos como la distorsión armónica,

y las desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria se seguirán midiendo con sus indicadores propios. Anexo a este comunicado le enviamos copia de la presentación mostrada en la jornada, en formato MS Powerpoint.

En cuanto al reporte de indicadores de otros fenómenos (Fluctuaciones estacionarias de tensión, desbalance, ...) estos se consideran en la propuesta final.

Finalmente los invitamos a que si conocen otro indicador que cumpla los siguientes requerimientos (Expuestos en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004) y tenga más ventajas que el P_{ST} nos lo hagan conocer.

- Indicador único para fluctuaciones de tensión (hundimientos, picos, etc.) y parpadeo.
- Asigna una mayor perceptibilidad a los Picos que a los Hundimientos (con igual ΔV y demás parámetros).
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad a eventos repetitivos.
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad en función de la severidad del evento.
- Puede ser usado fácilmente para cuantificar el período de tiempo durante el cual los equipos son susceptibles de operar incorrectamente debido a fluctuaciones de tensión y parpadeo.

11.5.2. *“La exactitud de los transformadores de medida, y el desarrollo de este arte, hace que las fluctuaciones de voltaje no sean exactamente reflejadas en el medidor asociado”*

Antes de analizar este comentario es importante citar la definición de fluctuación de tensión contenida en el Documento CREG 042 de 2004:

“Fluctuación de tensión. Fenómeno que origina distorsión transitoria de la forma de onda de tensión, respecto de su forma estándar. Se dice que existe una discontinuidad del servicio cuando la tensión no sigue la forma de onda estándar.”

Según la tabla de Variaciones de corta duración, contenida en el Documento CREG 042 de 2004, el término “transitoria” utilizado en la definición citada corresponde a fenómenos con una duración entre 0.5 ciclos (aproximadamente 8333 μs) y 1 minuto. Por lo tanto esta definición no cubre fenómenos como transitorios originados por descargas atmosféricas o maniobras. Sin embargo, si cubre fenómenos más lentos, consecuencia de este tipo de transitorios, tales como picos y hundimientos originados por fallas de aislamiento.

Ahora, la documentación adjunta a su comunicado, en cuanto al tema de los transformadores de instrumentación, dice:

Documento “PQ V.pdf” Titulado: “Operational Experience with a Nationwide Power Quality and Reliability Monitoring System”

“The I-Sense can record voltage sags and swells, brownouts, over-voltages and sustained interruptions. It also has limited capability for transient monitoring. The I-Sense can directly monitor single or three phase voltages at 120, 208 or 480 volts; 15 kV class (or higher) monitoring is accomplished using external potential transformers.”

En esta literatura el término “transient” se refiere a fenómenos transitorios originados por descargas atmosféricas o maniobras, los cuales según el análisis previo no están cubiertos por la definición de fluctuación de tensión. En cuanto a los fenómenos cubiertos por la definición, como hundimientos (sags) y picos (swells), el artículo dice, en cuanto al tema de los transformadores de instrumentación, que el sistema puede monitorear sistemas con tensiones superiores a 15 kV usando transformadores de tensión.

Documento “PQ.pdf” Titulado: “Benefits of Long-Term Power Quality and Power Consumption Monitoring at the Service Entrance Point of Industrial Facilities”

“Monitors can be installed at switchgear using current transformers and potential transformers.”

El artículo dice, en cuanto al tema de los transformadores de instrumentación, que los equipos de medición pueden ser instalados en el equipo de maniobra usando transformadores de corriente y de tensión.

11.5.3. “La automatización de las subestaciones, tarea que deben acometer en alguna medida las compañías del sector, y el estado del arte de las redes neuronales, pueden hacer no necesaria la inclusión de medidores específicos. Los relés de protección de tecnología numérica y sus programas de aplicación pueden hoy brindar las herramientas para la medición, monitoreo, registro y reporte de los indicadores de la Calidad de la Potencia, ahorrando costos en la inversión de los equipos, facultando un paso mas hacia la automatización, sin costos adicionales”

En el tema de equipos de medición, la regulación dicta requisitos generales para especificar el equipo de medición. Sin embargo, la decisión del equipo específico a utilizar es del operador de red, dado que es el propietario del activo.

11.5.4. “Los reportes obtenidos sobre calidad de potencia deben también conducir a la implementación de medidas que mitiguen el impacto de las deficiencias en la calidad”

En cuanto a la implementación de medidas que mitiguen el impacto de las deficiencias en la calidad, el Documento CREG 042 de 2004 dice:

“Se propone iniciar con una regulación basada en el Autocontrol para el indicador P_{ST} . El fundamento de esta propuesta es hacer que las propias empresas dirijan esfuerzos a resolver los problemas de la Calidad de la 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 resultados permitirá establecer si el sistema de Autocontrol funciona o si se requiere implementar incentivos económicos para alcanzar las metas propuestas.”

11.6 Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P - CHEC S.A. E.S.P. -

Radicados CREG: E-2004-008882 y E-2004-010254

Recibidas: 2 de noviembre de 2004 y 22 de diciembre de 2004

Firma: ORLANDO MICOLTA GONZÁLEZ, Gerente (E)

11.6.1. *"En el numeral 3 "ANTECEDENTES", se mencionan las cartas de coordinación descritas en la guía IEEE P1564, la cual está en estudio."*

El objetivo del numeral 3. del Documento CREG 042 de 2004 es precisamente mostrar el estado del arte en el tema de herramientas para cuantificar la severidad de las fluctuaciones de tensión. Debido a esto se incluye una referencia a la metodología de la guía IEEE P1564. Es importante ratificar que a diferencia de otras publicaciones internacionales de IEEE e IEC, citadas como Estándar debido a su estado actual de desarrollo, la IEEE P1564 es citada como **Guía**.

11.6.2. *"En la introducción página 11, se hace mención del reconocimiento del costo de los equipos registradores dentro de las unidades constructivas definidas en la resolución CREG 082 de 2002, sin embargo la CHEC dentro de las unidades constructivas sólo incluyó una unidad de código CCS9, ¿de qué manera se reconocerán los nuevos equipos a instalar durante el presente período tarifario?"*

Citando el Documento CREG 042 de 2004, en su páginas 17 y 18:

"Los equipos de medición a usar, para medir la calidad de la potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082-2002, así:

- *Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$ 19,248,000 de diciembre 2001.*
- *Unidad de adquisición de datos (1.) , valorada en \$ 22,339,005 de diciembre 2001, según las siguientes tablas (2.) (Costos (FOB) en pesos de diciembre de 2001), incluyendo sistema de procesamiento.*

1. Reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19, N3S20 y N4S1 a N4S18 ; según lo enunciado en el numeral 2.7.3 del Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003), fundamento de la Resolución CREG 082-2002. Los cálculos originales se encuentran en dólares de los Estados Unidos de diciembre de 2001. Para calcular el valor en pesos se utilizó la tasa de cambio representativa de mercado del día diciembre 31 de 2001, publicada por el Banco de la República.

2. Estas tablas forman parte de los estudios en los cuales se fundamenta el Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003) y por ende la Resolución CREG 082-2002." (hemos subrayado)

A partir del segundo punto se deduce que las unidades de adquisición de datos, de las cuales habla la propuesta, se encuentran reconocidas desde la última aprobación de cargos.

11.6.3. *"Al definir en el "PLAN PARA INSTALAR EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DEL INDICADOR Pst." Consistente en instalar los equipos de registro en el 100% de los barrajes de niveles 4,3 y 2, al igual que en el 5% de los circuitos del nivel 2 para el mes de enero del 2006. La CREG propone una metodología muy costosa; para CHEC sería de aproximadamente de 3.000 millones de pesos: la cual consideramos*

demasiado alta para realizar un estudio de diagnóstico.

En este sentido la formulación más razonable es la fundamentada en el muestreo y la evaluación estadística, cuya metodología puede ser adoptada de reglamentaciones de otros países donde ya se aplicó, cabe aclarar que con esta metodología la inversión inicialmente planteada para equipos de registro, se reduciría en un 60%”

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

Quisiéramos agregar que los medidores a los cuales se refiere la metodología propuesta en el Documento CREG 042 de 2004 no son requeridos exclusivamente para realizar un estudio de diagnóstico, sino para la posterior medida y control de la calidad.

11.6.4. *“Recomendamos tener en cuenta que la resolución CREG 082 del 2002 no reconoció unidades constructivas para el equipo de almacenamiento y tratamiento de la información de calidad de la potencia, software para base de datos, medios de computación intensiva y transferencia automática de datos (considerando la periodicidad propuesta para el envío de los reportes al SUI). Por lo anterior solicitamos se estudie la fórmula adecuada para su reconocimiento, a partir de la fecha de implantación del sistema por parte de CHEC.”*

Teniendo en cuenta la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 FOB) y los precios de los equipos disponibles en el mercado, la Comisión considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación, computación, etc.) es acorde con la valoración económica de este elemento. En cuanto a la instalación de estos equipos, la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 tiene en cuenta factores de instalación (para las unidades constructivas que incluyen estos registradores como uno de sus elementos constitutivos) del orden de 1.9, por lo que se considera que los costos de instalación están totalmente cubiertos.

11.6.5. *“En el numeral 7, se lee: “...El cumplimiento de los indicadores Pst y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos del usuario, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía.” Consideramos de vital importancia aclarar el alcance de este párrafo. Pues el usuario debe ser consciente que los equipos a conectar a la red, van a estar inmersos en un sistema eléctrico con unos parámetros previamente establecidos, tales como: Rango de tensión, frecuencia, etc. Y deberán estar diseñados de forma que no sean afectados en su correcto funcionamiento por estas condiciones mínimas de la red.”*

En el texto citado falta tener en cuenta el siguiente comentario, incluido en el Documento CREG 042 de 2004:

“Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa.”

Aclarando el alcance del párrafo, la Comisión considera necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual.

En cuanto al tema de los requerimientos de diseño aplicables a los equipos del usuario, este no hace parte de la temática de la propuesta del Documento CREG 042 de 2004.

11.6.6. *“En el documento síntesis de éste estudio (CHEC frente a la propuesta de norma CREG 042 – 2004) se concluye: “se puede afirmar que la calidad del servicio es una responsabilidad conjunta del usuario, la empresa de electricidad y los fabricantes de los equipos. La empresa de electricidad debe proveer una adecuada calidad del servicio de acuerdo con las normas y expectativas del usuario (adecuado no quiere decir “perfecto”). Los fabricantes deben conocer el ambiente eléctrico en el que operan sus equipos y a su vez el usuario puede anticiparse a las necesidades de protección que requieren estos equipos. El ente regulador debe proponer una norma acorde con las necesidades del país, es por ello primordial, establecer una campaña de medición de tipo estadístico, que permita evaluar el actual estado de Colombia con relación a la calidad de la potencia y a partir de estos resultados definir una norma que lleve a los operadores de red a un punto de operación óptimo desde el punto de vista económico y, adaptado a un concepto técnico viable.””*

Antes de analizar este punto es importante tener en cuenta que entre las finalidades de esta propuesta se encuentra el desarrollar herramientas que permitan mejorar la CPE en Colombia, y de paso evaluar el desempeño de una regulación basada en el autocontrol. El estudio para obtener el valor objetivo de P_{ST} es sólo **uno de los pasos** para lograr éstos objetivos.

En cuanto al análisis de la metodología para determinar el valor objetivo de P_{ST} , si bien la metodología estadística para determinar el tamaño de la muestra (determinado sin tener en cuenta metodologías futuras) necesaria para el estudio con el cual se obtendría el valor objetivo del P_{ST} podría ser menor a la planteada en el Documento CREG 042 de 2004, la vigilancia y evaluación de la CPE, sea mediante el esquema propuesto de Autocontrol o mediante un esquema regulatorio tradicional, como las penalizaciones, requiere contar con registros históricos antes y después de la entrada del esquema. Ahora bien, dado que no existen registros históricos de P_{ST} en la actualidad, la muestra empleada para el estudio previo se convertiría en la población del estudio de vigilancia y evaluación de la CPE. Esta primera consideración, de tipo estadístico, haría que la muestra del estudio previo aumentara su tamaño inicial (determinado sin tener en cuenta metodologías futuras).

Es claro que los únicos potenciales beneficiados de la vigilancia y evaluación de la CPE serían los usuarios con registros históricos (ya que el operador de red no tendría ningún

incentivo a mejorar la CPE de usuarios que no contaran con registros). Teniendo en cuenta la actual barrera económica que impide la medición de CPE en la frontera del usuario, la medición debe ser realizada en las subestaciones del OR. Dado que los activos de las subestaciones son considerados activos de uso, esto implica que el costo de los medidores es trasladado a todos los usuarios por igual, sin importar si fueron o no beneficiados por las mejoras en CPE. De esta última tesis se pueden deducir dos caminos a tomar en cuanto a CPE:

- Instalar equipos de medición de forma tal que se garantice el principio de igualdad a todos los usuarios.
- No instalar ningún equipo de medición, y por lo tanto no tomar acciones para asegurar la CPE.

Sin embargo, el primer punto adolece de ilegalidad, dado que, citando el Documento CREG 042 de 2004:

“El artículo segundo de la Ley 142 de 1994 estableció que corresponde al Estado intervenir en la prestación de los servicios públicos domiciliarios para garantizar que se haga en condiciones de calidad y continuidad. Así mismo el artículo 73 de la ley ordenó a la Comisión fijar las normas de calidad que deben cumplir las empresas en la prestación del servicio de energía. Adicionalmente la ley establece que las tarifas del servicio tienen un carácter integral el cual supone unas condiciones de calidad y de cobertura que corresponde definir a las comisiones de regulación.

Por su parte la Ley 143 de 1994 estableció que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y definir los criterios técnicos de calidad con que debe suministrarse el servicio de energía a los usuarios finales.”

Teniendo en cuenta que estamos de acuerdo en apreciaciones como:

“La empresa de electricidad debe proveer una adecuada calidad del servicio de acuerdo con las normas y expectativas del usuario (adecuado no quiere decir “perfecto”).”

“Los fabricantes deben conocer el ambiente eléctrico en el que operan sus equipos y a su vez el usuario puede anticiparse a las necesidades de protección que requieren estos equipos.”

Y que teniendo en cuenta las solicitudes históricas acerca del tema de calidad, no pensamos en que discrepen de la siguiente afirmación:

*El ente regulador debe proponer una norma acorde con las necesidades del país, es por ello primordial, establecer una campaña de medición **acorde con la remuneración vigente de la actividad**, que permita evaluar el actual estado de Colombia con relación a la calidad de la potencia y a partir de estos resultados definir una norma que lleve a los operadores de red a un punto de operación óptimo desde el punto de vista económico y, adaptado a un concepto técnico viable.*

Se concluye que el único camino a seguir consiste en instalar equipos de medición de forma tal que se garantice el principio de igualdad a todos los usuarios, tal como se propone en el Documento CREG 042 de 2004.

11.6.7. *“Siendo el objetivo final de esta propuesta regulatoria la obtención de unos niveles de calidad de la potencia adecuados para la satisfacción de nuestros clientes, consideramos importante el monitoreo de las instalaciones de aquellos clientes que por sus procesos son más sensibles a estas perturbaciones ó son la fuente de perturbaciones en la red y así enfocar todos nuestros esfuerzos en solucionar los problemas encontrados conjuntamente con los clientes.”*

Reiteramos que teniendo en cuenta el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de emplear los datos obtenidos (con la metodología propuesta) en las estrategias que consideren más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

11.6.8. *“Dentro del documento no se menciona el procedimiento a seguir en caso de disturbios atribuibles al STN que afecten nuestro sistema de Distribución.”*

En cuanto al tema de los disturbios atribuibles al STN, tanto el estudio del valor objetivo de P_{ST} como el análisis de la metodología de autocontrol tendrían en cuenta estos disturbios. Finalmente, teniendo en cuenta el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de emplear los datos obtenidos (con la metodología propuesta) en las estrategias que considere más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

11.6.9. *“Propuesta CHEC:*

Se recomienda entonces, establecer los parámetros y aplicación del Pst y THDV de acuerdo a la siguiente metodología:

Puntos de medida: Evaluar de forma estadística un universo del 30% de las barras de las subestaciones de los niveles de tensión 4,3 y 2. Por un período no inferior a seis meses, rotar el sistema a las barras no medidas, dejando como restricción aquellas barras que resultaren en un Pst deficiente según la política de auto control. Terminada la rotación en los barajes y en un tiempo estimado de 36 meses comenzar con la evaluación para la fijación de los parámetros

Para resolver el problema de sonde medir, luego de haber fijado los índices de Pst, se sugiere la metodología aleatoria, en ella se debe correr en un motor de generación de números aleatorios las barras del sistema, dejando un espacio de muestreo correspondiente al 30% de las barras en los niveles 4, 3 y 2. El período debe ser de seis meses y se dejará incluido para el siguiente período toda barra con un valor inferior al establecido.

Cronograma Propuesto:

- *Etapla preliminar: los primeros 12 (doce) meses definen la metodología y las herramientas para su uso correcto. Este es el momento para revisar y completar la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 (treinta y seis) meses*
- *Etapla I: los siguientes 36 (treinta y seis) meses, constituyen la denominada etapa I, en*

la que se comenzará con la instalación de los equipos y su rotación en el sistema. La evaluación de los indicadores para determinar los valores a ser exigidos para la etapa II (la metodología debe ser clara en la técnica estadística a utilizar y el formato para la entrega de información, así como el software para la base de datos).

• Etapa II: Esto sugiere que a partir del mes número 49 (cuarenta y nueve), contado a partir de la fecha efectiva de entrada en vigencia del acuerdo, debería iniciarse la denominada etapa II (etapa de adecuación de la red). Los aspectos de calidad de la potencia que se controlarán son las perturbaciones y la deformación en la tensión. Se podrá tolerar hasta un determinado límite las variaciones de tensión a través del indicador Pst, de acuerdo a los resultados estadísticos de la etapa I así como el THDV (Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión flicker, las caídas lentas de tensión y las armónicas según CREG 042-2004, referida e IEC 61000-4-15). Este es un período de adecuación de inversiones para el cumplimiento con lo determinado en la etapa I y se debe fijar el tiempo de acuerdo a un estudio financiero"

La Comisión opina que el cronograma propuesto (en cuanto a duración de las etapas) por ustedes es relativamente similar al propuesto en el Documento CREG 042 de 2004 en la medida que:

- La denominada "Etapa Preliminar", en nuestra opinión, corresponde, aproximadamente, al período de tiempo en el cual la Comisión adelantó los estudios previos del tema y concedió el plazo (estipulado en el Artículo 2º de la Resolución CREG 058 de 2004) para enviar a la Comisión las observaciones, comentarios y sugerencias sobre la propuesta regulatoria.
- La denominada "Etapa I", en nuestra opinión, corresponde a lo enunciado con detalle en el Documento CREG 042 de 2004.
- La denominada "Etapa II", en nuestra opinión, corresponde al período de tiempo en el cual se realiza la evaluación del esquema de autocontrol planteado, y en el cual se establece si el Autocontrol funciona o si se requiere implementar incentivos económicos para alcanzar las metas propuestas. Con el fin de ser consecuente con la forma en que se decide acerca de la remuneración de la actividad, esta etapa podría iniciar a partir de la terminación del período tarifario (diciembre 31 de 2007), aproximadamente 18 meses después de la terminación del estudio de diagnóstico previo. Si bien esto implica que la denominada "Etapa II" iniciaría máximo un año antes de la terminación del plazo para instalar los equipos remunerados actualmente; no habría ningún problema dado que cualquiera que sea la metodología de control de la CPE (autocontrol o regulación tradicional) se necesitan los equipos.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que los tiempos de inicio de las "Etapas" deben ser coherentes con la vigencia del período tarifario.

11.7 CODENSA S.A. E.S.P.

Radicado CREG: E-2004-008943

Recibida: 4 de noviembre de 2004

Firma: JOSÉ ALEJANDRO INOSTROZA LÓPEZ, Gerente General

11.7.1. *“... el tema propuesto aún se encuentra en fase de investigación en el mundo por parte de Universidades, Asociaciones profesionales (IEEE, ANSI, EPRI), centros de investigación, fabricantes y proveedores de equipos. En el país se desarrollan estudios de calidad de la potencia mediante diferentes convenios entre centros de investigación como ICONTEC, COLCIENCIAS, La Universidad de la Salle, Universidad Nacional, Codensa y otras empresas distribuidoras del país, con importantes conclusiones y aportes que no han sido considerados en la propuesta de la Comisión.”*

Si bien el tema es fuente de gran cantidad de investigaciones en todo el mundo, la Comisión considera que con la metodología propuesta en el Documento CREG 042 de 2004 el país está en capacidad de avanzar en éste tema. En cuanto al tema de las fuentes de información, la Comisión utilizó la información disponible fruto de:

- Participación del personal que actualmente trabaja para la CREG en estudios de CPE, como los adelantados en la Universidad Pontificia Bolivariana.
- Participación del personal que actualmente trabaja para la CREG en eventos relacionados con la CPE, como el II Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica, organizado por la UNAL, Bogotá.
- Investigación del tema en la literatura internacional.

Lo anterior significa que la Comisión si tuvo en cuenta conclusiones de varios trabajos producto de centros de investigación nacionales. Sin embargo, con el fin de obtener un documento conciso, se resumió al máximo la síntesis del estado del arte acerca de este tema.

11.7.2. *“Es importante resaltar que una de las principales conclusiones de los estudios e investigaciones desarrolladas sobre la calidad de la potencia, indican que las principales fuentes de polución eléctrica son las cargas de los grandes consumidores, con mayor énfasis en la electroindustria. Es precisamente en estos nodos eléctricos donde se recomienda instalar los puntos de medición de calidad de la potencia. No obstante, la propuesta de la Comisión demandaría la instalación masiva de sistemas redundantes y complejos de medidores de calidad de la potencia en cada barraje y en todas las celdas de salida o circuitos subestaciones; en el caso de Codensa implicaría la instalación de cerca de mil medidores de calidad de la potencia.”*

Por razones, principalmente económicas, la CREG considera que este no es el momento para llegar a medir CPE, de forma permanente, a los usuarios en sus fronteras. Sin embargo, la CREG considera que la metodología y el indicador propuestos, además de permitir la mejora de la calidad al usuario vía optimización de los planes de mantenimiento del OR, dan señales claras a éste para que mida CPE a los usuarios que considere posibles causantes de problemas a su sistema y les permita corregirlos. Además, la CREG considera que la metodología y el indicador propuestos pueden dar, después de obtener datos históricos, las señales para que se pueda hacer la medición en el usuario final.

En cuanto a los equipos de medición requeridos, como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con estos equipos dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades

constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.7.3. *“Las inversiones mencionadas demandarían adicionalmente costos de AOM superiores a los reconocidos en la remuneración de las empresas, debido a la consulta, registro, almacenamiento y reporte semanal de múltiples señales o información sin procesar, que no aportarían conclusiones, recomendaciones o pasos a seguir, para solucionar los problemas planteados.”*

La Comisión considera que la remuneración por concepto de AOM tiene en cuenta los procedimientos propuestos en el Documento CREG 042 de 2004, máxime teniendo en cuenta que el Regulador concedió un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE.

11.8 Empresas Públicas de Medellín E.S.P. –EEPP de Medellín-

Radicados CREG: E-2004-009526, E-2004-010322 y E-2005-001280

Recibidas: 24 de noviembre de 2004, 27 de diciembre de 2004 y 23 de febrero de 2005

Firmas: CARLOS JAIME QUINTERO RIVILLAS, Jefe Área Operación y Calidad Energía, y GABRIEL JAIME BETANCOURT MESA, Gerente Distribución Energía

11.8.1. *“En la Resolución 096 del año 2000 se habla de metodologías Americanas, las guías IEEE 519 y 1159, con estos documentos dieron una señal para afrontar los problemas de la Calidad de la Potencia y en este documento hablan de la norma IEC*

Con lo descrito en los numerales 2 y 3, la CREG está dando señales diferentes en períodos cortos y aún para implementar a corto plazo para un tema un poco complicado en cuanto a la metodología que se debe utilizar, Americana o Europea.”

Antes que nada es importante aclarar que el fundamento teórico del Documento CREG 042 de 2004, en el tema de la Distorsión Armónica, se encuentra en el Estándar IEEE 519 [1992], por lo que respecto a esta línea no hay ningún cambio de fundamentación teórica.

Ahora, es bien conocido que el Estándar IEEE 1159 [1995], respecto a los fenómenos transitorios y las fluctuaciones de tensión, los describe y clasifica, pero no define ni indicadores ni límites. Por esta razón en el Documento CREG 042 de 2004 se utilizó el mencionado Estándar como fundamento teórico para clasificar las Variaciones de corta duración.

Con el fin de complementar el reglamento de distribución, la Comisión fundamentó parte del trabajo teórico del Documento CREG 042 de 2004, en el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), conocido también como “Medidor de parpadeo”.

En cuanto al tema del parpadeo ("Flicker"), la Comisión considera conveniente usar la metodología propuesta por IEC, teniendo en cuenta que:

- Se usa el mismo indicador para medir las fluctuaciones de tensión.
- Menos del 2% del Estándar IEEE 519 [1992], propuesto en la Resolución CREG 096 de 2000 para este tema, se dedica al parpadeo (En su mayoría estudia el tema de la Distorsión Armónica)
- Tal como lo sugiere el artículo "Voltage and Lamp Flicker Issues: Should the IEEE Adopt the IEC Approach?" (publicado por IEEE en la dirección <http://grouper.ieee.org/groups/1453/drpaper.html>):

"Existen muchas situaciones prácticas donde la metodología existente de "curva de parpadeo" no puede ser aplicada de forma consistente. El IEC se ha dirigido hacia una técnica de medición estandarizada y ha desarrollado límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en ésta técnica. Experiencia significativa con ésta técnica de medición ha validado la aproximación para sistemas de potencia Europeos y las modificaciones necesarias requeridas para adaptar el procedimiento de medición y los límites para sistemas de potencia Norteamericanos se encuentran ahora disponibles. Los casos de estudio presentados en el artículo demuestran la correlación entre las quejas del usuario y el registro del medidor de parpadeo, lo cual indica que los límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en metodologías IEC pueden ser usados de forma efectiva en Norteamérica." (hemos subrayado - traducción no oficial)

- El indicador P_{ST} , descrito en el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), fue diseñado inicialmente para medir parpadeo.

Fundamentado en estas aclaraciones y en el hecho que la Resolución CREG 096 de 2000 fue publicada hace cuatro años aproximadamente, la Comisión no considera que se estén dando señales diferentes en períodos cortos, mas bien se están actualizando las señales conforme a lineamientos técnicos actuales.

Finalmente, es importante aclarar que IEC tiene miembros activos, representados en Comités Nacionales ("National Committees") como ICONTEC para Colombia, en todo el mundo, y por lo tanto sus metodologías no deben ser estigmatizadas como metodologías europeas. El listado de los miembros activos de IEC, a noviembre de 2004, es: (tomado de la página de IEC)

Completos ("Full"): Alemania, Arabia Saudita, Argentina, Australia, Austria, Bélgica, Bielorrusia, Brasil, Bulgaria, Canadá, China, Corea (Republica de), Croacia, Dinamarca, Egipto, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, India, Indonesia, Irán, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Luxemburgo, Malasia, México, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Pakistán, Polonia, Portugal, Reino Unido, Republica Checa, Rumania, Rusia, Serbia y Montenegro, Singapur, Sudáfrica, Suecia, Suiza, Tailandia, Turquía, Ucrania

Asociados ("Associate"): Bosnia Herzegovina, Colombia, Chipre, Estonia, Islandia, Kazajstán, Corea (R.D.P de), Latvia, Lituania, Malta, Tunisia, Vietnam

11.8.2. *"Equipos de medición. Se indica que los equipos de medición a usar para medir la calidad de la potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002.*

Para el caso de EEPPM estos equipos no se reconocieron. Los equipos reconocidos son los que están incluidos en las unidades constructivas de las bahías de salida de la subestaciones y, como informó a la CREG el Comité de Distribución durante la definición de las Unidades Constructivas, tienen funciones y objetivos distintos y características muy diferentes a las exigidas por la CREG en este documento.

Adicionalmente, si los equipos incluidos en los Sistemas de Medida y Calidad deben tener las características de lo solicitado en la norma IEC, entonces no son simplemente de medida, sino equipos especiales con características de analizadores de red donde el costo de estos equipos es superior a los reconocidos por la CREG en las unidades constructivas.

Para el caso de la unidad constructiva "Unidad de adquisición de datos, valorada en \$ 22,339,005 de diciembre 2001 , incluyendo sistema de procesamiento.", se requiere adicionalmente un medio de comunicación específico y de almacenamiento, tecnología ésta que no está reconocida en el valor descrito.

Procesar indicadores no es solo recolección de datos, se requiere hacer varias gestiones antes de entregar la información para el cálculo de los indicadores."

Antes de analizar este comentario es importante tener en cuenta el siguiente aparte del documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2002:

"...dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico "Unidades de adquisición de datos", las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores."

Tal como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, considerando la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 al elemento (no unidad constructiva como afirma en su comunicado) "unidades de adquisición de datos" (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 **FOB**) y teniendo en cuenta los precios de los equipos disponibles en el mercado, la Comisión considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación y los medios para procesar indicadores de forma automática) es acorde con la valoración económica de este elemento.

11.8.3. *"Consideramos que el estudio de diagnóstico del sistema colombiano que se realizará a partir de la instalación de los equipos para medir la calidad de la potencia y la definición posterior de los límites máximos exigidos para el Pst no justifican las altas inversiones que deben ser realizadas en los equipos propuestos en el documento. Igualmente, se requerirán equipos más precisos si el valor del Pst arroja valores mayores a la unidad, con lo cual será aún mayor inversión requerida."*

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.8.4. *“Se propone iniciar con una regulación basada en el autocontrol para el indicador Pst. El fundamento de esta propuesta es hacer que las propias empresas dirijan esfuerzos a resolver los problemas de la calidad de la potencia en aquellos circuitos donde los indicadores señalen mayores dificultades, sin entrar desde el principio a generar incentivos de compensación económica al usuario. Consideramos que el autocontrol del que habla sí se está realizando, pues de hecho el OR atiende cualquier reclamación por deficiencia en la calidad de la potencia, hasta darle soluciones al cliente, y si el problema lo generó el OR, éste debe pagar por los daños ocasionados, lo que le obliga a mejorar la infraestructura de la red de distribución para evitar la mala calidad de la potencia o de notificarle al cliente que está afectando la calidad de la potencia para que realice medidas directas en el punto de conexión e indicándole al cliente cual podría ser la solución para que este la realice.”*

Si ustedes vienen utilizando el autocontrol no vemos donde está el problema de seguir utilizándolo.

11.8.5. *“En cuanto a la caracterización de la calidad de la potencia para todo el sistema de distribución realizando medidas en los barrajes de todas las subestaciones y salidas de todos los circuitos, consideramos que la medida se debe implementar en aquellos circuitos que tengan cargas que realmente les afecta las variaciones de la calidad de la potencia como es el caso de cargas industriales. Y aún, resolver los problemas más puntuales con clientes más contaminantes.”*

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.8.6. *“Consideramos que para que el sistema de autogestión funcione, se requiere mucha automatización, fluidez y confiabilidad de la información reportada por los agentes, tanto de los resultados estadísticos históricos del indicador propuesto como de las medidas adoptadas por las empresas para ajustarlos a las metas. Todos los OR no tienen la capacidad de automatizar esta gestión. La inversión sería demasiado alta para*

aquellos OR que no tienen esta capacidad, y no se reconocerían los equipos requeridos para realizar una buena gestión."

El Regulador tuvo en cuenta diversos temas particulares de los OR al conceder un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció la reposición a nuevo y el AOM de estos equipos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

11.8.7. *"De acuerdo con lo definido en la metodología propuesta en la que se indica que el cumplimiento de los indicadores Pst y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos del usuario, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía, consideramos que de que vale cumplir con los niveles de Calidad de Potencia, si los OR no se exoneran de los daños ocasionados en los equipos de los usuarios. Con las mismas indemnizaciones se dan las señales para que cada OR refuerce en donde es más frágil la red desde el punto de vista de la calidad de la potencia y es en estos sitios donde debe mejorar."*

En el texto citado falta tener en cuenta el siguiente comentario, incluido en el Documento CREG 042 de 2004:

"Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa."

La Comisión considera necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual. Esto teniendo en cuenta que algunos fenómenos de muy corta duración, que pueden resultar perjudiciales para los equipos del usuario, no son cubiertos con estos indicadores.

Una de las grandes ventajas técnicas de poseer registros del indicador P_{ST} es que ciertas perturbaciones que producen valores altos del indicador pueden degenerar en problemas de DES y FES, con lo cual los OR al garantizar el cumplimiento de este indicador podría evitar altos valores de compensaciones al usuario debido a problemas de DES y FES.

11.8.8. *"El plan de recolección de datos prevé que el Operador de Red deberá enviar semanalmente al Sistema Único de Información, un archivo comprimido que contenga las 1008 medidas por fase (para cada semana y para cada punto de medida), consideramos que la gestión que debe implementar un OR para cumplir con este requisito es muy compleja ya que se requiere de altas inversiones y aumento de recursos humanos."*

Teniendo en cuenta lo descrito el Documento CREG 042 de 2004:

"Para que el sistema de autogestión funcione, se requiere mucha automatización, fluidez y confiabilidad de la información reportada por los agentes, tanto de los resultados estadísticos históricos del indicador propuesto como de las medidas adoptadas por las empresas para ajustarlos a las metas." (hemos subrayado)

La Comisión considera que la remuneración por concepto de AOM tiene en cuenta los procedimientos propuestos en el Documento CREG 042 de 2004, máxime teniendo en cuenta que el Regulador concedió un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE.

En cuanto a la instalación de estos equipos, la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 tiene en cuenta factores de instalación (para las unidades constructivas que incluyen los registradores) del orden de 1.9, por lo que se considera que los costos de instalación están totalmente cubiertos.

11.8.9. *“Las fluctuaciones de voltaje involucradas y que afectarían el sistema de iluminación son a menudo mucho menores que los umbrales de susceptibilidad de los equipos eléctricos. De ahí que fluctuaciones de tensión repetitivas en el rango de frecuencia de 5 a 15 Hz pueden producir un indicador alto de Pst sin afectar el comportamiento de los equipos electrónicos.”*

Este hecho se analiza en la Figura 3, Curvas P_{ST} constante CBEMA y EPRI, del Documento CREG 042 de 2004 donde se observa como la curva de $P_{ST} = 1$ p.u. (límite propuesto por IEC, basado en el estudio del sistema lámpara-ojo-cerebro) es más exigente que las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI. Esta es una de las razones que sustentan la necesidad de realizar un estudio previo del sistema antes de determinar un valor umbral para P_{ST} .

11.8.10. *“El filtro pasabanda que posee el algoritmo de la IEC 61000-4-15, separa las variaciones de tensión de baja frecuencia en el rango entre 0.05 Hz y 35 Hz o que corresponde a un espectro en el tiempo de perturbaciones comprendidas entre 20 milisegundos a 20 segundos. Existen eventos de importancia para la carga y los Operadores de Red que el filtro pasabanda no los dejaría pasar; ejemplo de estos eventos son: transitorios por descargas atmosféricas, energización de condensadores y maniobras de red, lo que hace difícil determinar las causas de una reclamación de un cliente debido a una perturbación, si no se posee la información necesaria que permita determinar su causa.”*

Tal como se respondió en el Comentario 7, algunos fenómenos de muy corta duración, que pueden resultar perjudiciales para los equipos del usuario, no son cubiertos con este indicador. Por esta razón, entre otras, la Comisión considera necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual.

Los invitamos a que si conocen un indicador que cubra además estos fenómenos, y pueda ser implementado con la remuneración vigente, nos lo hagan conocer.

11.8.11. *“El indicador Pst basa su cálculo en la respuesta del sistema lámpara-ojo-cerebro, la cual es obtenida de una derivación matemática que simula la respuesta de la lámpara a las variaciones de voltaje, la habilidad de percepción del ojo humano y la tendencia de la memoria del cerebro humano. La respuesta de la lámpara es dependiente del tipo de lámpara, vatiaje y tensión nominal. Una lámpara con*

características distintas a la referencia usada por el estándar (230 V, 60 W) tendrá una respuesta en frecuencia diferente. Como puede verse, lo anterior no emula el verdadero comportamiento de los equipos electrónicos. De ser empleado un indicador de este estilo debería estar soportado en el nivel de susceptibilidad de los equipos.”

Es importante considerar que, desde el punto de vista histórico, el P_{ST} fue diseñado originalmente para medir el efecto del Parpadeo en el sistema lámpara-ojo-cerebro (Definido en el Documento CREG 042 de 2004). Sin embargo, dada la aproximación metodológica general usada por IEC para medir este efecto particular, el valor umbral de susceptibilidad del sistema lámpara-ojo-cerebro ($P_{ST}=1$ pu) termina siendo al final un simple punto de referencia (P_{ST} Base) en la escala de unidades de medición de severidad de las fluctuaciones de tensión y parpadeo (Muy al estilo del punto de ebullición del agua, a presión estándar, en la escala de unidades Celsius, 100°C). Es claro que el otro punto de referencia lo constituye la medición de la forma de onda estándar ($P_{ST}=0$ pu), muy al estilo del punto de fusión del agua, a presión estándar, en la escala de grados Celsius, 0°C .

Ahora bien, citando el Documento CREG 042 de 2004:

“...al superponer una curva a P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, se observa que su forma es bastante similar, como se ilustra en la Figura 3.

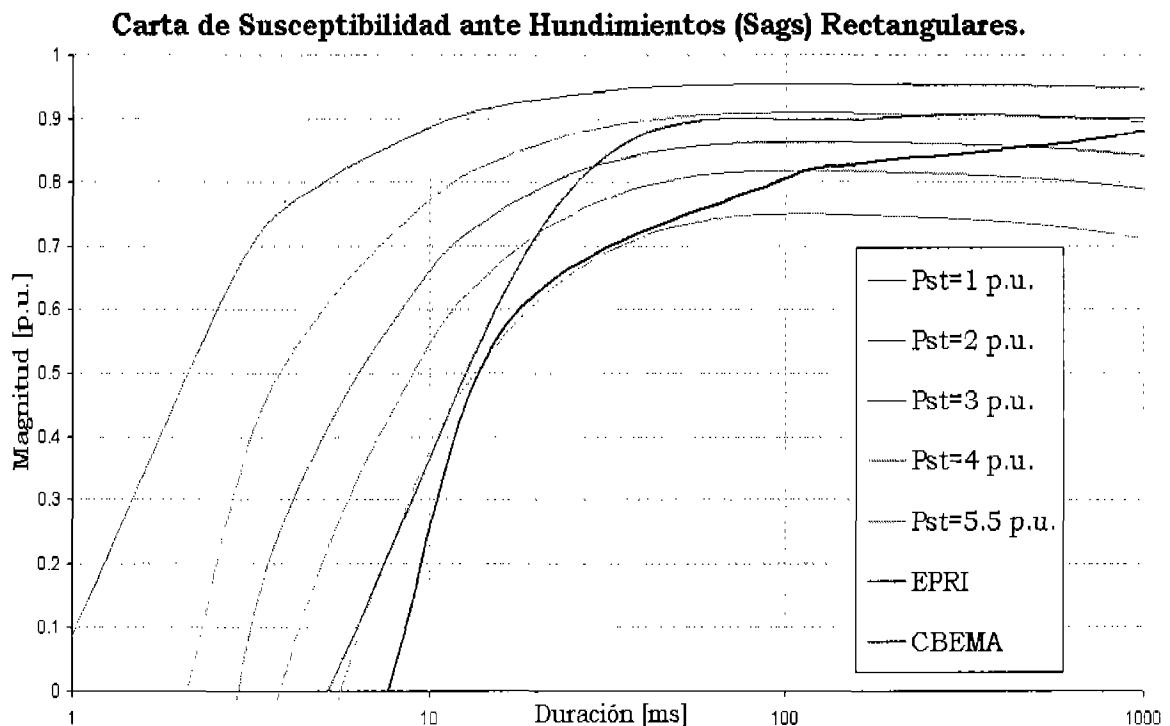


Figura 3 Curvas P_{ST} constante, CBEMA y EPRI”

De esta figura se deduce que no es difícil obtener un valor umbral de P_{ST} para un equipo particular a partir de su curva de susceptibilidad, dado que este valor umbral se puede obtener al comparar la curva del equipo con la familia de curvas de nivel a P_{ST} constante.

11.8.12. *“El filtro de ponderación considerado por el algoritmo, el cual emula el sistema visual humano, atenuaría algunas perturbaciones (le daría algunos eventos un menor peso o valor porcentual dependiendo de la frecuencia o ancho de banda de la perturbación) que por su magnitud y duración podrían ser perjudiciales para un equipo electrónico y no ser molesto al ojo humano, con lo cual el valor final del indicador P_{st} ocultaría el peso real del evento.”*

Tal como se respondió en el Comentario 7, algunos fenómenos de muy corta duración, que pueden resultar perjudiciales para los equipos del usuario, no son cubiertos con este indicador. Por esta razón, entre otras, la Comisión considera necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual.

Los invitamos a que si conocen un indicador que cubra además estos fenómenos, y pueda ser implementado con la remuneración vigente, nos lo hagan conocer.

11.8.13. *“El índice estadístico resultante denominado P_{st} , es una cuantificación estadística y es calculado a intervalos de tiempo de cada 10 minutos. En este sentido es un indicador genérico e integrador de eventos en cuanto puede llegar a acumular distintos eventos (en forma, duración y magnitud) que pueden ocurrir en diferentes puntos de un sistema eléctrico durante el mismo intervalo de tiempo de 10 minutos. Ejemplo de esto son fallas o perturbaciones que se generan especialmente durante condiciones atmosféricas adversas en un área de gran cobertura. Por lo tanto, al no tener la característica de la onda, es decir magnitud, duración y forma, no permite inferir sobre cual es la fuente y tipo del problema, lo que hace más complicado la evaluación técnica del evento con el fin de lograr mejoras en la calidad de la potencia por parte del OR.”*

Lo importante desde el punto de vista de la medición de la Calidad, no es tener un registro de estas variables como magnitud, duración y forma (Parámetros de Entrada) sino un registro de la medida de la severidad de estas (Resultado), denominada perceptibilidad de corto plazo, ya que es ésta variable la que eventualmente puede ser cuantificada por un inversionista con el fin de tomar decisiones. Es claro que desde el punto de vista técnico lo ideal sería tener registros de la tensión en el tiempo. Sin embargo, no entendemos porque si ustedes, en el Comentario 8 del presente documento, consideran que para poder recolectar las 1008 medidas de una semana (resultantes de obtener una medida cada 10 minutos) *“la gestión que debe implementar un OR para cumplir con este requisito es muy compleja ya que se requiere de altas inversiones y aumento de recursos humanos”* ahora insinúan que sería mejor obtener medidas en tiempos más cortos (aumentando el número de medidas).

11.8.14. *“El indicado planteado en cierta medida es “ciego” por cuanto no discrimina de donde viene el problema y en especial la hora de ocurrencia de la perturbación, por tanto, el indicador no serviría como elemento probatorio ante reclamaciones de los clientes lo*

que obligaría a los Ors a caracterizar en más detalle los eventos, esto es a tener la capacidad de tener que evaluar, grabar y transportar otras variables.”

La Comisión considera que el indicador no el “ciego” dado que, según lo ilustrado en la jornada informativa, es capaz de medir la severidad de los eventos que afectan la CPE del punto de medida, y por lo tanto es capaz de medir el impacto sobre todos los usuarios alimentados desde ese punto de medida. En cuanto a la hora de ocurrencia, consideramos que la resolución de 10 minutos es suficiente para determinar la hora de ocurrencia de la perturbación severa dado que la ocurrencia de ésta implica un valor alto de P_{ST} en el período en el cual se presentó. No tiene sentido manejar una resolución mayor considerando, entre otras, las diferencias inevitables entre la referencia de tiempo que maneja el OR y la que maneja el usuario por falta de sincronismo entre los relojes de ambos.

11.8.15. *“El indicador P_{st} no permite diferenciar entre un evento Sags y un evento Swells ni tampoco de su magnitud o duración (factores importantes para el correcto desempeño de un equipo eléctrico ante perturbaciones eléctricas). En esencia el índice únicamente permitiría establecer si hubo o no variaciones durante un período de monitoreo , pero no permitiría establecer la severidad de las mismas, la hora precisa de su ocurrencia y la fuente u origen de la perturbación. Además tiene la característica de amplificación de un evento tipo swell.”*

Antes de analizar este numeral es importante considerar que el indicador a usar para medir simultáneamente fluctuaciones de tensión y flicker debe ser una función creciente, es decir, entre más severas sean las fluctuaciones de tensión, se debe obtener un mayor valor del indicador. Ahora bien, también se debe considerar que la severidad de las fluctuaciones de tensión se incrementa al aumentar el valor de variables como el número de eventos, ΔV , la duración y el tipo de las fluctuaciones de tensión. Esta última afirmación es aceptada internacionalmente, lo cual se refleja en el hecho de que organizaciones como CBEMA, EPRI, IEEE, IEC, etc modelan la severidad en función de estas variables.

Para analizar la veracidad de la propuesta se muestran a continuación algunas de las figuras presentadas en la jornada informativa sobre Calidad, llevada a cabo el día miércoles 25 de agosto en las instalaciones de la CREG. En estas figuras se muestra el comportamiento de la señal IFL (Definida en el Documento CREG 042 de 2004) en el tiempo (Variable intermedia) y el valor de P_{ST} (Resultado), así como las características de las fluctuaciones de tensión simuladas (Parámetros de entrada), ya sea de forma gráfica, como en la Figura 19, o de forma descriptiva.

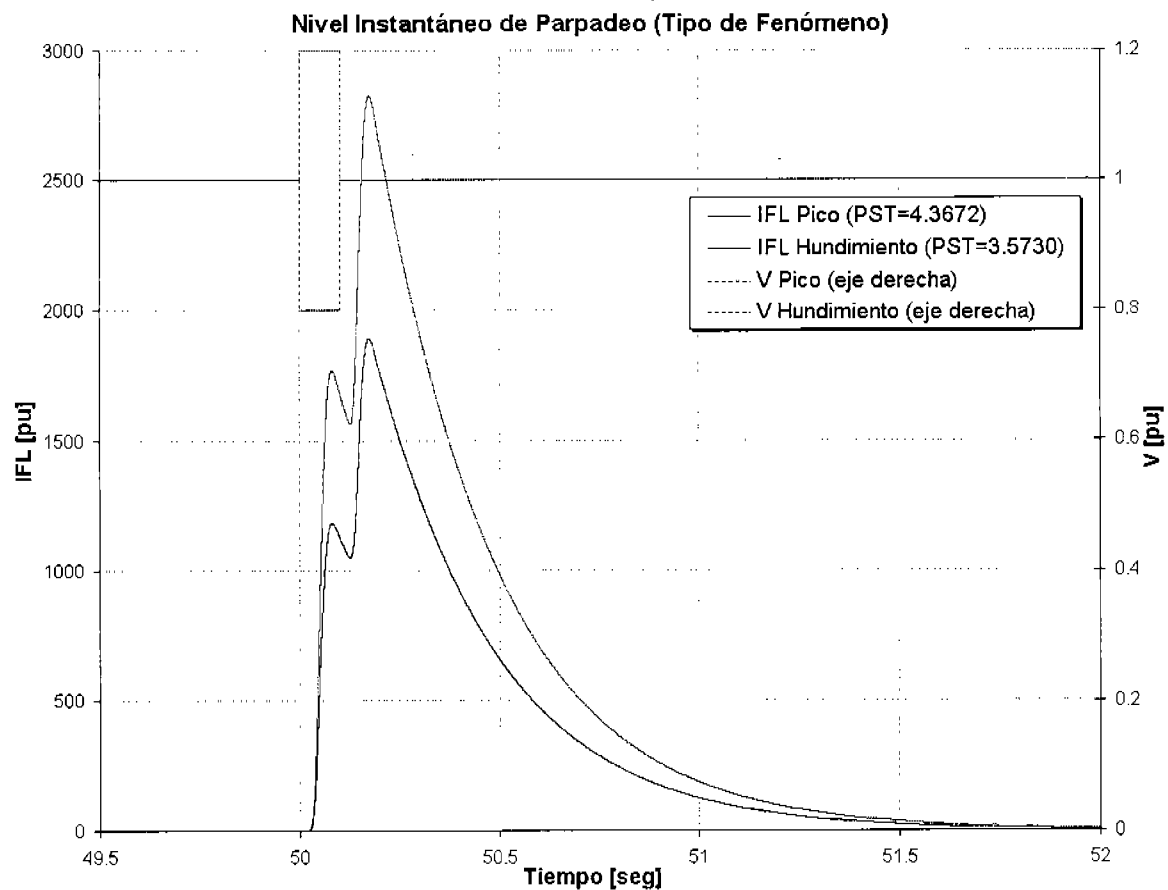


Figura 19 P_{ST} en función del Tipo de fluctuación de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Pico ("Swell") es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tipo Hundimiento ("Sag") ($P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Pico}) > P_{ST}(\text{Tipo}=\text{Hundimiento})$). La Figura 19 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Tipo de fluctuación de tensión.

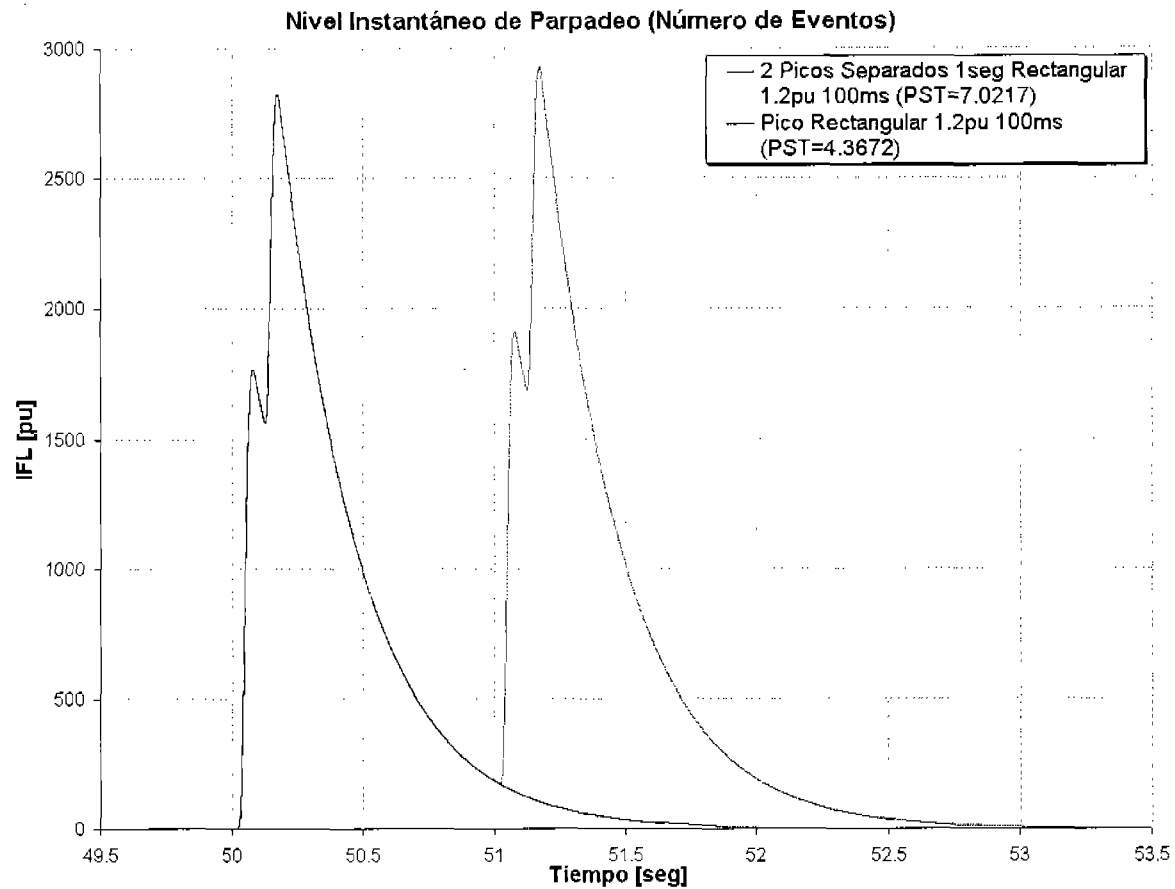


Figura 20 P_{ST} en función del número de eventos (n)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse 2 eventos, en el intervalo de evaluación (10 min), es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un único evento ($P_{ST}(n=2) > P_{ST}(n=1)$). La Figura 20 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable número de eventos.

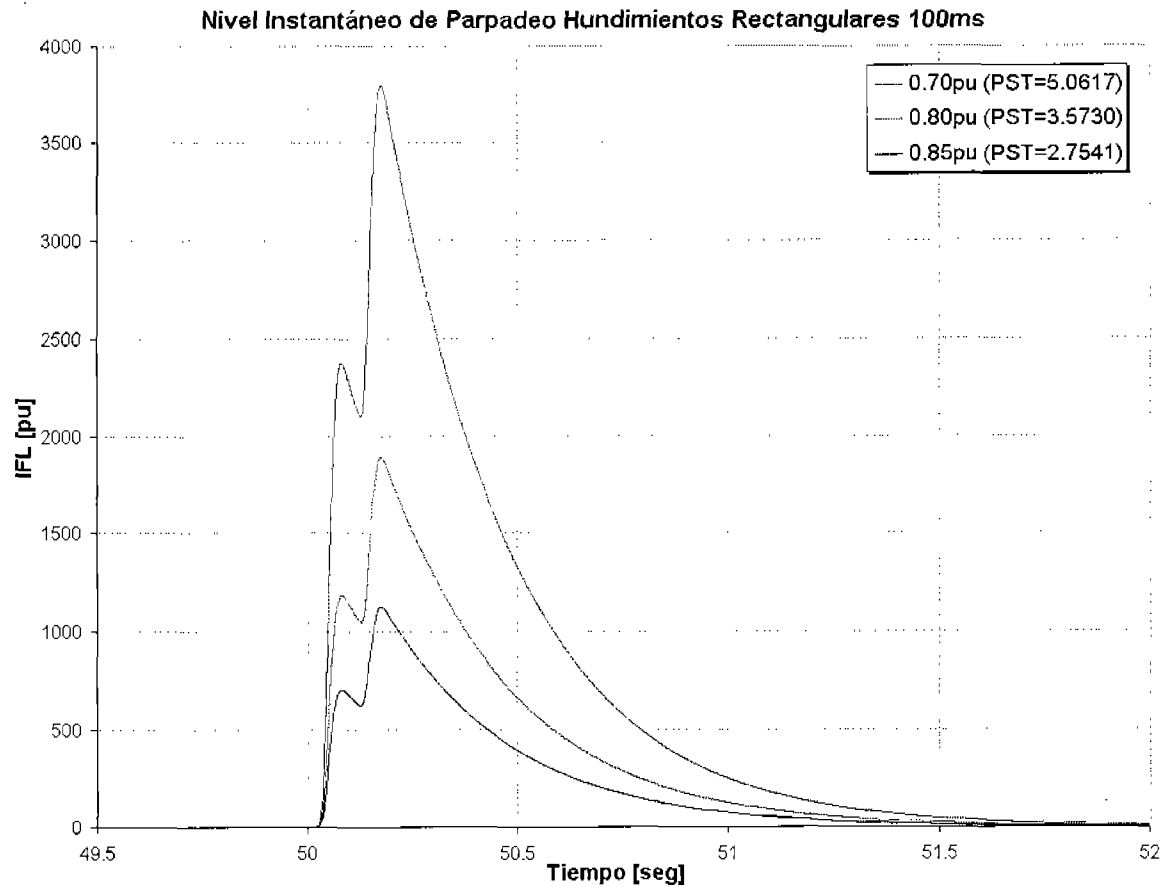


Figura 21 P_{ST} en función del ΔV de las fluctuaciones de tensión

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.7 pu ($\Delta V=0.3$ pu) es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.8 pu ($\Delta V=0.2$ pu), el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de tensión 0.85 pu ($\Delta V=0.15$ pu). ($P_{ST}(\Delta V=0.3pu) > P_{ST}(\Delta V=0.2pu) > P_{ST}(\Delta V=0.15pu)$). La Figura 21 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable ΔV .

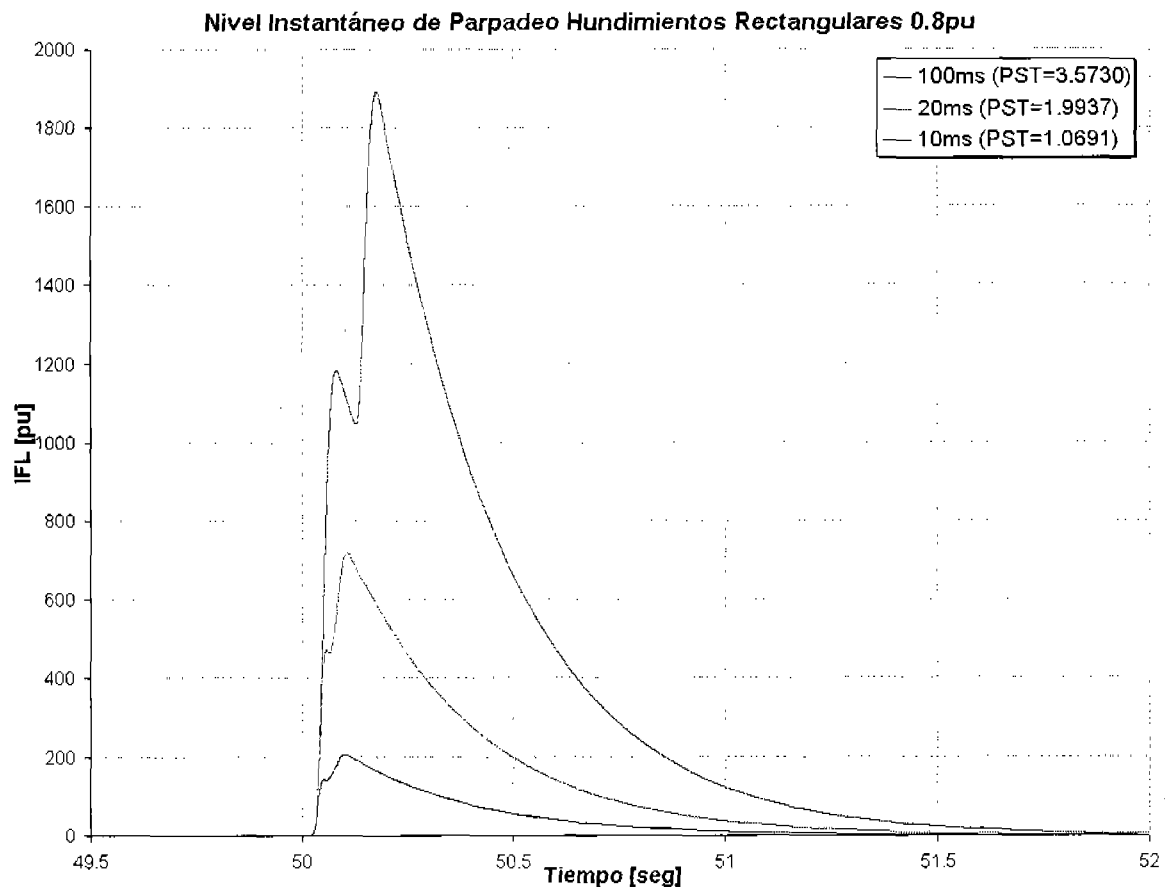


Figura 22 P_{ST} en función de la duración de las fluctuaciones de tensión (Δt)

Se observa en esta Figura cómo el P_{ST} simulado al presentarse un evento de 100 ms de duración es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 20 ms de duración, el cual a su vez es mayor al P_{ST} simulado al presentarse un evento de 10 ms de duración. ($P_{ST}(\Delta t=100 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=20 \text{ ms}) > P_{ST}(\Delta t=10 \text{ ms})$). La Figura 22 comprueba que el P_{ST} es función creciente en la variable Δt .

Al comprobarse que el P_{ST} es función creciente en las variables n , ΔV , Δt y Tipo de fluctuación de tensión se comprueba que:

- El indicador P_{ST} si permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión.
- Si el P_{ST} permite establecer la severidad de las fluctuaciones de tensión, entonces la capacidad del P_{ST} no sólo se limita a detectar si hubo o no variaciones durante un período de monitoreo.
- Además se comprueba como el indicador P_{ST} permite diferenciar la severidad de un Pico y un Hundimiento, dado que le asigna una mayor severidad al Pico que al Hundimiento.

Debe tenerse en cuenta que muchas veces los fenómenos que se presentan no se pueden clasificar como Hundimientos ("Sags") o Picos ("Swells") de manera inequívoca,

dado que frecuentemente los fenómenos presentan combinaciones de comportamientos, de tal forma que lo que debe buscarse es que sean detectados como distorsiones transitorias de la forma de onda, respecto de su forma estándar, y no una clasificación estricta de subidas o bajadas. En este sentido, obviamente lo ideal sería contar con la forma de onda completa registrada, para poder hacer análisis temporales completos. El costo de dichos registros o su comparación con cartas resultaría en valores de inversión prohibitivos (que no están siendo considerados en la remuneración actual de la actividad), por lo que no se considera viable todavía.

En cuanto a la hora de ocurrencia, consideramos que la resolución de 10 minutos es suficiente para determinar la hora de ocurrencia de la perturbación severa dado que la ocurrencia de ésta implica un valor alto de P_{ST} en el período en el cual se presentó. No tiene sentido manejar una resolución mayor considerando, entre otras, las diferencias inevitables entre la referencia de tiempo que maneja el OR y la que maneja el usuario por falta de sincronismo entre los relojes de ambos.

En cuanto a la característica de amplificación de un evento tipo pico, organizaciones como CBEMA reconocen que un evento tipo pico tiene asociada una severidad mayor a un evento tipo hundimiento con iguales características (ΔV , Δt , forma, etc). A manera de ilustración se muestra la curva de susceptibilidad CBEMA, publicada por el "Information Technology Industry Council (ITI)" (conocido como CBEMA desde 1973 hasta 1994, según información de su página web) en la cual se observa como, por ejemplo, para el caso de eventos con $\Delta V = 0.25$ pu el máximo Δt para un hundimiento es de 500 ms, mientras que el máximo Δt para un pico es de 3 ms.

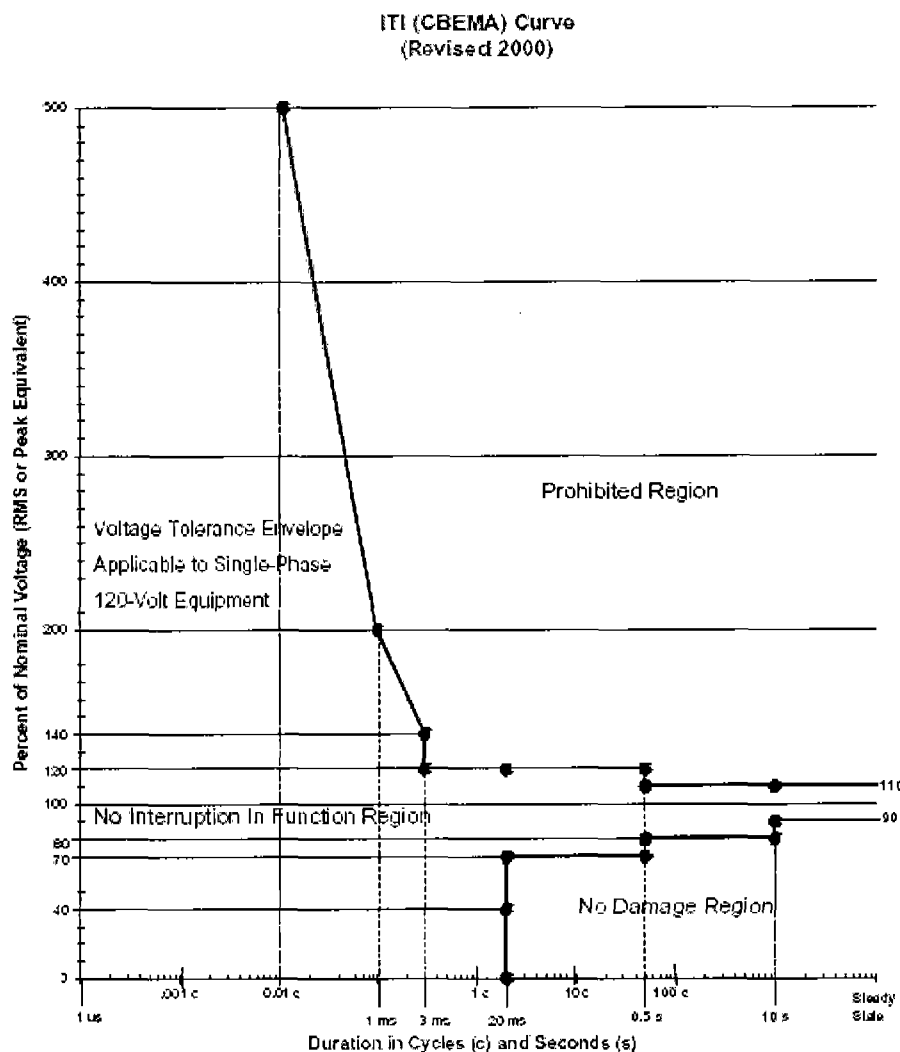


Figura 23 Curva de susceptibilidad CBEMA (Tomada de www.itic.org/technical/iticurv.pdf)

11.8.16. “La transferencia de información requeriría de medios ágiles y confiables. Se requiere de la implementación de un sistema de gestión oneroso que permita la comunicación y manejo de un gran volumen de información. De no ser posible su implementación, requeriría de personal técnico para interrogar los medidores en el sitio lo cual haría el procesos poco práctico, lento y costoso.”

Considerando la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 **FOB**) y teniendo en cuenta los precios de los equipos disponibles en el mercado, la Comisión considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación y los medios para procesar indicadores de forma automática) es acorde con la valoración económica de este elemento.

Es importante anotar que con la metodología propuesta, la información de todo el país, correspondiente a seis meses, tiene un tamaño total inferior a 700 MB (Capacidad de almacenamiento de un CD), por lo que el volumen de información no es tan alto como ustedes lo plantean.

11.8.17. *“Para el análisis y gestión de la información, sería indispensable contar con medios adecuados y seguros de almacenamiento, lo que hace necesario de inversiones adicionales. De acuerdo a la experiencia de EEPPM, el canal de comunicación más adecuado para la transferencia de información es a través de fibra óptica lo que genera sobre costos adicionales.”*

Considerando la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 **FOB**) y teniendo en cuenta los precios de los equipos disponibles en el mercado, la Comisión considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación y los medios para procesar indicadores de forma automática) es acorde con la valoración económica de este elemento.

11.8.18. *“La propuesta contempla medir y cumplir el indicador de distorsión armónica en tensión THDV de acuerdo con lo establecido por la IEEE 519-1992. Es importante resaltar que el índice THDV es dependiente del tipo de cargas que comparten la red y de su nivel de inyección de armónicos de corriente hacia el sistema de suministro. De ahí que es igualmente importante vigilar que las cargas se ajusten a los niveles de inyección de armónicos de corriente que propone la recomendación IEEE 519.”*

Las razones por las cuales no se hace referencia a la señal de corriente en el documento fueron expuestas en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004. Entre otras se encuentran:

- En la Calidad de la Tensión se refleja el impacto de la Calidad de la Corriente en el Punto de Acople Común. Por lo tanto al medir la Calidad de la Tensión se está midiendo toda la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- Al medir la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión se mide el impacto por calidad sobre una mayor cantidad de usuarios.
- Controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión simplifica la labor de vigilancia y control.

La Comisión, fundamentada en estos y otros puntos, considera innecesario, para efectos de evaluar la calidad de la potencia suministrada, utilizar indicadores de corriente. Ahora bien, los operadores de red pueden, si lo desean, utilizar otros indicadores en su gestión interna (p.e. al buscar la causa de una deficiencia de CPE).

11.8.19. *“La propuesta contempla la medición y registro en el 100% de las barras de las subestaciones en los niveles de tensión 4, 3 y 2 así como en cada uno de los circuitos de 13.2 kV. Dado que la metodología planteada se enfoca en hacer seguimiento a las fluctuaciones de tensión, es redundante medir el índice Pst en cada circuito de distribución a 13.2 kV puesto que estos se derivan del mismo barraje y en el cual las variaciones de tensión se registrarían por igual en cada medidor de todos los circuitos de*

13.2 kV. Se recomienda que si la propuesta es implementada, la medida se haga tan sólo con un equipo por barraje y únicamente en aquellos barrajes que atienden directamente los clientes que son afectados por este tipo de eventos como son las industrias y algún tipo de comercio."

Nos gustaría reiterar que la propuesta debe estar acorde con la remuneración asignada. Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento CREG 042 de 2004.

11.8.20. *"Dado que la propuesta esta enfocada en realizar un diagnóstico del sistema colombiano, y puesto que el índice propuesto no refleja plenamente la problemática de calidad de la potencia, se propone la implementación de un método alternativo e indirecto de evaluación y diagnóstico, el cual a través de simulaciones precisas del sistema y mediciones de campo basadas en modelos estocásticos, permita estimar en forma preliminar los principales indicadores de calidad de la potencia; logrando con ello establecer índices más acordes al comportamiento de las redes y requiriendo de menor inversión para todos los agentes del sistema.*

La metodología propuesta por EEPPM es la siguiente:

"Estudio de compatibilidad electromagnética en un sistema de distribución local haciendo una evaluación estocástica de eventos de voltaje, Esta metodología está basada en la teoría del libro "Understanding Power Quality Problems, voltaje sags and Interruptions", Math 1-1. J. Bollen."

La metodología está conformada por cuatro procesos fundamentales que son: (a) El análisis de las protecciones y del análisis estadístico de la frecuencia de ocurrencia de los eventos en el sistema; (b) el procesamiento de la información, tanto en transmisión como en distribución, donde se realizan los pasos de ordenamiento, clasificación y adecuación de los datos para la elaboración de los histogramas; (c) la parte de CALIDAD DE LA POTENCIA propiamente dicha, que incluye los cálculos de los histogramas y una aproximación a la compatibilidad electromagnética con la inclusión de las curvas de sensibilidad de diferentes equipos y (d) en redes de distribución se agrega un cuarto paso al proceso, anterior a los histogramas, consistente en la evaluación de las interrupciones y de arranque de motores sobre el circuito estudiado.

El método se caracteriza de la siguiente manera:

*Se debe recopilar y ordenar la información histórica de eventos con su frecuencia y duración tanto en transmisión como en distribución. Revisión de los eventos observados en alta y baja tensión, se tiene en cuenta la duración de los **Sags** como resultado del análisis de la acción de las protecciones del sistema (curvas corriente — tiempo), tiempos*

de apertura de los interruptores y re-cierres (zona 1) y la evaluación de eventos de variaciones de tensión que puedan ocasionar problemas en la carga.

Se debe realizar una evaluación de las simulaciones de respuesta de tensión y del modelo que agrupa ordenadamente los parámetros de tensión, frecuencia y duración hasta generar los indicadores de la CALIDAD DE LA POTENCIA. Con la simulación se caracteriza la respuesta de tensión del sistema de transmisión y distribución del SDL. Se configura un modelo que permite elaborar en forma automatizada los histogramas, cartas e indicadores de la Calidad de la Potencia para el sistema analizado.

Dentro de este lenguaje se clasifican las redes de distribución de energía, en diferentes zonas de vulnerabilidad para cada subestación estudiada y delimitadas por curvas de igual perfil de tensión.

Se consideran prioritariamente tres agentes perturbadores que, según la experiencia, son los de mayor relevancia para el análisis de CALIDAD DE LA POTENCIA; estos son: (a) maniobras manuales o automatizadas por el sistema de protecciones y relés, (b) descargas atmosféricas y fallas consecuentes y (c) interrupciones en los ramales del sistema de distribución. Se excluyen del estudio eventos relacionados con aperturas manuales y producidos por terceros.

Los tres elementos básicos que permiten realizar una caracterización adecuada de los **SAGs**, corresponden (a) a la variación de la magnitud de la tensión, (b) a la duración de las perturbaciones y (c) a la frecuencia de ocurrencia de las mismas. La información requerida se obtiene mediante simulaciones y un análisis técnico-estadístico de los datos que se posee del SDL acerca de los eventos del sistema y de su esquema de coordinación de protecciones.

Las simulaciones eléctricas incluyen el cálculo de corrientes de cortocircuito asociados a fallas trifásicas y monofásicas, que producen **SAGs** en distintos puntos de observación en el sistema. Para los cortocircuitos monofásicos, se observa si en algún caso, estos ocasionan un **SAG** de mayor magnitud. Con estas simulaciones se obtiene, entonces, la magnitud de los **SAGs** vistos en cada una de las barras de las subestaciones estudiadas ante perturbaciones ocurridas en diferentes puntos del STN, el STR y el SDL y las curvas envolventes de tensión constante. En distribución, se observa también el efecto de las interrupciones debidas principalmente a la acción de los re-cierres y el efecto del arranque de grandes motores conectados a la red.

Para el análisis de la duración del **SAG**, se considera el tiempo relacionado con la actuación de las protecciones. En transmisión, éste se refiere principalmente a la acción en zona 1 del relé de distancia. En distribución se tienen en cuenta los relés de sobrecorriente con sus curvas tiempo-corriente y sus etapas instantáneas; también los fusibles, reconectores y si está habilitado el re-cierre del interruptor.

La frecuencia de ocurrencia de las perturbaciones, se obtiene de un análisis estadístico de los archivos de eventos en el sistema de transmisión y distribución, el cual permite obtener indicadores de fallas/día, fallas promedio, fallas/año, fallas/año-km, todos ellos por línea y por región. Estos indicadores también aportan elementos de diagnóstico de ingeniería sobre el comportamiento de las líneas y permiten proponer medidas

remediales generales para evitar los problemas encontrados.

Se modela una tolerancia de tipo universal delimitada por franjas tensión — duración correspondiente a equipos típicos sensibles a las variaciones de tensión, con el fin de proponer soluciones para reducir las perturbaciones sobre esas cargas y en general sobre las subestaciones estudiadas, aumentando la CALIDAD DE LA POTENCIA.

Las simulaciones consideran automáticamente tanto el cambio de fase en la ocurrencia del cortocircuito, como el efecto del tipo de conexión de los transformadores que alimentan los circuitos de distribución.

*Para la metodología sobre redes de distribución se definen ejes radiales que van por el troncal trifásico más largo para determinar el punto crítico donde una falla produzca un **SAG** de magnitud 0.9. En general se ubica el observador de tensiones en la barra, lo cual permite obtener un histograma estratégico representativo de los circuitos de distribución de la barra en estudio. Además se ha determinado que la observación de la barra es más adecuada porque recoge los efectos de las fallas en todo el sistema de distribución asociado, sin enfocar el estudio a un usuario específico, o sea, que la observación es más general ya que no depende de la ubicación ni de la conexión del cliente.*

Al terminar todas las simulaciones dedicadas a cada una de las subestaciones y a cada uno de los circuitos de distribución que parten de ella, se efectúa un análisis estadístico globalizante que recoge todos los resultados de los eventos de transmisión y de distribución, se pasan por un filtro estadístico que convalida las mediciones no defectuosas y se procede a realizar una modelación global para determinar la CALIDAD DE LA POTENCIA para todos los niveles de tensión. El resultado se presenta como el histograma global o universal y cumple una función estratégica gerencial que permite plantear políticas hacia el futuro o da la base para iniciar acciones proactivas.

Concluimos que con este tipo de metodología el regulador y los diferentes agentes pueden evaluar, estimar y conocer el comportamiento de sus redes en cuanto a indicadores de la calidad de la potencia, esto en lo referente a eventos de tensión de corta duración, sin necesidad de hacer grandes inversiones. De igual manera permite inferir donde se requiera medir sin necesidad de la instalación de medidores en toda la red.

*Con esta metodología se puede obtener los histogramas y las **cartas isosag**, variables que tienen mayor información que el Pst, lo cual permite al Operador de Red una acción preactiva en la solución de los problemas.*

Es de resaltar que con esta información los Operadores de Red puede establecer políticas de mejoramiento con acciones correctivas, preventivas y predictivas sobre su sistema y que afecta la calidad de la potencia, igualmente permitirá establecer una compatibilidad electromagnética entre la fuente y la carga, permitiendo obtener soluciones concretas para los clientes.

Para el regulador sería útil esta información porque le permitiría establecer indicadores acordes al comportamiento del sistema y definiendo los umbrales de cumplimiento para todos los agentes.

Se quiere enfatizar que la unión de las curvas de susceptibilidad de la fuente y sensibilidad de la carga, las cuales han sido ampliamente estudiadas por los fabricantes de los equipos que son sensibles a los eventos de voltaje, es la mejor manera de evaluar la compatibilidad de la cargas con su fuente, metodología que es universalmente reconocida.” (hemos resaltado)

Observamos que su propuesta se centra en medir hundimientos, sin embargo, tal como se expuso en la jornada informativa se requiere un indicador que cumpla los siguientes requerimientos (Expuestos en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004):

- Indicador único para fluctuaciones de tensión (**hundimientos, picos, etc.**) y parpadeo.
- Asigna una mayor perceptibilidad a los Picos que a los Hundimientos (con igual ΔV y demás parámetros).
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad a eventos repetitivos.
- Pondera de forma adecuada la perceptibilidad en función de la severidad del evento.
- Puede ser usado fácilmente para cuantificar el período de tiempo durante el cual los equipos son susceptibles de operar incorrectamente debido a fluctuaciones de tensión y parpadeo.

En cuanto a la “unión de las curvas (...) de la fuente y (...) de la carga”, citando el Documento CREG 042 de 2004:

“...al superponer una curva a P_{ST} constante, con las curvas de susceptibilidad de equipos propuestas por CBEMA y EPRI, se observa que su forma es bastante similar, como se ilustra en la Figura 3.

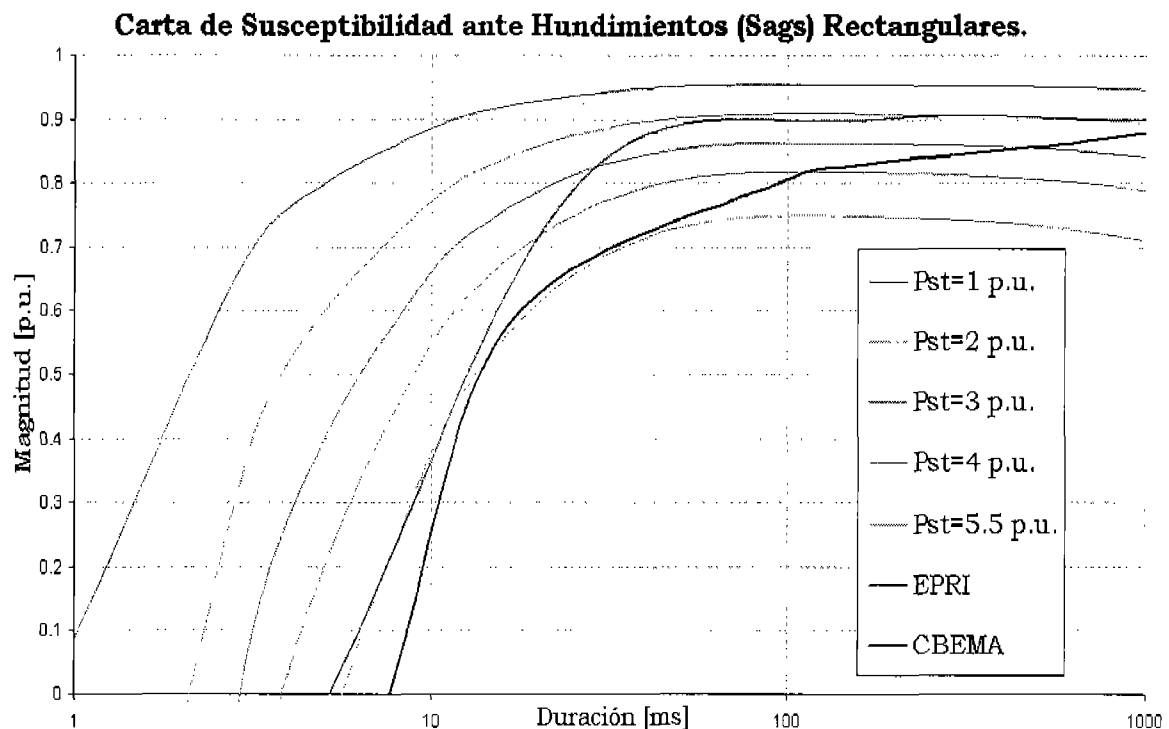


Figura 3 Curvas P_{ST} constante, CBEMA y EPRI"

De esta figura se deduce que no es difícil obtener un valor umbral de P_{ST} para un equipo particular a partir de su curva de susceptibilidad, dado que este valor umbral se puede obtener al comparar la curva del equipo con la familia de curvas de nivel a P_{ST} constante.

Finalmente, los invitamos a que si conocen un indicador que cumpla los requerimientos expuestos y tenga más ventajas que el P_{ST} nos lo hagan conocer.

11.8.21. Resumen: Cambio de metodologías IEEE (americanas) a metodologías IEC (europeas) diferentes

Antes que nada es importante aclarar que el fundamento teórico del Documento CREG 042 de 2004, en el tema de la Distorsión Armónica, se encuentra en el Estándar IEEE 519 [1992], por lo que respecto a esta línea no hay ningún cambio de fundamentación teórica.

Ahora, es bien conocido que el Estándar IEEE 1159 [1995], respecto a los fenómenos transitorios y las fluctuaciones de tensión, los describe y clasifica, pero no define ni indicadores ni límites. Por esta razón en el Documento CREG 042 de 2004 se utilizó el mencionado Estándar como fundamento teórico para clasificar las Variaciones de corta duración.

Con el fin de complementar el reglamento de distribución, la Comisión fundamentó parte del trabajo teórico del Documento CREG 042 de 2004, en el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), conocido también como "Medidor de parpadeo".

En cuanto al tema del parpadeo ("Flicker"), la Comisión considera conveniente usar la metodología propuesta por IEC, teniendo en cuenta que:

- Se usa el mismo indicador para medir las fluctuaciones de tensión.
- Menos del 2% del Estándar IEEE 519 [1992], propuesto en la Resolución CREG 096 de 2000 para este tema, se dedica al parpadeo (En su mayoría estudia el tema de la Distorsión Armónica)
- Tal como lo sugiere el artículo "Voltage and Lamp Flicker Issues: Should the IEEE Adopt the IEC Approach?" (publicado por IEEE en la dirección <http://grouper.ieee.org/groups/1453/drpaper.html>):

"Existen muchas situaciones prácticas donde la metodología existente de "curva de parpadeo" no puede ser aplicada de forma consistente. El IEC se ha dirigido hacia una técnica de medición estandarizada y ha desarrollado límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en ésta técnica. Experiencia significativa con ésta técnica de medición ha validado la aproximación para sistemas de potencia Europeos y las modificaciones necesarias requeridas para adaptar el procedimiento de medición y los límites para sistemas de potencia Norteamericanos se encuentran ahora disponibles. Los casos de estudio presentados en el artículo demuestran la correlación entre las quejas del usuario y el registro del medidor de parpadeo, lo cual indica que los límites para parpadeo y fluctuaciones de tensión basados en metodologías IEC pueden ser usados de forma efectiva en Norteamérica." (hemos subrayado - traducción no oficial)

- El indicador P_{ST} , descrito en el Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02), fue diseñado inicialmente para medir parpadeo.

Fundamentado en estas aclaraciones y en el hecho que la Resolución CREG 096 de 2000 fue publicada hace cuatro años aproximadamente, la Comisión no considera que se estén dando señales diferentes en períodos cortos, mas bien se están actualizando las señales conforme a lineamientos técnicos actuales.

Finalmente, es importante aclarar que IEC tiene miembros activos, representados en Comités Nacionales ("National Committees") como ICONTEC para Colombia, en todo el mundo, y por lo tanto sus metodologías no deben ser estigmatizadas como metodologías europeas. El listado de los miembros activos de IEC, a noviembre de 2004, es: (tomado de la página de IEC)

Completos ("Full"): Alemania, Arabia Saudita , Argentina, Australia, Austria, Bélgica, Bielorrusia, Brasil, Bulgaria, Canadá, China, Corea (Republica de), Croacia, Dinamarca, Egipto, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, India, Indonesia, Irán, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Luxemburgo, Malasia, México, Holanda, Nueva Zelanda, Noruega, Pakistán, Polonia, Portugal, Reino Unido, Republica Checa, Rumania, Rusia, Serbia y Montenegro, Singapur, Sudáfrica, Suecia, Suiza, Tailandia, Turquía, Ucrania

Asociados ("Associate"): Bosnia Herzegovina, Colombia, Chipre, Estonia, Islandia, Kazajstán, Corea (R.D.P de), Latvia, Lituania, Malta, Tunisia, Vietnam

11.8.22. *"...la unidad constructiva UAD, reconocida en las unidades constructivas de la resolución CREG 082 de 2002, remunera un equipo que fue conceptualizado en la propuesta del Comité de Distribución, con unas funciones muy diferentes a las requeridas para medir la calidad de la potencia, siendo propuesta, en esa ocasión, como un dispositivo de recolección de Información para permitir la realización de las funciones de supervisión y de control local o de control remoto mediante un sistema SCADA."*

Antes de analizar este comentario es importante tener en cuenta el siguiente aparte del documento soporte de la Resolución CREG 082 de 2002:

"...dentro de todas las UC de equipos de subestación en los niveles de tensión 4, 3 y 2, el Comité del CNO incluyó el elemento técnico "Unidades de adquisición de datos", las cuales adicionalmente se vincularán con el tema de la calidad que expida la Comisión en normas posteriores."

Tal como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, considerando la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 al elemento "unidades de adquisición de datos" (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 **FOB**) y teniendo en cuenta los precios de los equipos disponibles en el mercado, la Comisión considera que lo propuesto en el documento CREG 042 de 2004 (incluidos los medios de comunicación y los medios para procesar indicadores de forma automática) es acorde con la valoración económica de este elemento.

11.9 Compañía Americana de Multiservicios – CAM -

Radicados CREG: E-2004-009790 y E-2004-010218

Recibidas: 3 y 21 de diciembre de 2004

Firma: ANTONIO ALEJANDRO GARCÍA CÁRDENAS

11.9.1. *"Según lo descrito en la resolución 058/2004, y publicada (sic) en diario oficial #45625 del 15 de Julio del presente año ¿Se convertirá en obligatorio para los operadores de red cumplir con esta disposición? y de ser así (sic) ¿desde cuando entre en vigencia?"*

Es importante aclarar que la Resolución CREG 058 de julio 15 de 2004, publicada en el Diario Oficial No.45.625 del 30 de julio de 2004, es un acto de trámite por medio del cual se somete a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados la propuesta regulatoria sobre Calidad de la Potencia –CPE-, contenida en el Documento CREG 042 del 15 de julio de 2004, titulado "Calidad de la Potencia", por un plazo de tres (3) meses contados a partir de la fecha de publicación de esta Resolución en el Diario Oficial (30 de julio de 2004).

Es importante anotar que la Resolución CREG 083 de 2004, publicada en la página web de la CREG el día lunes 6 de diciembre de 2004, ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, "Por la cual se

modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica."

11.9.2. *"¿Por que razon (sic) no se tuvo encuenta (sic) el porcentaje de distorsión armonica (sic) en corriente? ¿se piensa a futuro tenerlo en cuenta?"*

Las razones por las cuales no se hace referencia a la señal de corriente en el documento fueron expuestas en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004. Entre otras se encuentran:

- En la Calidad de la Tensión se refleja el impacto de la Calidad de la Corriente en el Punto de Acople Común. Por lo tanto al medir la Calidad de la Tensión se está midiendo toda la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- Al medir la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión se mide el impacto por calidad sobre una mayor cantidad de usuarios.
- Controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión simplifica la labor de vigilancia y control.

Lo anterior no significa que cuando se detecte un problema de calidad de la Potencia, no se puedan observar las inyecciones de corriente de los usuarios para establecer la fuente de la distorsión.

11.9.3. *"Cuales van a ser los mecanismos con los cuales dispodrá (sic) el operador de red, para hacer cumplir a los clientes con los límites de distorsión armonica (sic) en voltaje establecidos en la IEEE519?"*

Citando el proyecto de resolución publicado en la Resolución CREG 083 de 2004:

"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 SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación al corte."

11.9.4. *"Si una empresa particular quiere prestar el servicio de asesoramiento en los clientes en calida (sic) de potencia debe acreditarse? y si realiza mediciones de calida de potencia debe cumplir con la IEC 610004-15?"*

Los equipos a utilizar deben ser certificados ante cualquiera de las entidades aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2269 de 1993. Estas entidades certificarán que los instrumentos cumplen los Estándares requeridos.

11.10 Gerencia Operación y Administración del Mercado

Radicado CREG: E-2004-010083

Recibida: 17 de diciembre de 2004

Firma: PABLO HERNÁN CORREDOR AVELLA, Gerente Operación y Administración del Mercado

“El objetivo del proyecto de resolución es modificar las normas sobre la calidad de la potencia en los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local; sin embargo, de la lectura del mismo, se observa que los niveles técnicos exigibles propuestos se están haciendo extensivos a los niveles de tensión del STN se están haciendo extensivos a los niveles de tensión del STN.

Consideramos que no es conveniente mezclar dentro de las parámetros de calidad de la potencia de los STR's y SDL's los del STN, teniendo en cuenta que las normas aplicables a la calidad de la potencia en el STN están establecidas en el Código de Conexión, en el Código de Operación y en el Artículo 3 de la Resolución CREG 061 de 2000.”

Uno de los objetivos de la propuesta vigente de Calidad de la Potencia es reunir, dentro de lo posible, las exigencias de todo el SIN en una sola Resolución y brindar una mayor claridad en ciertos criterios. Respecto a las exigencias de Calidad de la Potencia en el STN, las exigencias del Proyecto de Resolución son consistentes con las exigencias citadas. Procedemos a continuación a realizar una comparación entre el texto del Proyecto de Resolución y la normatividad citada.

Desviaciones de la frecuencia

Proyecto de Resolución:

“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.” (Hemos subrayado)

Resolución CREG 061 de 2000:

*“**ARTÍCULO 3o. Calidad de la Potencia en el STN.** Es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho — CND, mantener la calidad del suministro de electricidad en términos de la frecuencia a nivel del SIN y de la tensión a nivel del STN, manteniendo estas variables dentro de los límites establecidos en el Código de Redes (Resolución CREG-025 de 1995 y las que la modifiquen o complementen).” (Hemos subrayado)*

Magnitud de la Tensión estacionaria

Proyecto de Resolución:

“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 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.”

Código de Redes - Código de Operación:

“En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.”

Distorsión Armónica de la Onda de Tensión

Proyecto de Resolución:

“Es la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos 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 siguiente tabla, basada en el Estándar IEEE 519 - [1992]:

TABLA 1. Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

Tensión del Sistema	THDV Máximo (%)
Niveles de tensión 1,2 y 3	5.0
Nivel de Tensión 4	2.5
STN	1.5

Nota: Los niveles de tensión de la Tabla 1, corresponden a los definidos por la Resolución CREG 082 de 2002 o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.”

Código de Redes - Código de Conexión:

“7.3. Carga

El Usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 ...” (hemos subrayado)

A partir de estas comparaciones, se concluye que los niveles técnicos descritos en la propuesta son coherentes con los exigidos en las normas citadas.

11.11 Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P - EADE -

Radicado CREG: E-2004-010185

Recibida: 21 de diciembre de 2004

Firma: ROBERTO LONDOÑO ZULUAGA, Líder Prospectiva Energética

11.11.1. *"1. Particularmente, El acotamiento de EADE para activos de subestaciones de nivel II es cercano al 43%, en cuanto a las unidades constructivas donde "se reconoce" la unidad de adquisición de datos, se tiene que el 25% de la unidad completa corresponde a adquisición de datos. De lo anterior se observa que el acotamiento (43%) abarca un gran valor del costo de la unidad, mucho mayor que el porcentaje relacionado con la unidad de adquisición de datos (25%).*

2. Como consecuencia de lo expuesto en el numeral 1. los equipos asociados a la unidad de adquisición de datos no se estarían remunerando y el desempeño financiero de la compañía después de ejecutar las inversiones requeridas haría más difícil generar la caja¹ suficiente para atender las obligaciones de corto plazo.

(...)

¹ Una disminución del margen del EBIDTA es necesariamente un evento destructor de valor si se produce como consecuencia de la entrada de un proyecto con Valor Presente Neto que no será positivo."

El Regulador tuvo en cuenta temas como el acotamiento al conceder un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció (de forma total o acotada) la reposición a nuevo y el AOM de las unidades de adquisición de datos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

11.11.2. *"3. La propuesta del estudio relacionada con la instalación de equipos de monitoreo de calidad de la potencia no esta orientada a empresas que buscando una mayor economía y proceso a precios mas razonables han descentralizado su manejo de información, las tendencias actuales muestran las ventajas económicas de generar toda la información en sitio y la resolución exige (entre otros) la incorporación de un staff central que reciba, corrija, audite, critique, y valide un reporte en un tiempo exageradamente corto. Adicionalmente, la dificultad de las comunicaciones y el difícil acceso a la información haría que el proceso de crítica y auditoria para determinar las causas de los eventos, duración y características de éstos (con sus respectivas consecuencias legales) no se hiciera eficientemente."*

En el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de manejar la información obtenida (con la metodología propuesta y la adicional que considere la empresa) en las estrategias que consideren más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

En cuanto a los reportes que deben ser enviados al SUI, en ninguna parte del Proyecto de Resolución, ni del Documento CREG 056 de 2004 (que sirve como soporte a la propuesta), se habla de la incorporación de un "staff central" que corrija estos reportes; por el contrario lo que si dice el Documento CREG 056 de 2004 es que para garantizar el funcionamiento del sistema de autogestión, "se requiere mucha automatización, fluidez y confiabilidad de la información reportada por los agentes, tanto de los resultados estadísticos históricos del indicador propuesto como de las medidas adoptadas por las empresas para ajustarlos a las metas". (Hemos subrayado).

Finalmente, la Comisión considera que con las tecnologías existentes en el momento, las dificultades en comunicaciones (para obtener las medidas requeridas en las propuesta) no son insalvables.

11.11.3. *“4. En la búsqueda de prestar un servicio eficiente, la empresa ha incorporado avances tecnológicos que pretenden viabilizar el negocio en zonas de bajos consumos y estratos bajos, con la instalación equipos simples en subestaciones reducidas. No obstante, la resolución del asunto obliga injustificadamente a que se instalen complejos y costosos equipos de monitoreo para sectores residenciales donde el componente de carga que deforma la onda o la presencia de fuentes que alteren los valores que sugiere la norma no son determinantes, a pesar de que el espíritu de dicha resolución persigue fundamentalmente que el costo de prestación del servicio en dichos sectores sea el mas eficiente posible.”*

En las unidades constructivas de bahía de línea y bahía de transformador de subestación reducida (N2S7, N3S17 y N3S18), no se reconoce el equipo “Unidad de adquisición de datos”. Por lo tanto la instalación de “complejos y costosos equipos de monitoreo” en unidades “reducidas” no es requerido.

Ahora bien, como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. La propuesta simplemente es coherente con la remuneración de la actividad.

11.11.4. *“5. Pasando a un contexto general de empresas, como es de claro conocimiento por la Comisión existen compañías acotadas en sus cargos; esto conlleva claramente a que las unidades constructivas que están reconocidas parcialmente y los equipos de monitoreo requeridos y necesarios serían un nuevo costo que finalmente no se podría trasladar vía tarifa.”*

Nos gustaría reiterar que el Regulador tuvo en cuenta temas como el acotamiento al conceder un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció (de forma total o acotada) la reposición a nuevo y el AOM de las unidades de adquisición de datos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

11.11.5. *“6. En consideración a que la topografía de las áreas atendidas, medios de comunicación disponibles, medios de acceso a las subestaciones, medios de comunicación para centralizar la información y condiciones de orden público son disímiles y complejas para la instalación de los equipos, en empresas como EADE S.A. E.S.P. que maneja mercados dispersos, con topografía de difícil acceso y de una alta dispersión de carga; es por ello que se solicita a la Comisión que el tiempo establecido para el plan de instalación y registro de equipos establecido en la resolución del asunto,*

sea más amplio al de las empresas que no presentan esta situación; con esta solicitud no se transgrede los principios constitucionales de igualdad y equidad por cuanto en virtud de este principio, es permitido, de acuerdo con la jurisprudencia de la Corte Constitucional dar un tratamiento diferente a los desiguales.”

La Comisión considera que los tiempos previstos son suficientes y coherentes con los plazos del período tarifario.

11.11.6. *“7. El proyecto de Resolución generaliza la posibilidad de existencia de problemas de calidad de la potencia en todas las redes. Lo anterior afirmación se explica en la medida en que no se ha propuesto iniciar mediciones sectorizadas donde la probabilidad de encontrarse con estos fenómenos es mayor, mas aun la propuesta sugiere reporte de medidas permanentes sin efectuar una desagregación inicial como sugiere cualquier diagnostico inicial del fenómeno.”*

Nos gustaría reiterar una vez más lo dicho en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. La propuesta simplemente es coherente con la remuneración de la actividad.

11.11.7. *“8. No es claro en el proyecto de Resolución las responsabilidades derivadas de daños, aunque se reporte el cumplimiento de los indicadores Pst y THDV.”*

Respecto al tema de daños de equipos, en el Proyecto de Resolución no se plantea ningún cambio al esquema vigente. Sin embargo, la Comisión ha considerado necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual, tal como se enuncia en el Artículo 8º del Proyecto de Resolución, el cual se transcribe a continuación:

“ARTÍCULO 8o. Aclaración. *El cumplimiento de los indicadores PST y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos de los usuarios, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía. Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa.”*

11.11.8. *“9. Para el caso específico de reporte de las variables tales como: Número de Interrupciones (NI), Duración de Interrupciones(DI), Número de Fluctuaciones Estacionarias de Tensión (FET), Duración total de las Fluctuaciones Estacionarias de Tensión (DFET), y el Pst para cada una de las fases, se extracta del proyecto que es una información estadística que no permite diagnosticar completamente el comportamiento del sistema eléctrico. En el caso de presentarse un daño en la instalación de un usuario, las anteriores variables no serían suficientes para determinar la causa y duración del evento (por ejemplo Sags y Swells y en general fenómenos transitorios o de corta duración), lo que implicaría que las Empresas de Energía tendrían*

que invertir en nuevos equipos que faciliten un seguimiento mas detallado a la forma de onda y las perturbaciones presentadas en ella."

Los invitamos a que si conocen otro indicador que cumpla los siguientes requerimientos (Expuestos en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004) y tenga más ventajas que el P_{ST} nos lo hagan conocer.

- Indicador único para Hundimientos, Picos y Parpadeo.
- Asignar una mayor perceptibilidad a los Picos que a los Hundimientos (con igual ΔV y demás parámetros).
- Ponderar de forma adecuada la perceptibilidad a eventos repetitivos.
- Ponderar de forma adecuada la perceptibilidad en función de la severidad del evento.
- Ser usado fácilmente para cuantificar el período de tiempo durante el cual los equipos son susceptibles de operar incorrectamente debido a fluctuaciones de tensión y parpadeo.

Es importante aclarar que en ninguna parte de la propuesta dice que los operadores de red no pueden utilizar indicadores más detallados en su gestión interna (p.e. al buscar la causa de una deficiencia de CPE).

11.12 Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P. – EMCALI EICE E.S.P. -

Radicado CREG: E-2004-010259

Recibida: 22 de diciembre de 2004

Firma: GILDARDO MARTÍNEZ VALENCIA, Gerente de Unidad Estratégica de Negocio de Energía – GUENE (E)

11.12.1. *"1. Partiendo de que se trata de realizar un estudio sectorial de referencia, consideramos que la exigencia de cubrir el 100% de la barras y los circuitos es innecesaria. Esto generaría información redundante en una misma subestación de múltiples niveles de tensión (barrajes).*

2. Es suficiente con cubrir un 30% de las barras y circuitos prioritarios y el 70% restante, mediante equipos móviles de rotación permanente sobre períodos de muestreo definidas."

Antes de analizar este punto es importante tener en cuenta que entre las finalidades de esta propuesta se encuentra el desarrollar herramientas que permitan mejorar la CPE en Colombia, y de paso evaluar el desempeño de una regulación basada en el autocontrol. El estudio para obtener el valor objetivo de P_{ST} es sólo **uno de los pasos** para lograr éstos objetivos.

En cuanto al análisis de la metodología para determinar el valor objetivo de P_{ST} , si bien la metodología estadística para determinar el tamaño de la muestra (determinado sin tener en cuenta metodologías futuras) necesaria para el estudio con el cual se obtendría el valor objetivo del P_{ST} podría ser menor a la planteada en el Documento CREG 042 de 2004, la vigilancia y evaluación de la CPE, sea mediante el esquema propuesto de Autocontrol o mediante un esquema regulatorio tradicional, como las penalizaciones,

requiere contar con registros históricos antes y después de la entrada del esquema. Ahora bien, dado que no existen registros históricos de P_{ST} en la actualidad, la muestra empleada para el estudio previo se convertiría en la población del estudio de vigilancia y evaluación de la CPE. Esta primera consideración, de tipo estadístico, haría que la muestra del estudio previo aumentara su tamaño inicial (determinado sin tener en cuenta metodologías futuras).

Es claro que los únicos potenciales beneficiados de la vigilancia y evaluación de la CPE serían los usuarios con registros históricos (ya que el operador de red no tendría ningún incentivo a mejorar la CPE de usuarios que no contaran con registros). Teniendo en cuenta la actual barrera económica que impide la medición de CPE en la frontera del usuario, la medición debe ser realizada en las subestaciones del OR. Dado que los activos de las subestaciones son considerados activos de uso, esto implica que el costo de los medidores es trasladado a todos los usuarios por igual, sin importar si fueron o no beneficiados por las mejoras en CPE. De esta última tesis se pueden deducir dos caminos a tomar en cuanto a CPE:

- Instalar equipos de medición de forma tal que se garantice el principio de igualdad a todos los usuarios.
- No instalar ningún equipo de medición, y por lo tanto no tomar acciones para asegurar la CPE.

Sin embargo, el primer punto adolece de ilegalidad, dado que, citando el Documento CREG 056 de 2004:

"El artículo segundo de la Ley 142 de 1994 estableció que corresponde al Estado intervenir en la prestación de los servicios públicos domiciliarios para garantizar que se haga en condiciones de calidad y continuidad. Así mismo el artículo 73 de la ley ordenó a la Comisión fijar las normas de calidad que deben cumplir las empresas en la prestación del servicio de energía. Adicionalmente la ley establece que las tarifas del servicio tienen un carácter integral el cual supone unas condiciones de calidad y de cobertura que corresponde definir a las comisiones de regulación.

Por su parte la Ley 143 de 1994 estableció que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y definir los criterios técnicos de calidad con que debe suministrarse el servicio de energía a los usuarios finales."

Y que teniendo en cuenta las solicitudes históricas acerca del tema de calidad, no pensamos en que discrepen de la siguiente afirmación:

*El ente regulador debe proponer una norma acorde con las necesidades del país, es por ello primordial, establecer una campaña de medición **acorde con la remuneración vigente de la actividad**, que permita evaluar el actual estado de Colombia con relación a la calidad de la potencia y a partir de estos resultados definir una norma que lleve a los operadores de red a un punto de operación óptimo desde el punto de vista económico y, adaptado a un concepto técnico viable.*

Se concluye que el único camino a seguir consiste en instalar equipos de medición de forma tal que se garantice el principio de igualdad a todos los usuarios, tal como se propone en el Proyecto de Resolución.

11.12.2. *“3. Adicionalmente, observamos redundante la cantidad de información capturada, al proponer que sea registrado el 100% del tiempo de operación, incluyendo el tiempo de operación normal dentro de los parámetros establecidos técnicamente, cuando la información de interés es aquella relacionada con los eventos del sistema y la onda de potencia.*

4. La administración de esta información requiere de hardware y software, estructuración de bases de datos y medios de comunicación para captura y almacenamiento masivo de los datos, que deben implementar las Empresas Distribuidoras y las Entidades receptoras de la información como son la CREG y la SSPD a través de SUI, las cuales no se encuentran preparadas actualmente para este efecto de altas dimensiones y gran volumen de información.”

La Comisión considera que la valoración económica asignada en la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002 a las unidades de adquisición de datos (\$ 22,339,005 de diciembre 2001 FOB) es acorde con los requerimientos del Proyecto de Resolución.

Es importante anotar que con la metodología propuesta, la información de todo el país, correspondiente a seis meses, tiene un tamaño total inferior a 700 MB (Capacidad de almacenamiento de un CD), por lo que el volumen de información no es tan alto como ustedes lo plantean.

11.12.3. *“EMCALI propone que se realicen mediciones de:*

Armónicos de Corriente cada 15 minutos,

Armónicos de Voltaje cada 15 minutos.

Captura de eventos fuera de rango en la forma de onda, con resolución de un milisegundo, durante 36 ciclos.

La información registrada y almacenada proponemos que sea reportada mensualmente, con un plazo límite hasta el día 15 del mes siguiente al mes de Operación que se reporta.”

No vemos porque si para ustedes es un problema manejar los 1008 registros semanales, contemplados en la Proyecto de Resolución, ahora proponen agregar registros de armónicos de corriente y 600 registros de forma de onda por cada “evento”. Solicitamos revisar la coherencia de estos dos comentarios.

11.12.4. *“5. EMCALI ha realizado inversiones en los últimos 4 años, en unidades de adquisición de datos que miden los armónicos de Corriente y Voltaje y los eventos transitorios con resolución de un milisegundo y capture de forma de onda durante 36 ciclos para cada evento, sobre ajustes de referencia. Consideramos que estos parámetros son suficientes para el estudio requerido de Calidad de potencia.”*

Desde un punto de vista académico, obviamente lo ideal sería contar con la forma de onda completa registrada, para poder hacer análisis temporales completos. Sin embargo

el manejo y análisis de ese volumen de información no es sencillo. Por esa razón la Comisión ha propuesto un indicador mucho más simplificado con el fin de obtener únicamente mediciones de la severidad de los eventos a expensas de pasar por alto, para efectos de evaluación global, las características temporales de cada evento.

11.12.5. *“6. No es claro que el nivel de inversiones requeridas en toda su magnitud estén debidamente cubiertas en las Unidades Constructivas costeadas y reconocidas por la CREG.”*

En el capítulo 6 del Documento CREG 056 de 2004, titulado “EQUIPOS DE MEDICIÓN” se reseña el desglose de elementos que conforman las unidades constructivas enumeradas, así como los cálculos del valor FOB de las UC empleados en el desarrollo de la metodología de cargos vigente.

Finalmente, es importante tener en cuenta que el Regulador concedió un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE. Durante este tiempo reconoció (de forma total o acotada) la reposición a nuevo y el AOM de las unidades de adquisición de datos sin exigirlos, con el fin de que los Operadores de Red pudieran contar con estos equipos, independientemente de su condición, cuando se les exigieran.

11.12.6. *“7. Para EMCALI implementar los equipos PST propuestos, implica prescindir de las inversiones ya ejecutadas y efectuar nuevas inversiones partiendo de cero, dentro de un mismo periodo tarifario.”*

La Comisión previendo la existencia de equipos de medición incapaces de medir el P_{ST} de forma directa propuso (en el literal d) del Artículo 5º del Proyecto de Resolución) facilitar la adquisición de un algoritmo para calcular este indicador a partir de la forma de onda. No vemos entonces porque deberían necesariamente prescindir de las inversiones ya ejecutadas.

11.13 Consejo Nacional de Operación – CNO -

Radicado CREG: E-2004-010352

Recibida: 28 de diciembre de 2004

Firma: ALBERTO OLARTE AGUIRRE, Secretario Técnico

11.13.1. *“1. Dado el alcance y planteamiento de la propuesta contenida en el borrador de resolución puesto a consideración, la metodología y procedimientos a implementar generaran implicaciones para la totalidad de los usuarios del servicio de energía eléctrica por lo tanto los diagnósticos deben ser orientados a lograr una mayor efectividad en la forma de medir y de tratar los problemas relacionados con la calidad de la potencia.*

2. Siendo el objetivo final de esta propuesta regulatoria la obtención de unos niveles de calidad de la potencia adecuados para los usuarios, consideramos que la propuesta se debe concentrar en el monitoreo de las instalaciones de las cargas industriales, las cuales son más sensibles a las perturbaciones de la onda de tensión y/o corriente, ó son a su vez el origen de dichas perturbaciones en la red, de forma

que se puedan identificar las soluciones a los problemas encontrados conjuntamente con los clientes."

La propuesta debe ser acorde a la remuneración de la actividad de distribución. Dado que la actual remuneración de la actividad de distribución tiene en cuenta la instalación de equipos de medición de calidad, la propuesta debe tener en cuenta estos equipos.

Finalmente, como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el periodo de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Proyecto de Resolución.

11.13.2. "3. *Sugerimos establecer los parámetros y la aplicación del indicador THDi, variable fundamental al estudiar las fuentes e Impactos producidos por las cargas en la calidad de la potencia el cual junto con el THDV propuesto serían suficientes para el diagnostico y control de la calidad de la potencia y están al alcance de la infraestructura actual, de acuerdo con el siguiente plan:*

- *Cumplir con la primera fase de implementación del sistema de medición y registro del 100 % de las barras de las subestaciones de los niveles de tensión 4,3, y 2 y el 5% de los circuitos a 13.2 kV cuya unidad constructiva reconozca estos equipos en el periodo de tiempo propuesto. No obstante, considerando los indicadores THDV y THDi, para el segundo periodo año 2008, se considera suficiente aumentar la instalación de los equipos en un 30% de los circuitos a 13.2 kV.*
- *Planificación de la rotación de equipos: rotar el sistema a los circuitos no medidos por un periodo no inferior a seis meses dejando como restricción aquellos circuitos que resultaren con indicadores deficientes según el sistema de auto-control.*
- *Replantear la carga de la prueba sobre daños en los equipos de los clientes con los registros de los indicadores DES y FES en cada uno de los alimentadores de media tensión, complementados con las señales y registros de los niveles de calidad de la Potencia mencionados anteriormente.*

Así mismo, es importante tener en cuenta que en la actualidad en el país no se cuenta con el equipamiento necesario para cumplir totalmente con las especificaciones de muestreo de las señales propuestas nuevos medidores, medios de comunicación y recolección de datos en sitio para enviar a las empresas o áreas administrativas y de análisis así como al Sistema Único de Información (SUI)."

Las razones por las cuales no se hace referencia a indicadores de corriente, como el THDI, en el Proyecto de Resolución fueron expuestas en la jornada informativa llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004. Entre otras se encuentran:

- En la Calidad de la Tensión se refleja el impacto de la Calidad de la Corriente en el Punto de Acople Común. Por lo tanto al medir la Calidad de la Tensión se está midiendo toda la Calidad de la Potencia Eléctrica.
- Al medir la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión se mide el impacto por calidad sobre una mayor cantidad de usuarios.
- Controlar la Calidad de la Potencia Eléctrica como Calidad de la Tensión simplifica la labor de vigilancia y control.

La Comisión, fundamentada en estos y otros puntos, considera innecesario, para efectos de evaluar la calidad de la potencia suministrada, utilizar indicadores de corriente. Ahora bien, los operadores de red pueden, si lo desean, utilizar otros indicadores en su gestión interna (p.e. al buscar la causa de una deficiencia de CPE).

En cuanto al tema de instalación de equipos, como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Proyecto de Resolución.

Respecto al tema de la carga de la prueba, en el Proyecto de Resolución no se plantea ningún cambio al esquema vigente. Sin embargo, la Comisión ha considerado necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual, tal como se enuncia en el Artículo 8º del Proyecto de Resolución, el cual se transcribe a continuación:

“ARTÍCULO 8o. Aclaración. El cumplimiento de los indicadores PST y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos de los usuarios, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía. Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa.”

Finalmente, en el tema de “existencia” del equipo, citando el numeral 2.7.3. del Documento CREG 113 de 2002:

“Como criterio fundamental en la definición de las UC, el Comité consideró que los elementos que las conforman deberían cumplir con los niveles de calidad exigidos por la CREG, en forma independiente de la conformación actual de las UC existentes en cada sistema de distribución. De esta manera, es claro, que cada Operador de Red - OR- debe adquirir e instalar los elementos faltantes de las UC adoptadas que no posean, para así ajustarse a los requisitos de calidad establecidos en la regulación.”
(hemos subrayado)

11.13.3. "4. *Es conveniente dejar claras las especificaciones técnicas de las unidades de adquisición de datos reconocidas en las subestaciones las cuales fueron aprobadas como parte de los cargos de distribución (con excepción de las subestaciones reducidas), y las requeridas en el borrador de resolución puesto en consideración, dado que para los operadores de red esta adecuación puede generar nuevas exigencias en inversiones."*

En el tema de instrumentos de medida, la Comisión sólo debe dar lineamientos generales en cuanto a especificaciones de equipos.

La Comisión considera que lo más importante es especificar el hardware (dada la facilidad de realizar cambios vía software), y es por esto que ha especificado claramente el requerimiento de medir indicadores de tensión y el requerimiento de procesamiento y comunicaciones.

11.13.4. "5. *Es necesario tener en cuenta los costos asociados a los equipos de almacenamiento y tratamiento de la información de calidad de la potencia, el software para el manejo de la base de datos, los medios de computación intensiva y transferencia automática de datos (considerando la periodicidad propuesta para el envío de los reportes al SUI). Por lo anterior, se recomienda la revisión de los costos de funcionamiento, de la adquisición y transporte de información, y verificar que dichos costos estén cubiertos por el gasto de AOM reconocido por la resolución CREG 082 de 2002."*

La Comisión considera que la remuneración por concepto de AOM tiene en cuenta los procedimientos propuestos en el Proyecto de Resolución, máxime teniendo en cuenta que el Regulador concedió un período de tiempo entre la entrada en vigencia de la nueva remuneración de la actividad de distribución y la exigencia de contar con medidores idóneos de CPE.

11.13.5. "1. *En el artículo 3 , se menciona el reconocimiento del costo de los equipos registradores dentro de las unidades constructivas definidas en la resolución CREG 082 de 2002. Sin embargo dentro de las unidades constructivas sólo se incluyó una unidad de código CCS9. Se considera necesario que la CREG le indique a los operadores de red, de qué manera se reconocerán los nuevos equipos que reemplazarán los ya instalados durante el presente período tarifario."*

Citando el Documento CREG 056 de 2004:

"Los equipos de medición a usar, para medir la calidad de la potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082-2002, así:

- *Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$ 19,248,000 de diciembre 2001.*
- *Unidad de adquisición de datos (1.) , valorada en \$ 22,339,005 de diciembre 2001, según las siguientes tablas (2.) (Costos (FOB) en pesos de diciembre de 2001), incluyendo sistema de procesamiento.*

1. *Reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19, N3S20 y N4S1 a N4S18 ; según lo enunciado en el numeral 2.7.3 del Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003), fundamento de la Resolución CREG 082-2002. Los cálculos originales se encuentran en dólares de los Estados Unidos de diciembre de 2001. Para calcular el valor en pesos se utilizó la tasa de cambio representativa de mercado del día diciembre 31 de 2001, publicada por el Banco de la República.*
2. *Estas tablas forman parte de los estudios en los cuales se fundamenta el Documento CREG-113 (diciembre 17 de 2003) y por ende la Resolución CREG 082-2002." (hemos subrayado)*

A partir del segundo punto se deduce que las unidades de adquisición de datos, de las cuales habla la propuesta, se encuentran reconocidas desde la última aprobación de cargos.

11.13.6. "2. *En el artículo 4 , el "Plan para instalar el sistema de medición y registro" consiste en instalar los equipos de registro en el 100% de los barrajes de niveles 4,3 y 2, al igual que en el 50/o de los circuitos a 13.2 kV para el mes de enero del 2006, y en la totalidad de los circuitos donde esto ocurra en un plazo de dos años más: se propone una metodología redundante, la cual consideramos demasiado exigente para realizar un estudio de diagnóstico.*

Como señalamos anteriormente la adecuación de las unidades de adquisición de datos a los estándares de medición propuestos, representaría una gran exigencia para los operadores de red. En este sentido, la metodología más razonable es el muestreo y la evaluación estadística, la cual ha sido aplicada con éxito en otros países."

Como se dijo en la jornada informativa, llevada a cabo el miércoles 25 de agosto de 2004, la necesidad de contar con equipos de medición de calidad dentro del listado de los elementos constitutivos de algunas unidades constructivas hace parte de los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local contenida en la Resolución CREG 082 de 2002. Si se consideraba innecesario contar con estos equipos, esta observación debió ser realizada durante el período de consulta de la mencionada metodología. Por lo tanto la discusión acerca de la idoneidad de contar con estos instrumentos de medición no hace parte de la propuesta regulatoria contenida en el Documento Proyecto de Resolución.

Quisiéramos agregar que los medidores a los cuales se refiere la metodología propuesta en el Proyecto de Resolución no son requeridos exclusivamente para realizar un estudio de diagnóstico, sino para la posterior medida y control de la calidad.

11.13.7. "3. *En el artículo 8 se lee: "...El cumplimiento de los indicadores Pst y THDV no exonera al OR de las responsabilidades derivadas del daño ocasionado en equipos de los usuarios, o de perjuicios adicionales generados por la anomalía."*

Consideramos muy importante aclarar el alcance de este párrafo, pues el usuario debe ser consciente que los equipos a conectar a la red, van a estar inmersos en un sistema eléctrico con unos parámetros previamente establecidos, tales como rango de tensión,

frecuencia, etc, y que estos equipos deben estar diseñados de forma que no sean afectados en su correcto funcionamiento por estas condiciones mínimas de la red.”

En el texto citado falta tener en cuenta el siguiente comentario, incluido en el Proyecto de Resolución:

“Sin embargo, la automatización en la forma de procesamiento de registros puede servir como elemento probatorio en reclamaciones a la empresa.”

Aclarando el alcance del párrafo, la Comisión considera necesario brindarle claridad al usuario respecto al tema de las reclamaciones a las empresas por daño de equipos después de la entrada en vigencia de la propuesta actual.

En cuanto al tema de los requerimientos de diseño aplicables a los equipos del usuario, este no hace parte de la temática de la propuesta del Proyecto de Resolución.

11.13.8. “4. *Mencionar el procedimiento a seguir en caso de afectaciones atribuibles al STN. Para lo anterior se debe considerar la medición de cargas industriales o de generadores embebidos que afecten los sistemas de Distribución de los OR’s.”*

En cuanto al tema de los disturbios atribuibles al STN, tanto el estudio del valor objetivo de P_{ST} como el análisis de la metodología de autocontrol tendrían en cuenta estos disturbios. Finalmente, teniendo en cuenta el esquema de autocontrol propuesto, las empresas estarían en total libertad de emplear los datos obtenidos (con la metodología propuesta) en las estrategias que considere más convenientes con el fin de mejorar la CPE.

11.14 K. & V. Ingeniería LTDA

Radicados CREG: E-2005-000413 y E-2005-000801

Recibidas: 18 de enero y 2 de febrero de 2005

Firma: JAIME A. VARGAS G.

11.14.1. *“Una de nuestras dudas se originó porque en el artículo 5o, literal b), donde trata sobre el almacenamiento de fluctuaciones estacionarias, se pide almacenar las desviaciones superiores a 10% y no menciona almacenar las desviaciones inferiores al 90%.”*

Con el fin de brindar mayor claridad en la interpretación de este literal, en el texto definitivo se aclara que se deben registrar las desviaciones mayores al 10% en valor absoluto con duración mayor a un minuto (sobretensiones y subteniones).

11.14.2. *“Teniendo en cuenta que esta resolución indica que se debe hacer la medida de THDV, pero este parámetro no figura en el reporte, la pregunta es si se debe incluir esta medida en el reporte semanal.”*

La Comisión no considera necesario, por ahora, obtener medidas del indicador THDV de una forma tan exhaustiva como la empleada para el indicador P_{ST} . Sin embargo, la

Comisión podrá en el futuro solicitar el reporte de parámetros e indicadores de voltaje adicionales a los mencionados en el presente artículo.

En el caso particular del THDV, las empresas, en cumplimiento del numeral 6.2.4 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, deben mantener disponible en medio magnético la información que permita verificar el cumplimiento de los estándares de Calidad de la Potencia suministrada.

11.15 Oscar Germán Quiceno R. (oquicenr@eppm.com)

Radicados CREG: E-2005-001170

Recibida: 18 de febrero de 2005

Firma: OSCAR GERMÁN QUICENO R.

11.15.1. "... acerca de la exigencia de la calibración de los equipos con los cuales se va a hacer la medición de la calidad de la potencia, sería bueno en un parágrafo de dicha resolución pedir que los equipos con los cuales se hace esta medición, deben estar previamente calibrados y trazables a patrones nacionales o internacionales de referencia, para así, poder garantizar la confiabilidad y la exactitud de las mediciones realizadas con este tipo de instrumentos"

Los equipos deben ser certificados ante cualquiera de las entidades aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2269 de 1993. Estas entidades certificarán que el instrumento cumple los Estándares requeridos.

11.16 Universidad Nacional de Colombia (Bogotá)

Radicados CREG: E-2005-001200

Recibida: 21 de febrero de 2005

Firma: HORACIO TORRES, Director Grupo PAAS

11.16.1. "... Anexo 1. Análisis realizados al medidor de flicker suministrado por la CREG (...) dicho instrumento se encuentra descalibrado y su resultado es impreciso"

En la reunión técnica con el PAAS se demostró que el algoritmo suministrado por la CREG no se encuentra descalibrado. El grupo PAAS estaba usando para calibrar el P_{ST} las señales de calibración de la señal IFL debido a una interpretación diferente al Estándar IEC 61000-4-15 (2003-02).

11.16.2. "... Anexo 2. Registro y medición de eventos ... IEC 61000-4-30"

La medición de éstos eventos podrá ser utilizada para depurar las mediciones de P_{ST} , razón por la cual se tendrá en cuenta en la propuesta final.